

50521
25



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES "ZARAGOZA"

**ANÁLISIS DE RIESGO EN UNA PLATAFORMA
MARINA DE PRODUCCIÓN PETROLERA CON
EL MÉTODO HAZOP**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO QUIMICO
P R E S E N T A :
VICTOR / GONZÁLEZ HERNÁNDEZ.

Director: I. Q. René de la Mora Medina

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

México. D.F.

JUNIO 2003.

A



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.



**FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES ZARAGOZA**

**JEFATURA DE LA CARRERA
DE INGENIERIA QUIMICA**

OFICIO: FESZ/JCIQ/051/03

ASUNTO: Asignación de Jurado

ALUMNO: GONZÁLEZ HERNÁNDEZ VÍCTOR
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. Julio Félix Martínez Reyes
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., 06 de Mayo de 2003

EL JEFE DE LA CARRERA

M. en C. ANDRÉS AQUINO



ZARAGOZA

**INGENIERIA QUIMICA
SECRETARIA TECNICA**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Dedicado a las personas más trabajadoras que conozco y a quienes debo tanto:

Mi padre, Salomón González y mi esposa, Elma Juárez.

A mi madre, por su apoyo discreto, constante e incondicional.

A esas personas con quienes he compartido el crecimiento profesional, y aún más importante, el personal; con quienes he conocido lugares nuevos; con quienes tengo diferencias fructíferas; con quienes más de una vez me he desvelado por cuestiones de trabajo o diversión:

Fernando Rueda, Armando Ayala, Patricia Cortés, Marco Antonio Flores.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
I.- GENERALIDADES	3
1.1 EL PETRÓLEO	3
1.2 YACIMIENTOS PETROLÍFEROS	4
1.3 PLATAFORMAS MARINAS DE PRODUCCIÓN PETROLERA	5
1.4 ANÁLISIS DE RIESGOS	7
1.5 EVALUACIÓN DE RIESGOS EN PLATAFORMAS PETROLERAS COSTA AFUERA	8
1.6 EL PROYECTO CANTARELL	10
II.- REGULACIONES APLICABLES A UN ANÁLISIS DE RIESGOS.	14
II.1 REGULACIÓN NORTEAMERICANA.	14
II.2 REGULACIÓN MEXICANA.	25
II.3 ESTÁNDARES DE DISEÑO APLICABLES A UNA PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN PETROLERA.	36
III.- METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE RIESGOS	41
III.1 REVISIÓN DE SEGURIDAD	42
III.2 ANÁLISIS CON LISTAS DE VERIFICACIÓN (CHECKLIST)	44
III.3 CALIFICACIÓN RELATIVA	46
III.4 ANÁLISIS PRELIMINAR DE RIESGOS	48
III.5 ANÁLISIS ¿QUÉ PASA SI? (WHAT IF?)	50
III.6 ANÁLISIS WHAT IF? / LISTA DE VERIFICACIÓN	52
III.7 ANÁLISIS DE PELIGROS DERIVADOS DE LA OPERACIÓN (HAZARD AND OPERABILITY, HAZOP)	53
III.8 ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA Y EFECTOS	55
III.9 ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS	57
III.10 ANÁLISIS CON ÁRBOL DE EVENTOS	58
III.11 ANÁLISIS DE CAUSA-CONSECUENCIA	59
III.12 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD HUMANA	60
III.13 ELECCIÓN DE LA METODOLOGÍA	62

D

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

IV.- APLICACIÓN DEL MÉTODO HAZOP.	78
IV.1 GENERALIDADES DEL MÉTODO	78
IV.2 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS	83
IV.3 VARIACIONES DEL MÉTODO DE ANÁLISIS	90
IV.4 OPCIONES DE DOCUMENTACIÓN	94
V ANÁLISIS HAZOP EN UNA PLATAFORMA MARINA DE PRODUCCIÓN PETROLERA	96
V.1 SÍMBOLOS E IDENTIFICACIÓN DE DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD	97
V.2 EVENTOS INDESEABLES EN LOS COMPONENTES DE PROCESO (DESVIACIONES)	101
V.3 DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD RECOMENDADOS Y TABLAS PREVIAS PARA ANÁLISIS HAZOP POR EQUIPO DE PROCESO EN UNA PLATAFORMA	108
V.4 RESULTADOS	142
V.5 EVALUACIÓN CUALITATIVA DE RIESGO CON LA METODOLOGÍA HAZOP EN CONJUNCIÓN CON MATRIZ DE CONSECUENCIAS	148
V.6 CONCLUSIONES	151
BIBLIOGRAFÍA	153

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

INTRODUCCIÓN

En un análisis de riesgos se aplican conocimientos de diversos módulos impartidos en la carrera de ingeniería química, que van desde la interpretación de propiedades fisicoquímicas de las sustancias manejadas, las condiciones de operación para poder determinar los dispositivos de seguridad necesarios, la instrumentación para controlar oportunamente desviaciones en condiciones de operación, la interpretación de diagramas de tubería e instrumentación, el conocimiento básico del funcionamiento de diversos equipos (bombas, tanques a presión, ductos, etc.) para determinar sus posibles fallas y el conocimiento de las propiedades de peligrosidad de las sustancias manejadas (toxicidad, inflamabilidad, etc.).

El objetivo del presente trabajo es mostrar como puede hacerse uso de estándares internacionales de seguridad para facilitar la elaboración de un análisis HAZOP en una plataforma marina de producción petrolera, básicamente las prácticas recomendadas por el Instituto Americano del Petróleo.

La idea principal radica en identificar previamente los dispositivos mínimos de seguridad que debe tener cada componente de proceso y acudir a las reuniones de análisis con los nodos ya identificados, las posibles desviaciones que pueden presentarse en cada equipo y con propuestas de dispositivos de seguridad para evitar o mitigar los efectos de desviaciones en las variables de proceso que pudieran originar la liberación accidental incontrolada de materia o energía, es decir, derrames, fugas o explosiones.

La metodología de análisis planteada se utilizó para elaborar un análisis de riesgo en el complejo Nohoch Alfa, del Activo Cantarell, en el Golfo de México. Ya que el fin es plantear la metodología y no exponer el estudio realizado, sólo se presentan al final algunas de las tablas de análisis resultantes y algunos de los Diagramas de Tubería e Instrumentación empleados.

El capítulo I se plantea como una definición del marco conceptual en que se desarrolla el trabajo. Se explica que es el petróleo, que es un yacimiento petrolífero, que es una

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

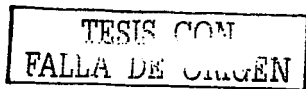
plataforma marina de producción petrolera, que es un estudio de riesgos y cual es su importancia.

En el *capítulo II* se exponen las regulaciones mexicanas y norteamericanas aplicables a un análisis de riesgos.

En el *capítulo III* se describen las metodologías de análisis de riesgos más ampliamente usadas (check list, what if?, árbol de fallas, etc.).

El *capítulo IV* se dedica explicar detalladamente el modo de realizar un análisis HAZOP, los requisitos documentales, de tiempo, de personal, formatos y variantes en el método.

En el *capítulo V* se presenta un análisis por componente de proceso presente en plataformas (líneas, intercambiadores de calor, recipientes a presión, compresores, bombas, etc.) en el que se identifican los eventos indeseables que pueden ocurrir en cada uno de ellos y los dispositivos de seguridad recomendados para evitar la ocurrencia de tales eventos. Al final se muestran algunas tablas de resultados del análisis HAZOP realizado a la plataforma Nohoch Alfa en 1997 como parte del proyecto Cantarell.



I.- GENERALIDADES

I.1 EL PETRÓLEO

Aunque el petróleo pudiera parecer una novedad de nuestro tiempo, era ya conocido hace miles de años. En Egipto y Mesopotamia, la gente utilizaba las pizarras bituminosas (rocas impregnadas por los componentes menos volátiles de los hidrocarburos de tipo petrolífero) para impermeabilizar sus viviendas y sus barcos. Tales aplicaciones, sin embargo, distaban mucho de dar al petróleo la importancia que tiene para la sociedad actual. En nuestros días, el petróleo se ha convertido en la principal fuente de energía y en un factor esencial de la economía y el bienestar de las naciones.

El origen del petróleo es el siguiente: Una fina lluvia de partículas cae continuamente al fondo del mar; muchas de ellas están constituidas por arcilla; otras son restos orgánicos diversos, procedentes por ejemplo, de cadáveres o excrementos. Estos restos son atacados en el fondo fangoso por bacterias anaerobias que tomarán el oxígeno de sus moléculas constituyentes, no dejando sino moléculas de carbono e hidrógeno, los llamados hidrocarburos. Como éstas bacterias no producen ácidos, pueden proseguir su actividad durante mucho tiempo: muestras del fondo extraídas mediante sondeo han demostrado que éstas bacterias pueden seguir viviendo bajo 1500 metros de sedimentos.

La presión ejercida por la enorme masa de sedimentos provocará la expulsión de gotitas de líquido que se encuentren entre las arcillas. Así pues, este líquido, el petróleo, migrará siguiendo la pendiente, que puede ser muy débil, a decenas de kilómetros, hasta que se encuentre una roca porosa e incompresible, cuyos huecos llenará. Esta roca se denomina roca almacén, en ésta roca primero se drenará y luego se almacenará el petróleo dispersado a través de la masa de sedimentos.

En el transcurso de las eras geológicas, la roca almacén ha podido plegarse y constituir así una "trampa" o depósito estanco de donde el petróleo no ha podido escaparse: El yacimiento es entonces explotable en condiciones ideales. Pero si, como consecuencia de algún accidente geológico, la roca ha sido trasladada hacia la superficie, o si las capas que se encuentran por

encima de ella se han fisurado o hendido, todos los componentes volátiles se habrán evaporado. No quedará del petróleo mas que una masa dura y negra impregnando la roca: el asfalto. Si bien los estudios geológicos y geofísicos pueden indicar si un sitio determinado puede constituir un yacimiento, sólo mediante la prospección del terreno se podrá saber si existe un yacimiento explotable.

1.2 YACIMIENTOS PETROLÍFEROS

Los primeros yacimientos de combustibles fueron descubiertos por casualidad. En las minas de carbón, los geólogos se limitaban a determinar en que dirección y a que profundidad había que excavar para encontrar una veta interrumpida por una falla. Con el desarrollo del consumo de energía, la geología ha desarrollado nuevos métodos para encontrar yacimientos, tanto bajo tierra firme como bajo los mares.

La prospección del petróleo se realiza en regiones muy extensas, a la escala del fenómeno de sedimentación y migración que la formación de éste producto implica obligatoriamente.

La prospección se inicia realizando un inventario de las rocas que se encuentran en la región de estudio. En particular, trata de establecer si existe un espesor de sedimentos cenagosos suficiente para haber producido gran cantidad de petróleo, y si existe una roca susceptible de desempeñar el papel de almacén. Luego, observando la disposición de unas rocas con respecto a otras, determina en que zonas puede ubicarse la roca almacén para ser protegida por una capa suficiente de sedimentos impermeables. Finalmente, por métodos geofísicos, sondea las profundidades de esta región para evaluar el emplazamiento de los posibles depósitos de petróleo.

La última etapa consiste en la verificación de todos los estudios por medio de un sondeo, único medio de saber si efectivamente existe el yacimiento existe o no. Puede ocurrir que el geólogo haya acertado en su razonamiento, pero que el depósito se encuentre vacío.

Las formaciones sedimentarias que contienen petróleo se presentan a profundidades muy variables, que van desde el subsuelo casi inmediato hasta los fondos submarinos. La explotación de yacimientos submarinos consiste una parte considerable de las extracciones

actuales. La explotación de yacimientos submarinos se realiza mediante plataformas marinas de producción petrolera.

1.3

PLATAFORMAS MARINAS DE PRODUCCIÓN PETROLERA

Una plataforma marina se define como una instalación destinada a la explotación de yacimientos petrolíferos submarinos. De acuerdo con su estructura, pueden clasificarse en: sistemas de explotación fijo, sistemas de explotación semifijo y sistemas flotantes. El presente trabajo se enfocará al análisis de riesgo en sistemas de explotación fijos. Las características de cada uno de los sistemas de explotación mencionados se indican a continuación.

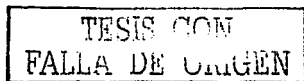
- **Plataformas fijas.** Este tipo de plataformas se encuentran asentadas sobre el suelo marino, y se extienden hasta la superficie. Debido a esta característica, este tipo de plataformas sólo se usa en profundidades menores a 300 metros, debido a los altos costos y esfuerzos mecánicos que supondría para la estructura de soporte una mayor profundidad. En este tipo de plataformas las subestructuras (parte de la plataforma que queda sumergida en el agua) se construyen de acero (estructura piramidal) o de concreto y presentan la ventaja de una gran resistencia al oleaje y al peso del equipo. Cuando la plataforma tiene subestructura de acero con forma piramidal se conoce como tipo "jacket", o convencional.
- **Plataformas semifijas.** Este tipo de sistemas se dividen en plataformas de torres atrantadas y plataformas articuladas. A diferencia de las plataformas tipo jacket, las de torres atrantadas tienen una estructura de acero recta, y no piramidal. Para incrementar la resistencia a los oleajes y cargas horizontales en general, la estructura se ancla con un sistema de cables al suelo marino. A las plataformas articuladas se les da este nombre porque la base de la estructura es flexible, a modo de una articulación. Este tipo de plataformas tiene tanques de flotación en la parte superior para mantenerse en posición vertical.
- **Plataformas flotantes.** Este tipo de plataformas no se encuentran apoyadas sobre el fondo marino mediante una estructura submarina, como su nombre lo indica, flotan. Estas estructuras se mantienen en su posición anclándose mediante cables (tensores) a una estructura submarina de acero cimentada con pilotes. Las

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

desventajas de este tipo de plataformas son los problemas de inestabilidad y de capacidad de carga. La principal ventaja consiste en el menor costo económico, al evitarse la construcción de estructuras fijas de acero o de concreto.

Además de la clasificación por su tipo de estructura, las plataformas pueden clasificarse por su tipo de proceso o de servicio.

- **Plataforma de perforación.** En esta plataforma se realiza la perforación del fondo marino. En un principio, se barrena y adema el pozo. Ademar significa que, una vez realizada la perforación, se introduce una tubería de recubrimiento en el interior del pozo, para evitar su derrumbe. Una vez revestido el pozo, se conectan las válvulas de control, cabezales, líneas de procesos y una trampa lanzadora de diablos. Posteriormente se describirán las funciones y dispositivos de control de cada uno de los elementos mencionados.
- **Plataforma de enlace.** Estas plataformas reciben la mezcla gas-crudo de la(s) plataforma(s) de perforación y presionan el crudo y el gas para enviarlos a la plataforma de producción.
- **Plataforma de producción.** En esta plataforma se separan el agua y el gas del crudo. La separación gas-aceite se efectúa hasta que el aceite es estabilizado, es decir, hasta que se evita el desprendimiento de vapores en los recipientes de almacenamiento o transporte, a condiciones atmosféricas de presión y temperatura.
- **Plataforma de compresión.** En esta plataforma se recibe el gas separado en la plataforma de producción, se comprime y se envía a tratamiento posterior o a almacenamiento. En esta plataforma se separan agua y ácido sulfhídrico del gas (endulzamiento del gas).
- **Plataforma habitacional.** En estas plataformas se hospeda el personal de la plataforma. Para este fin, estas plataformas cuentan con plantas potabilizadoras de agua, de incineración de residuos, de tratamiento de aguas negras. En el último nivel se encuentra el helipuerto.

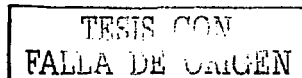


Un análisis de riesgos consiste en la identificación, análisis y evaluación sistemática de los riesgos a fallas en los sistemas de control, los sistemas mecánicos, los factores humanos y las fallas en los sistemas administrativos que afectan la seguridad de las operaciones en plantas de proceso. Un análisis de riesgos es usado para detectar deficiencias en el diseño y operación de instalaciones que pueden ocasionar la liberación accidental no controlada de sustancias, fuego o explosión. Estos estudios procuran información que auxilia a las organizaciones en la toma de decisiones para implementar medidas de seguridad. Estos estudios generalmente complementan las actividades de seguridad e higiene más comunes, como elección de equipo de protección personal y monitoreo de exposición laboral a la emisión de productos químicos.

Un análisis de riesgos es la piedra angular del programa de administración de riesgos de una instalación. Los análisis de riesgos generalmente involucran el uso de técnicas cualitativas para analizar fallas potenciales por fallas de equipos y errores humanos que pueden conducir a accidentes. Además, técnicas individuales de análisis de riesgos pueden usarse como elementos de otros planes, programas y procedimientos de seguridad. Por ejemplo, los análisis de riesgos pueden usarse para:

- (1) Investigar las causas probables de un incidente,
- (2) Como parte de un programa de administración de cambios en una instalación,
- (3) Identificar equipo de seguridad crítico para priorizar actividades de mantenimiento, pruebas, o inspección, como parte del programa de integridad mecánica de una planta.
- (4) Por otro lado, los análisis de riesgos son una actividad obligatoria, requerida por las autoridades en México (hasta el 2001, por el Instituto Nacional de Ecología, ahora, por la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales).

Aunque el presente trabajo se centrará en la descripción de los propósitos, beneficios, costos, limitaciones y aplicación del método HAZOP como técnica de identificación de peligros y análisis de riesgos en una plataforma marina, se hará también una revisión breve de las siguientes técnicas de análisis de riesgos:



- Revisión de seguridad.
- Análisis con listas de chequeo.
- Categoría (ranking) relativa.
- Análisis preliminar de riesgos.
- ¿Qué pasa si? (what if?).
- Lista de chequeo/¿qué pasa si?
- Análisis de fallas y efectos.
- Árbol de fallas.
- Árbol de eventos.
- Causa-consecuencia.
- Análisis de confiabilidad humana

1.5 EVALUACIÓN DE RIESGOS EN PLATAFORMAS PETROLERAS COSTA AFUERA

Existen más de 6,500 plataformas marinas alrededor del mundo, en 53 países. La gran mayoría de las plataformas marinas de producción petrolera cuentan con superestructura (parte de la plataforma sobre el nivel del mar) de acero. Cada plataforma cuenta con un diseño particular para adecuarse a las condiciones específicas del sitio, profundidad del agua, características del suelo marino, vientos, olas, etc.

Por ejemplo, en el Mar del Norte, se han construido plataformas de grandes dimensiones que están expuestas a las condiciones ambientales más severas en el mundo. Estas deben ser capaces de soportar olas de 31 metros cada 15 a 20 segundos, con tormentas de 6 horas de duración promedio, con velocidades del viento de 220 km/h. El Mar del Norte tiene la mayor concentración de plataformas fijas de acero en el mundo (del 25 al 30% del total mundial).

El desastre ocurrido el 6 de julio de 1988 en la plataforma petrolera inglesa costa fuera Piper Alfa, localizada en una de las zonas de marea más peligrosas del Mar del Norte, ocasionó la muerte de 167 de los 225 tripulantes y la pérdida total de la instalación. Este siniestro significó el accidente con mayor número de defunciones en el Reino Unido desde hace cincuenta años¹.

¹ BBC Education, en <http://www.bbc.co.uk/education/disaster/piper.htm>

La ocurrencia del evento desencadenó una reforma profunda en las leyes de regulación y manejo de instalaciones de alto riesgo, cuyas deficiencias anteriores demostraron ser la causa principal del suceso.

La primera modificación importante fue la de aplicar en instalaciones costa fuera el mismo código de seguridad vigente en las terrestres, así como el requerimiento de una evaluación formal de la seguridad de cada una de las instalaciones por parte de los operadores.

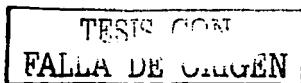
El requerimiento especifica que los informes deben basarse en la utilización de la "Evaluación Cuantitativa del Riesgo" (Quantitative Risk Assessment") identificando los principales peligros (hazards) y evaluando los principales riesgos (risks) surgidos de aquellos peligros utilizando cálculos basados en la frecuencia estadística y la magnitud de los mismos.

Adicionalmente, de manera posterior se emitió el requerimiento de publicar en medios masivos de comunicación los informes de accidentados, muertes y accidentes en general ocurridos en las plataformas costa fuera. La disposición se adoptó en 1996, y ha generado el interés definitivo de los ciudadanos en general.

Aunque el avance en el sentido de la regulación de la seguridad ha sido relevante en el mundo, avance que debiera ser analizado para su posible asimilación de manera adecuada por nuestro país, aún no se ha tomado suficientemente en cuenta uno de los factores más importantes que afectan directamente la generación, prevención y manejo en general de accidentes en instalaciones costa fuera.

En lo referente a la industria petrolera costa fuera: ¿Cuáles son los riesgos y peligros a los cuales está expuesto el personal? El ambiente costa fuera es único debido a que combina las amenazas de peligros industriales mayores, con aquellos específicos a la industria de extracción de hidrocarburos líquidos y gaseosos, así como al ambiente marino.

Estos peligros incluyen amenazas a la integridad estructural de las instalaciones, fuego, explosión, accidentes relacionados con el transporte de personal y peligros asociados con las actividades de perforación.



La evaluación de riesgos y la consecuente adopción de medidas de prevención y mitigación de los mismos repercute en los siguientes beneficios para los centros de trabajo que manejan sustancias o condiciones de operación riesgosas:

- a) Aumento significativo de la probabilidad de supervivencia a desastres cualquiera que sea su causa.
- b) Disminución de la frecuencia de las interrupciones de actividad / operación / producción
- c) Adquisición, recuperación y aumento de la reputación de la compañía operadora.
- d) Disminución del impacto del accidente en la comunidad y el medio ambiente.
- e) Disminución de las consecuencias sociales, políticas, legales y financieras del desastre.
- f) Identificación de áreas "vulnerables" de la organización.
- g) Entrenamiento y capacitación de aquellos directamente involucrados con la respuesta a las emergencias.

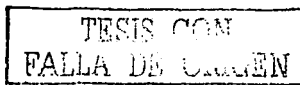
En México, resulta de prioridad el adoptar, asimilar y adecuar propuestas de seguridad para la prevención de accidentes incapacitantes o mortales, mejorar la imagen de la industria petrolera costa fuera y disminuir costos de pólizas de seguros. El primer paso para conseguir esto es la identificación y evaluación de riesgos.

1.6 EL PROYECTO CANTARELL

Uno de los proyectos más importante, si no es que el más importante, en materia de explotación de los yacimientos petrolíferos mexicanos es el proyecto Cantarell. El yacimiento Cantarell es el mayor campo petrolífero que maneja Pemex Exploración y Producción. Se localiza 82 km de la costa de Ciudad del Carmen, Campeche, en el Golfo de México. Es el mayor proyecto en desarrollo costa afuera del mundo, con un costo mayor a los 5 mil millones de dólares.

Este complejo es uno de los más importantes del país y está formado por cuatro campos: Akal, Chac, Kutz y Nohoch, se sitúa al noroeste de Campeche y durante 1996 aportó el 38% de la producción total de hidrocarburos del país.

Al inicio de 1997 contaba con reservas probadas de 12,300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.



El proyecto descansa en cuatro programas para su ejecución, uno de mantenimiento de presión en los yacimientos, otro de perforación, otro de optimización de infraestructura de superficie y finalmente otro de modelación del comportamiento de los yacimientos de este complejo. El presente trabajo muestra como ejemplo del desarrollo del método de análisis, parte del estudio de análisis de riesgos efectuado para la optimización de la estructura del complejo Nohoch Alfa.

Se tiene prevista la perforación de 164 pozos, así como la instalación de 18 plataformas y un sistema de oleoductos y equipos de bombeo así como plantas para la inyección de gas.

La compañía Bechtel preparó un estudio de diseño conceptual en conjunción con Pemex Exploración y Producción para el desarrollo del campo Cantarell. Este estudio identificó la necesidad de desarrollar proyectos para eliminar cuellos de botella en la producción y así incrementar su productividad. El diseño, fabricación e instalación de equipo para cumplir con ese objetivo es conocido como Proyecto Cantarell.

El proyecto de eliminación de cuellos de botella incluye modificaciones a las plataformas existentes para añadir nuevos equipos de separación, bombas y compresores, construcción de instalaciones para manejo del gas adicional producido, y la interconexión de ductos.

El proyecto para incrementar la producción del yacimiento Cantarell consiste de varios componentes, incluyendo la instalación de plataformas de perforación, de inyección y dos nuevos complejos de procesamiento central, puentes, quemadores y la interconexión de líneas.

Una de las principales razones de la prolífica producción de Cantarell es la presencia de una gigantesca burbuja de gas que ha mantenido la presión en las reservas por los últimos 20 años.

Como la presión de las reservas ha decrecido, Pemex ha decidido mantener la presión en los yacimientos mediante la inyección de nitrógeno para mejor aprovechamiento económico del gas extraído. Bechtel y Pemex estudiaron otras opciones, como la inyección de vapor o de agua, pero debido a la formación geológica del campo petrolífero, ninguna de estas opciones fue viable. Después de seis meses de estudios, el equipo PEMEX-Bechtel recomendó el uso de nitrógeno para presurizar las reservas y mejorar la producción en Cantarell.

Las instalaciones de producción de nitrógeno se construyeron en tierra firme, cerca del poblado de Atasta, y el nitrógeno es enviado costa afuera vía ductos para inyección en las reservas. La producción de nitrógeno para presionar el yacimiento es de aproximadamente 1.2×10^9 pies cúbicos estándar por día (SCFD).

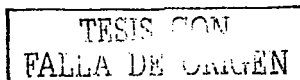
Los objetivos para el desarrollo del proyecto Cantarell son:

- Incremento de la capacidad en un 25% aproximadamente mediante la eliminación de cuellos de botella.
- Incrementar la producción en un 50% adicional mediante la construcción de nuevas instalaciones.
- Incrementar la rentabilidad/disponibilidad de las instalaciones existentes.
- Disminuir el quemado de gas.

El complejo Nohoch Alfa está formado por las plataformas de enlace PE-NA-1, de compresión CB-NA-1, de producción PB-NA-2, perforación PP-NA-1, producción PB -NA-1 y habitacional HA-NA-1.

Las principales modificaciones realizadas a este complejo como parte del Proyecto Cantarell son:

- Rediseño de la línea de salida de crudo del separador de segunda etapa que va a la succión de las bombas principales, para reducir la caída de presión. Esto se logró reemplazando el filtro de succión de bombas por un colador de succión tipo cono y realizando los arreglos de tubería necesarios para facilitar la alimentación directamente a la succión de bombas en lugar de su arreglo debajo de la cubierta de bombas.
- Conexión del oleoducto de 24" existente que ahora sirve como oleoducto de primera etapa, proveniente de Akal R, al cabezal de 30" existente que maneja el crudo separado en remotos hasta Nohoch A. Se cambió la ubicación de la trampa de diablos para facilitar el recibo de un diablo inteligente.
- Instalación de una línea de cruce de 24" de 200 m de largo, extendiéndose desde la línea de gas de 24" en Nohoch A, proveniente de Akal G, y conectarla a la línea de gas de alta presión de 36" existente en la plataforma PE-NA-1 (en Nohoch A), la cual alimenta a la estación en Atasta en tierra.



- Reemplazo de las válvulas bola para 300 # por válvulas para 600 # en la trampa de recibo de 30 X 24".
- Modificación de la instrumentación en los separadores existentes, instalando el transmisor electrónico indicador de nivel, transmisor indicador de presión, tres transductores, tres válvulas solenoides de 3 vías y un registrador local común.

El presente trabajo toma como base un análisis de riesgos elaborado como parte del proyecto Cantarell, específicamente, el análisis de riesgos al complejo Nohoch Alfa y plataformas periféricas. En este complejo se efectuó la instalación de nuevos equipos, eliminación de cuellos de botella e interconexiones de ductos (proyecto EPC-4). Pemex requirió que se analizaran los riesgos implicados en dichas modificaciones y que se asegurara que los equipos instalados y los modificados contaban con los dispositivos de seguridad recomendados por estándares internacionales reconocidos.

II.- REGULACIONES APLICABLES A UN ANÁLISIS DE RIESGOS.

II.1 REGULACIÓN NORTEAMERICANA.

En los Estados Unidos un análisis de riesgos puede ser un regulado por parte de dos instancias gubernamentales, la EPA (Environmental Protection Agency, Agencia de Protección Ambiental) o la OSHA (Occupational Safety and Health Administration, Administración para la Seguridad y Salud Ocupacional).

La OSHA solicita el análisis de riesgos como parte de la Administración de la Seguridad en los Procesos (PSM, Process Safety Management) de una empresa que maneje lo que en su legislación se denomina una "sustancia altamente peligrosa", de acuerdo al listado de sustancias del Código Federal de Regulaciones 40 CFR 68.115. Aunque en este caso, el propietario o responsable de la planta no está obligado legalmente de implementar una PSM.

En el Código Federal de Regulaciones de Estados Unidos se establecen los lineamientos para implementar una Administración de Seguridad en los Procesos, específicamente en el 29 CFR 1910.119. En éste Código, en el punto 4 de su Apéndice es donde se mencionan las recomendaciones para llevar a cabo un análisis de riesgos. En este Código se remiten al Centro para la Seguridad de Procesos Químicos del AIChE (American Institute of Chemical Engineers², Instituto Americano de Ingenieros Químicos) para información específica sobre la aplicación de las distintas metodologías de análisis de riesgos (What if?, árbol de fallas, HAZOP, Check list, etc.). Los capítulos 3 y 4 de la presente tesis están basados en su mayor parte en información publicada por este Instituto.

De acuerdo con el 29 CFR 1910.119, deben hacer un análisis de riesgos los siguientes:

² Guidelines for Hazard Evaluation Procedures; Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers, New York, New York, 1992.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- (i) Un proceso que involucre un producto químico en cantidades iguales o superiores a la cantidad límite definidas en el punto 40 CFR 68.115.
- (ii) Un proceso que involucra el uso de un líquido o gas inflamable en planta, en un área específica, en una cantidad de 10,000 libras (4535.9 kg) o más, excepto para:
 - (A) Hidrocarburos usados solamente para consumo en planta como combustibles (p. ej. Propano empleado para calefacción de oficinas, gasolina para automotores), si estos combustibles no son parte de un proceso que contenga otra sustancia listada como peligrosa.
 - (B) Líquidos inflamables almacenados en tanques atmosféricos o transferidos, que son mantenidos debajo de su punto normal de ebullición sin el uso de refrigeración.

La EPA puede solicitar la realización de uno de tres Programas de Prevención (de accidentes) distintos, dependiendo de las características del proceso.

El Código Federal de Regulaciones 40, 68.67 de los Estados Unidos (40 CFR 68.67) establece que el propietario u operador debe elaborar un análisis inicial de riesgos en los procesos en donde se manejen sustancias reguladas. El análisis de riesgos debe ser adecuado a la complejidad del proceso y debe identificar, evaluar y controlar los riesgos involucrados en la operación de la planta. El propietario u operador debe determinar y documentar el orden de prioridad para llevar a cabo análisis de riesgos, basado en un juicio que incluya consideraciones como el número potencial de empleados afectados, antigüedad de la planta e historia operativa del proceso.

II.1.1 Programa de Prevención 1 de la EPA.

Una instalación aplica para realizar un Programa 1 de la EPA si en los cinco años anteriores no ha habido en la instalación liberación accidental de una sustancia regulada, reacciones no controladas, sobrepresiones generadas por una explosión que involucre una sustancia regulada, o radiación térmica generada por fuego y que dichos eventos hayan ocasionado, muertes, daños, acciones de respuesta o restauración por la exposición de un receptor ambiental.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

También aplica el Programa 1 de la EPA si la distancia de riesgo en caso de una fuga tóxica o radiación térmica, simulada con un programa computacional en las condiciones más adversas, es menor a la distancia en que se encontraría un receptor público. Los detalles en cuanto a criterios para definir el número y tipo de escenarios en una simulación matemática de eventos de riesgos se presenta más adelante en el punto II.1.4 para cada uno de los tres Programas de Prevención. El punto II.1.4 de la presente tesis está basado en el Código Federal de Regulaciones 68.25.

Para elaborar un Programa 1 de la EPA, se debe remitir a esta instancia gubernamental lo siguiente:

- La simulación que se mencionó en el párrafo anterior, haciendo constar que el receptor público más cercano está fuera de los límites de afectación de una nube tóxica o radiación térmica por incendio.
- Una historia completa de los accidentes ocurridos en los últimos cinco años.
- Asegurar que las acciones de respuesta en caso de emergencia sean coordinadas mediante un plan local de emergencias, con la participación de agencias de respuesta.
- Certificar en el Programa de Administración de Riesgos lo siguiente: *" Basados en los criterios del 40 CFR 68.10 (Código Federal de Regulaciones, Título 40, sección 68.10), la distancia al punto de interés especificado para el escenario más adverso en caso de una liberación accidental para el (los) siguiente(s) proceso(s), es menor que la distancia al receptor público más cercano: [listar procesos]. Dentro de los cinco años anteriores, no han ocurrido en el proceso liberaciones accidentales que causen impactos fuera de límites de batería. No se requieren medidas adicionales para prevenir impactos al exterior por liberaciones accidentales. En caso de fuego, explosión o fuga en el proceso de una sustancia regulada, el acceso dentro de la distancia especificada como de alto riesgo puede suponer un peligro para las instancias públicas que respondan a la emergencia. Además, las instancias públicas de respuesta a emergencias no deben acceder a esta área excepto en los casos previstos en el Programa de Administración de Riesgos. Certifico que, a mi leal conocimiento, información y entendimiento, fundamentados después de una investigación razonable, la información remitida es verdadera, precisa y completa. [Firma, título, fecha]."*

II.1.2 Programa de Prevención 2 de la EPA.

Un proceso es sujeto a elaborar un Programa de Prevención 2 de la EPA si no cumple con los criterios de aplicabilidad para un Programa 1 o un Programa 3.

Los requisitos en la elaboración de un Programa 2, además de los mencionados para un Programa 1, son los siguientes:

- Desarrollar e implementar un sistema de administración como se indica en el 40 CFR 68.15. En esta sección del CFR se menciona que debe haber un sistema de administración que supervise la implementación de los elementos que conforman el Programa de Administración de Riesgos, se debe asignar a un responsable capacitado para la implementación del Programa de Administración de Riesgos, y se debe establecer un organigrama con líneas de autoridad cuando el desarrollo de algunos elementos del programa sean delegados a personas distintas al responsable asignado.
- Llevar a cabo una evaluación de peligros (hazard assesment) como se indica en el 40 CFR 68.20 a 68.42, que básicamente se refiere a los criterios para efectuar simulaciones de eventos de riesgo con programas computacionales. Las secciones citadas (en negritas al inicio del párrafo) se refieren a lo siguiente:
 - **68.20 Aplicabilidad.** Criterios para decidir si un programa de este tipo es aplicable a la planta.
 - **68.22 Parámetros para el análisis de consecuencias fuera de límites de batería.** Criterios para definir los puntos de interés en las simulaciones, por ejemplo, distancias a partir de la fuente hasta donde se puede encontrar sobrepresión de un psi en caso de explosión, energía radiante de 5kw/m² por 40 segundos en caso de fuego, límites máximos permisibles de exposición a un material tóxico, condiciones atmosféricas, altura de la fuga, rugosidad de superficies, temperatura del material fugado, etc.
 - **68.25 Análisis de los escenarios más adversos en caso de liberación.** Indicaciones acerca del número de simulaciones requeridas de acuerdo a las características del proceso y el material liberado.

- **68.28 Análisis de escenarios de fugas alternativas.** Consideración de otros escenarios, parámetros a aplicar, número de escenarios, consideraciones para la mitigación de efectos.
 - **68.30 Definición de los impactos al exterior –población.** Definición de la población afectable (escuelas, parques, otras plantas, etc.), especificación de las fuentes de datos aceptables, nivel de precisión en cuanto al número de personas potencialmente afectables (con dos dígitos de significancia)
 - **68.33 Definición de los impactos al exterior –ambiente.** Especificación del tipo de receptores ambientales potencialmente afectables (atmósfera, cuerpos de agua, suelo), y fuentes de datos aceptables.
 - **68.36 Revisión y actualización.** Criterios para definir periodicidad de revisiones y actualizaciones.
 - **68.39 Documentación.** Listado de documentos que la planta debe conservar relativos a las simulaciones de eventos de riesgo.
 - **68.42 Historial de accidentes de los últimos cinco años.** Especificación de los datos que se deben asentar en los reportes de incidentes (sustancia liberada, fecha, cantidad liberada, etc.)
- Implementar los elementos establecidos en el 40 CFR 68.48 a 68.60 (Programa de Prevención 2) o implementar los elementos establecidos en el 40 CFR 68.65 a 68.87 para un Programa de Prevención 3. Las secciones citadas tratan de lo siguiente:

Para desarrollar un Programa 2:

- **68.48 Información de seguridad.** Entre otras cosas, hojas de datos de seguridad, inventario de sustancias reguladas, especificaciones de equipos, códigos y estándares empleados en el diseño, etc.
- **68.50 Revisión de riesgos.** Identificación de peligros asociados con sustancias reguladas, salvaguardas empleadas o necesarias para controlar riesgos o prevenir fallas de equipos o errores humanos, etc.
- **68.52 Procedimientos operativos.** El propietario u operador deben preparar procedimientos operativos por escrito que provean de instrucciones claras o pasos para conducir las actividades asociadas con el proceso, consistentes con la información de seguridad. Debe haber procedimientos operativos por lo

menos para el arranque, operación normal, paro por emergencia, paro programado e inspecciones de equipo.

- **68.54 Capacitación.** Lineamientos para asegurar la competencia de los empleados y su conocimiento de los procedimientos operativos listados en el punto 68.52.
- **68.56 Mantenimiento.** Implementación de procedimientos que aseguren la disponibilidad de los equipos.
- **68.58 Auditorias de cumplimiento.** El operador o propietario debe certificar que han sido evaluados en cuanto al cumplimiento de los elementos que componen el Programa de Prevención al menos cada tres años para verificar que los procedimientos y prácticas desarrolladas son adecuadas y son aplicadas.
- **68.60 Investigación de incidentes.** Lineamientos para elaborar un informe de incidentes, como son: Fecha del incidente, sitio, tiempo máximo para emitir un informe, descripción del incidente, factores que contribuyeron a la aparición del incidente, recomendaciones surgidas de la investigación.

II.1.3 Programa de Prevención 3

- **68.65 Información de Seguridad del Proceso.** El propietario u operador debe contar con una compilación de información de seguridad por escrito antes de conducir cualquier análisis de riesgos. El propósito es permitir al propietario u operador y empleados involucrados en la operación del proceso, identificar y comprender los riesgos específicos de los procesos que involucren sustancias reguladas. Esta compilación debe incluir información referente a los riesgos de las sustancias reguladas, información referente a la tecnología del proceso e información referente a los equipos empleados en el proceso.
- **68.67 análisis de riesgos del Proceso.** El propietario u operador deben llevar a cabo un análisis de riesgos en los procesos que manejen sustancias reguladas. El análisis de riesgos debe ser apropiado a la complejidad del proceso y debe identificar, evaluar y controlar los riesgos involucrados en el proceso. Se deben determinar y documentar los criterios de selección de los procesos sujetos a análisis, como número de empleados potencialmente afectables, antigüedad del proceso, y la historia operativa del proceso. Se deben usar una o más de las siguientes metodologías para identificar y

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

evaluar los riesgos del proceso analizado: What if? (Que pasa si?), lista de verificación, lista de verificación/Que pasa si?, Análisis de peligros derivados de la operación (HAZOP, Hazard and OPERability), Análisis de Árbol de Fallas, u otra metodología apropiada y equivalente.

- **68.69 Procedimientos operativos.** El propietario u operador debe preparar procedimientos operativos por escrito que provean de instrucciones claras o pasos para conducir las actividades asociadas con el proceso, consistentes con la información de seguridad. Debe haber procedimientos operativos por lo menos para el arranque, operación normal, paro por emergencia, paro programado e inspecciones de equipo
- **68.71 Capacitación.** Cada empleado involucrado en la operación de un proceso debe ser capacitado en los procedimientos operativos aplicables a ese proceso. La capacitación debe hacer énfasis en la seguridad y los riesgos a salud, operaciones de emergencia incluyendo el paro y prácticas de trabajo seguras.
- **68.73 Integridad Mecánica.** Se refiere a mantener el equipo en disponibilidad de uso previniendo su deterioro. Este apartado aplica para el equipo de proceso siguiente: recipientes a presión, tanques de almacenamiento, tuberías (incluyendo válvulas), sistemas de relevo y venteo, sistemas de paro por emergencia, controles (dispositivos de monitoreo, sensores, alarmas e interlocks) y bombas.
- **68.75 Administración de cambios.** Se deben elaborar e implementar procedimientos por escrito para administrar cambios en materiales procesados, tecnología, equipo y procedimientos, así como cambios en fuentes estacionarias que afecten al proceso estudiado.
- **68.77 Revisión previa al arranque.** Se debe llevar a cabo una revisión de seguridad previa al arranque de nuevas fuentes estacionarias (instalaciones) cuando la modificación sea lo suficientemente significativa como para requerir un cambio en la información de seguridad en el proceso.
- **68.79 Auditorías de cumplimiento.** Se debe certificar que se ha evaluado el cumplimiento con los elementos que constituyen el Programa de Prevención (2 0 3) al menos cada tres años para verificar que los procedimientos y prácticas desarrolladas son adecuadas y se aplican.

- **68.81 Investigación de incidentes.** Se debe investigar cada incidente que resulte o pueda razonablemente dar como resultado una liberación catastrófica de una sustancia regulada. Un informe de incidentes debe incluir como mínimo: Fecha del incidente, día en que comenzó la investigación, descripción del incidente, factores que contribuyeron al incidente, recomendaciones resultantes de la investigación.
- **68.83 Participación del personal.** Se debe desarrollar un plan de acción por escrito que conduzca a la participación del personal en cuestiones de seguridad y prevención de riesgos.
- **68.85 Permisos para trabajos en caliente.** El permiso de trabajo en caliente sirve para documentar que se han tomado medidas previas al inicio de un trabajo en caliente (que implica riesgo), este debe indicar la fecha de autorización para realizar el trabajo y debe guardarse en archivo hasta su conclusión.
- **68.87 Control de contratistas.** Esta sección aplica a contratistas que efectúan reparaciones, conversiones, renovaciones mayores o trabajos de especialidad en o cerca de procesos que manejen sustancias reguladas. No aplica a contratistas que otorgan servicios ocasionalmente y que no tienen influencia en la seguridad del proceso, como servicios de bebidas y alimentos, lavandería, entrega, etc. El propietario u operador debe informar al contratista de los riesgos potenciales de fuego, explosión o tóxicos, debe controlar el acceso, presencia y salida de contratistas en áreas de proceso. El contratista, por su parte, debe asegurar que todos sus empleados están capacitados de modo que realice su trabajo de forma segura.

II.1.4 Requisitos para simulación de escenarios de riesgo de acuerdo al CFR de Estados Unidos.

El propietario u operador debe analizar y reportar en su Programa de Administración de Riesgos lo siguiente:

- (1) Para procesos en que aplica un programa 1, un escenario con el peor caso de liberación de materia o energía que puede ocurrir en el sistema.

(2) Para procesos en que aplique un programa 2 o 3:

Un escenario de dispersión de nube tóxica en que se estime que creará la mayor distancia en cualquier dirección a la que se encuentre una concentración límite de una sustancia tóxica.

- (i) Un escenario de fuego que se estime que creará la mayor distancia de afectación en cualquier dirección, originado por una sustancia inflamable y,
- (ii) Escenarios adicionales que pudieran tener receptores públicos diferentes a los dos anteriores.

II.1.4.1 Determinación de la cantidad liberada en el peor escenario.

La liberación en el escenario más adverso debe ser:

- (1) Para sustancias contenidas en recipientes, la mayor cantidad que pueda ser contenida en un solo recipiente, considerando los controles administrativos que limiten la cantidad máxima, o:
- (2) Para sustancias en tuberías, el tubo que contenga la mayor cantidad, considerando controles administrativos que limiten el máximo.

II.1.4.2 Criterios a considerar para los escenarios de mayores consecuencias (peor escenario, escenario más adverso).

Gases Tóxicos. Para sustancias tóxicas reguladas que son gases a temperatura ambiente y manejadas como gas o como un líquido a presión, el propietario u operador debe asumir que la cantidad en el recipiente o tubería es liberada en forma de gas por 10 minutos. La tasa de liberación debe asumirse como la cantidad total dividida por 10 a menos que haya en el lugar sistemas pasivos de mitigación (diques de contención, drenajes cerrados, por ejemplo).

Para gases manejados como líquidos refrigerados a presión ambiental:

- (i) Si la sustancia liberada no cuenta con medios pasivos de mitigación o si pueden formar un charco de 1 cm de profundidad o menos, se debe asumir que la sustancia se libera como gas en 10 minutos.

- (ii) Si la sustancia es contenida por sistemas pasivos de mitigación donde se formen charcos de más de 1 cm de profundidad, asumir que el volumen contenido en el recipiente o tubería es fugado instantáneamente para formar una “alberca” líquida. La tasa de evaporación debe calcularse al punto de ebullición de la sustancia.

Líquidos tóxicos. Para sustancias tóxicas reguladas que normalmente son líquidas a temperatura ambiente, se debe considerar que la cantidad contenida en el recipiente o tubería es derramada instantáneamente para formar un charco.

- (i) El área superficial del charco debe determinarse asumiendo que el líquido se dispersa teniendo una profundidad de 1 cm, a menos que se cuente con medios pasivos de mitigación que limiten el área superficial del derrame. Cuando existan sistemas pasivos de mitigación, debe usarse el área superficial del líquido contenido para calcular la tasa de evaporación.
- (ii) Si la liberación puede ocurrir en un área con pendiente o no pavimentada, se deben tomar en cuenta estas características.

La tasa de evaporación empleada debe considerar la temperatura máxima ocurrida dentro de los tres años anteriores, la temperatura de la sustancia en el recipiente, y la concentración de la sustancia, si el líquido derramado es una mezcla o solución.

La tasa de liberación a la atmósfera debe determinarse con la tasa de volatilización del charco líquido.

Gases inflamables. Se debe asumir que la sustancia se evapora resultando en una nube con potencial explosivo. Considerar que se libera en la explosión un 10% de la energía disponible para determinar los radios de afectación si el modelo usado se basa en métodos de equivalencia con TNT (trinitrotolueno).

Para sustancias flamables reguladas que son gases a temperatura ambiente y son manejadas como gas o líquido a presión, se debe asumir que el volumen contenido en el recipiente o tubería se vacía como gas en 10 minutos. Se debe asumir que la cantidad total fugada está involucrada en la nube explosiva de vapor.

Para gases flamables manejados como líquidos refrigerados a presión ambiente:

- (i) Si la sustancia liberada no es contenida por sistemas pasivos de mitigación o si el charco puede tener una profundidad de un centímetro o menos, se debe asumir que la cantidad total de la sustancia es liberada en 10 minutos y la cantidad total participará en la formación de una nube explosiva de vapor.
- (ii) Si la sustancia es contenida por sistemas pasivos de mitigación y puede formar charcos de profundidad mayor a 1 cm, se debe considerar que el total se fuga instantáneamente para formar una alberca líquida. La tasa de volatilización debe calcularse en el punto de ebullición de la sustancia y asumir que la cantidad total que se convierte en vapor en 10 minutos está involucrada en la formación de la nube explosiva de vapor.

Líquidos inflamables. Se debe asumir que la cantidad liberada se evapora y forma una nube de vapor explosivo. Se debe considerar que se libera en la explosión un 10% de la energía disponible para determinar los radios de afectación si el modelo usado se basa en métodos de equivalencia con TNT (trinitrotolueno).

Para sustancias flamables reguladas que son líquidas a temperatura ambiente, se debe asumir que el total contenido en un recipiente o tubería es derramada instantáneamente para formar una alberca líquida. Para líquidos por debajo de su punto de ebullición, la rapidez de evaporación debe calcularse a las condiciones de fuga.

Se debe asumir que la cantidad que se vaporiza dentro de los primeros diez minutos es la misma que se involucra en una explosión de nube de vapor.

Se deben usar los parámetros definidos anteriormente §68.22 para determinar las distancias que definen los radios de afectación.

II.1.4.3 Definición de impactos externos – población.

El propietario u operador debe estimar en el Programa de Administración de riesgos la población que se encuentre dentro de un círculo cuyo centro es el punto de liberación, y cuyo radio esté definido por la distancia hasta la que se encuentre una concentración, sobrepresión o radiación térmica que implique daños, de acuerdo a los criterios establecidos en el CFR 68.22.

Población a definir. Se debe considerar la presencia de población residencial, la presencia de instituciones (escuelas, hospitales, prisiones), parques, áreas recreativas y edificios comerciales, de oficinas e industriales.

Fuentes de datos aceptables. El operador o propietario puede usar los datos de censos recientes u otra información actualizada para estimar la población potencialmente afectada.

Nivel de precisión. La población debe estimarse hasta dos dígitos significativos.

II.2 REGULACIÓN MEXICANA.

II.2.1 Antecedentes

En el año de 1983 el Gobierno Federal hace un intento para integrar en un solo organismo público todas las políticas, acciones y actividades relacionadas con la protección del medio ambiente y en general, dar un marco integral a la atención de los asuntos de ecología.

En este sentido, se crea la Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología, contando para tal fin con la Subsecretaría de Ecología como organismo encargado de atender estos asuntos.

En desarrollo inicial, se retomaron las atribuciones con que contaban diversas dependencias del Ejecutivo Federal, tales como la Subsecretaría de Mejoramiento del Ambiente, dependiente del Sector Salud; la Dirección General de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos hidráulicos de la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos; la Dirección General de

Ecología de los Asentamientos Humanos, dependiente de la Secretaría de Asentamientos Humanos y Obras Públicas.

Dentro de las principales políticas de la Subsecretaría de Ecología se encontraba la de prevención del deterioro ecológico del medio ambiente utilizando herramientas de planeación, como lo son la evaluación del impacto ambiental de los proyectos de desarrollo y la realización del ordenamiento ecológico del territorio. Además, se impulsaron las políticas de prevención y control de la contaminación atmosférica y del agua, así como la correspondiente para la conservación de los recursos naturales.

Una de las principales políticas a instrumentar, fue la correspondiente a la planeación y prevención del deterioro ecológico del territorio, utilizando para tal fin los instrumentos netos para la planeación de las actividades de desarrollo, como lo son el ordenamiento ecológico y la evaluación del impacto ambiental.

Para la instrumentación del procedimiento de impacto ambiental, en un principio hubo la necesidad de llevar a cabo una amplia recopilación y análisis de toda la información disponible en la materia, tanto en el ámbito nacional como en el ámbito internacional, pudiendo mencionar entre algunas de las fuentes las siguientes:

- Cuadernos del CIFCA, España.
- Procedimientos de la EPA.
- Procedimiento de evaluación de Leopold, USA.
- Procedimientos de evaluación de proyectos ambientales de los laboratorios-Battelle Columbus, USA.
- Procedimientos de evaluación de impacto ambiental desarrollados en la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos.
- Procedimientos desarrollados por el área de evaluación de proyectos de obra pública de la Subsecretaría de Mejoramiento del Ambiente.

De esta manera, se instrumentó en septiembre de 1993 el primer Procedimiento de Impacto Ambiental, tomando en consideración la variable ambiental como eje de evaluación de los proyectos de desarrollo tanto del Sector Público, como los correspondientes al Privado y Social, teniendo como fundamento jurídico el Artículo 7º de la Ley Federal de Protección al Ambiente.

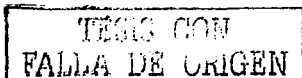
A lo largo de la aplicación de este procedimiento de impacto ambiental, tomaba especial relevancia la evaluación de los proyectos industriales, principalmente aquellos en los que se veía involucrado el manejo de sustancias peligrosas, y que hacían tomar especial interés en revisar las posibles interacciones del proyecto con las actividades vecinas, cuidando que no se presentaran actividades incompatibles entre ellas y revisando todas las medidas de seguridad implícitas en proyecto.

De esta forma, se llevaba a cabo el análisis y evaluación principalmente de los proyectos del sector público (PEMEX, CFE, FERTIMEX, etc.). Ahora bien, en el ámbito internacional el análisis de este tipo de proyectos, también se llevaba a cabo con una óptica de la revisión de las medidas de seguridad de los procesos, y por ende de los trabajadores y se tenía una incipiente planeación de uso de suelo, para la selección de los sitios para los nuevos proyectos.

Sin embargo, los grandes y catastróficos accidentes industriales sucedidos en todo el mundo, tales como el de Missasagua en Canadá, Bophal en India, obligaron a las autoridades de cada país a empezar a implementar acciones específicas para llevar a cabo la evaluación del riesgo ambiental de los proyectos o actividades que conllevan un elevado potencial de afectación a su entorno en caso de un accidente.

México no está exento a este tipo de eventos, y en 1984 se suscita un gran accidente en las instalaciones de almacenamiento y distribución de gas de Petróleos Mexicanos ubicadas en San Juan Ixhuatepec, Estado de México. En dicho accidente, se conjuntaron diversos factores que hicieron que la magnitud del evento se viera incrementada de manera importante. Por un lado, la presencia de asentamientos humanos en la vecindad de las instalaciones; por otro, la carencia de programas de emergencia efectivos, también influyó la presencia de otro tipo de actividades comerciales e industriales incompatibles en la zona. Todos estos factores influyeron para que el accidente ocasionara grandes afectaciones a la población, sus bienes y al medio ambiente.

En estas circunstancias, en 1986 las autoridades de la entonces Subsecretaría de Ecología decidieron crear la Subdirección de Riesgo dentro de la Dirección General de Ordenamiento Ecológico e Impacto Ambiental, coordinando las actividades en estrecha vinculación con el área de Impacto Ambiental.



Los principales objetivos de la Subdirección de Riesgo fueron iniciar el desarrollo de un procedimiento para la evaluación de los proyectos (vinculado a la evaluación de Impacto Ambiental), la investigación y adecuación de las diversas metodologías de análisis de riesgo, el desarrollo de sistemas computarizados de modelación de eventos de riesgo, y llevar a cabo el análisis de diversas actividades en operación que representaban una problemática específica en materia de riesgo, dado que se representaban comúnmente quejas de la población a estas actividades por eventos menores que representaban para ellos el aviso de un potencial evento mayor.

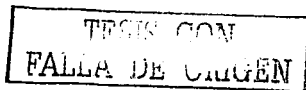
Posteriormente, el Instituto Nacional de Ecología fue el organismo regulador de los Estudios de Riesgo por parte del gobierno. Actualmente, los análisis de riesgo son regulados por la Dirección General de Manejo Integral de Contaminantes, Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental, de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

II.2.1.1 Desarrollo Institucional

La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente Publicada en el Diario Oficial de la Federación del 28 de enero de 1988 y entra en vigor el 1º de marzo del mismo año, por primera vez en México queda dentro de sus preceptos, los relativos a la evaluación del riesgo ambiental de proyectos de obra o actividad, diferenciando claramente las dos grandes líneas de acción, el de la prevención y el control.

En la primera, el análisis de riesgo se incorporan en el Artículo 32 de la Ley, las disposiciones así como el reglamento Impacto ambiental, en el que se señala que en su caso, la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) deberá ir acompañada del análisis de riesgos correspondiente.

De esta manera, el procedimiento de Riesgo Ambiental paralelo al de Impacto Ambiental ha permitido llevar a cabo el análisis y evaluación, desde 1988 de una manera oficial, da gran cantidad de proyectos (de los sectores Públicos, Social y Privado) y con esto instrumentar las medidas, acciones y dispositivos necesarios para prevenir, controlar y regular el manejo de las instalaciones en las que se manejan sustancias peligrosas.



A raíz del trágico accidente de 1992 en la ciudad de Guadalajara, Jalisco, se pudo observar la trascendencia, de llevar a cabo la regulación de las Actividades Altamente Riesgosas, situación que obligó al Ejecutivo Federal a ordenar que se llevará a cabo un amplio programa para prevenir los accidentes de origen industrial.

II.2.2 Disposiciones en Materia de Análisis de Riesgo en la Legislación Mexicana.

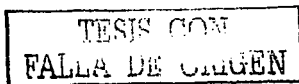
Desde el punto de vista jurídico, la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, sirve como marco para regular tanto las actividades altamente riesgosas como la evaluación del impacto ambiental, dentro del cual se involucra al análisis de riesgo, lo que plantea la necesidad de establecer criterios ecológicos que sirvan de instrumentos para la adecuada planeación y la consecuente toma de decisiones.

De acuerdo con la Legislación nacional, la identificación de los componentes de riesgo de una actividad implica la revisión de la información química y biológica concerniente en si o no un agente puede provocar un riesgo específico. En algunas ocasiones resulta suficiente la información disponible sobre la evidencia cualitativa para ser combinada dentro de una determinación de evidencias formales de peso.

La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA) reformada, publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 13 de diciembre de 1996 y que entró en vigor el 14 del mismo mes, introduce como instrumento el estudio de riesgo. Estos estudios tienen como objetivo identificar el daño potencial que una obra o actividad representaría para la población, sus bienes y/o el ambiente durante su ejecución, operación normal y en el caso de que se presente un accidente, así como las medidas de seguridad u operación tendientes a evitar, mitigar, minimizar o controlar dichos daños.

II.2.2.1 Contenido de un análisis de riesgos de acuerdo a la Legislación Mexicana

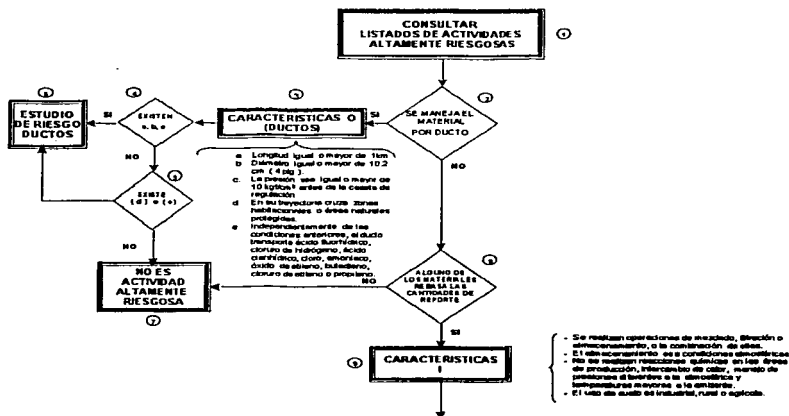
En México un análisis de riesgo es un documento oficial que deben realizar obligatoriamente las empresas que manejen sustancias peligrosas que rebasen las cantidades de reporte, definidas en el Primero y Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas (ver Apéndice II).



Los análisis de riesgo son sometidos a revisión de parte de la Dirección General de Manejo Integral de Contaminantes (DGMIC) de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Hasta el 2001, el ente regulador era el Instituto Nacional de Ecología. Este instituto publicó guías y criterios de contenido para los estudios de riesgo, las cuales fueron adoptadas y modificadas por la DGMIC.

Las guías actuales para la realización de análisis de riesgos contemplan cuatro distintos tipos de Estudios, dependiendo de las características del sistema analizado. El nivel 0 aplica para un estudio a ductos terrestres. Para definir que nivel corresponde a una planta, se hace uso del siguiente diagrama de flujo:

Figura 1ª - Determinación del Nivel del análisis de riesgo.



Referencia: Guías para elaboración de estudios de riesgo publicadas por la SEMARNAT

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Capítulo VII. Conclusiones y recomendaciones.

Capítulo VIII. Anexo fotográfico

La diferenciación entre cada uno de los niveles de Estudios de Riesgo se da en la profundidad en el desarrollo de ciertos capítulos, tomando en consideración los criterios indicados en el anterior diagrama de flujo.

Para el nivel 0, que corresponde a ductos terrestres, debido a la posibilidad de que atraviesen áreas naturales o centros de población, se pone especial énfasis en la descripción de los sitios o áreas seleccionadas para la ubicación del ducto, considerando el entorno natural, incluyendo información relevante sobre intemperismos, flora, fauna, hidrología, asentamientos residenciales, comerciales o industriales, cruces, etc. en una franja de 200 metros, paralela a la trayectoria del ducto.

Debido a la simplicidad del sistema en relación con una planta de proceso, se requiere de menos información con relación a la descripción de la actividad.

Para los capítulos VI a VIII, el contenido y requisitos de técnicas de análisis de riesgos y criterios de simulación de eventos catastróficos es similar que para un análisis de riesgo nivel 2.

Para los niveles 1, 2 y 3, son comunes los capítulos I (datos generales), II (descripción general de la instalación), III (aspectos del medio natural y socioeconómico), IV (integración del proyecto en el programa de desarrollo urbano local), VII (conclusiones y recomendaciones) y VIII, Anexo fotográfico.

Para Estudios de Riesgo Nivel 1 y 2 se requiere en el capítulo de descripción de procesos de lo siguiente:

- Listar criterios de diseño.
- Descripción del proceso.
- Listado de materiales manejados, incluyendo hojas de datos de seguridad de aquellos incluidos en el primer o segundo listado de actividades altamente riesgosas.
- Listado y descripción de equipos de proceso, indicando condiciones de operación.

- Anexar diagramas de flujo y de tubería e instrumentación sobre la base de la ingeniería de detalle.

Para el capítulo de descripción del proceso en un estudio de riesgos Nivel 3 se requiere, además de lo listado anteriormente para los niveles 1 y 2, de lo siguiente:

- Describir las reacciones involucradas incluyendo cinética y mecanismos de reacción.
- Describir los sistemas de servicios, anexando planos de diseño y justificación de la existencia de sistemas redundantes de servicios.
- Resumen Ejecutivo de las bases y criterios empleados para el diseño civil y estructural de las principales áreas de la instalación, así como de los equipos donde se manejan materiales considerados de alto riesgo.
- Especificar en forma detallada las bases de diseño para el cuarto de control.
- Descripción a detalle de las medidas, equipos, dispositivos y sistemas de seguridad de la instalación, consideradas para la prevención, control y atención de eventos extraordinarios.

Para el capítulo VI, de análisis y evaluación de riesgos se requiere en un estudio de riesgos Nivel 1 de lo siguiente:

- Antecedentes de incidentes y accidentes ocurridos en la operación de las instalaciones o de procesos similares.
- Identificación y jerarquización los riesgos en todas las áreas de proceso, almacenamiento y transporte, utilizando y justificando la elección de alguna de las siguientes metodologías: Lista de verificación (check list); ¿Que pasa sí ?; Índice Dow; Índice Mond; Análisis de Modo Falla y Efecto (FMEA); o alguna otra con características similares a las anteriores y/o la combinación de éstas, debiéndose aplicar la metodología de acuerdo a las especificaciones propias de la misma. En caso de modificar dicha aplicación, deberá sustentarse técnicamente.
- Determinación de los radios potenciales de afectación, a través de aplicación de modelos matemáticos de simulación, del o los eventos máximos probables de riesgo identificados, e incluir la memoria de cálculo para la determinación de los gastos, volúmenes y tiempos de fuga utilizados en las simulaciones, deberá justificar y

sustentar todos y cada uno de los datos empleados en dichas determinaciones. Representación de los radios en un plano a escala.

- Para definir y justificar las zonas de seguridad al entorno de la instalación, deberá utilizar los criterios que se indican a continuación:

Tabla 1.- Criterios para definir y justificar las zonas de alto riesgo y salvaguarda.

	TOXICIDAD (CONCENTRACIÓN)	INFLAMABILIDAD (RADIACION TERMICA)	EXPLOSIVIDAD (SOBREPRESION)
Zona de Alto Riesgo	IDLH	5 KW/m ² o 1,500 BTU/Pie ² h	1.0 lb/plg ²
Zona de Amortiguamiento	TLV8 o TLV15	1.4 KW/m ² o 440 BTU/Pie ² h	0.5 lb/plg ²

Referencia: Guías para elaboración de estudios de riesgo publicadas por la SEMARNAT.

Para la simulación matemática de eventos de riesgo se debe considerar lo siguiente:

- 1) En modelaciones por toxicidad, deben considerarse las condiciones meteorológicas más críticas del sitio con base en la información de los últimos 10 años, en caso de no contar con dicha información, deberá utilizarse Estabilidad Clase F y velocidad del viento de 1.5 m/s.
 - 2) Para el caso de simulaciones por explosividad, deberá considerarse en la determinación de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento el 10% de la energía total liberada.
- Analizar y evaluar posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos o instalaciones próximas a la instalación que se encuentren dentro de la Zona de Alto Riesgo.
 - Indicar claramente las recomendaciones técnico operativas resultantes de la aplicación de la(s) metodología(s) para la identificación de riesgos, así como de la evaluación de los mismos.
 - Presentar informe del resultado de la última auditoría de seguridad practicada a la instalación, anexando en su caso, el programa calendarizado para el cumplimiento de las recomendaciones resultantes de la misma

- Describir a detalle las medidas, equipos, dispositivos y sistemas de seguridad con que cuenta o contará la instalación, consideradas para la prevención, control y atención de eventos extraordinarios.
- Indicar las medidas preventivas que se aplicarán durante la operación normal de la instalación, para evitar el deterioro del medio ambiente (sistemas anticontaminantes), incluidas aquellas a la restauración de la zona afectada en caso de accidentes.

Para el capítulo de análisis y evaluación de riesgos en un estudio de riesgos nivel 2 se acota las metodologías de identificación y análisis de riesgos.

Además del contenido enumerado anteriormente para un estudio nivel 2 se debe usar alguna de las siguientes metodologías:

- a) Análisis de riesgo y Operabilidad (HAZOP);
- b) Análisis de Modo Falla y Efecto (FMEA) con Árbol de Eventos;
- c) Árbol de Fallas, o
- d) alguna otra con características similares a las anteriores y/o la combinación de éstas, debiéndose aplicar la metodología de acuerdo a las especificaciones propias de la misma. En caso de modificar dicha aplicación, deberá sustentarse técnicamente.

Para la jerarquización de riesgos se podrá utilizar:

- a) Matriz de Riesgos,
- b) Metodologías cuantitativas de identificación de riesgos, o bien,
- c) Aplicar criterios de peligrosidad de los materiales en función de los volúmenes, condiciones de operación y/o características CRETI o algún otro método que justifique técnicamente dicha jerarquización.

La diferencia en el capítulo de análisis y evaluación de riesgos, de un estudio nivel 3 con respecto a los anteriores, también reside en que se delimitan claramente las metodologías análisis de riesgos, restringiéndose a las siguientes opciones:

- a) Análisis de riesgo y Operabilidad (HAZOP) y Árbol de Fallas,
- b) Análisis de Modo Falla y Efecto (FMEA) y Árbol de Fallas; y/o

- c) La combinación de metodologías con características similares a las anteriores, debiendo aplicar estas, de acuerdo a las especificaciones propias de la misma. En caso de modificar dicha aplicación, deberá sustentarse técnicamente.

II.3 ESTÁNDARES DE DISEÑO APLICABLES A UNA PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN PETROLERA.

Una parte importante en la identificación de peligroso en una plataforma petrolera y en general en plantas de proceso, es la identificación de diseño deficiente de sistemas de seguridad, instrumentación, etc.

Los principios básicos para diseño y operación de dispositivos de seguridad son:

1. Contención de hidrocarburos
2. Minimizar la probabilidad de ignición
3. Prevenir la escalación del fuego y el daño a equipos
4. Instalaciones/equipos para protección y escape del personal

Se requiere de una identificación y valoración de los peligros para la aplicación adecuada de los cuatro principios básicos listados. De hecho, generalmente modificaciones o adiciones a éstos principios son el resultado de un análisis de riesgos, y por ejemplo, en un análisis HAZOP, que es el caso que ocupa la presente tesis, éstas modificaciones se reflejan en las recomendaciones resultantes.

La aplicación adecuada de éstos principios, junto con la experiencia y juicio de ingeniería y un mantenimiento adecuado, deben llevar a una operación segura. La Tabla 2 que se incluye a continuación, es una matriz que muestra la aplicabilidad de éstos principios a varias prácticas, sistemas y equipos.

Tabla 2.- Matriz de principios de diseño para una plataforma segura

Dispositivo / equipo / actividad	Propósito primario de seguridad			
	Prevenir liberación de fluidos combustibles	Prevenir ignición	Prevenir escalación de fuego	Auxiliar en la evacuación de personal
Análisis de peligros y evaluación de riesgos	✓	✓	✓	✓
Diseño de equipos por códigos, estándares y prácticas recomendadas	✓	✓	✓	
Aseguramiento y control de calidad en fabricación	✓	✓		
Protección de equipos	✓			
Mantenimiento de equipos	✓	✓		✓
Sistemas superficiales de seguridad (sobre la plataforma)	✓	✓	✓	✓
Sistema de drenajes	✓	✓	✓	
Procedimientos de operación	✓	✓		
Sistema de paro por emergencia	✓	✓	✓	
Sistemas de relevo de presión		✓		
Aislamiento de superficies calientes		✓		
Sistema de detección de gases (combustibles, tóxicos)				✓
Segregación de combustibles y fuentes de ignición	✓	✓		
Sistema de detección de fuego		✓	✓	
Uso de materiales no combustibles		✓		
Red contra incendio		✓		
Muros anti impacto		✓		
Brigadas de combate a incendios		✓		✓
Muros contra fuego		✓		✓
Dispositivos de protección personal		✓		✓
Procedimientos de respuesta a emergencias		✓		✓
Rutas de evacuación				✓
Mecanismos de escape de personal				✓
Sistemas de comunicación		✓		✓
Puntos de reunión				✓

Referencia: API RP 14J. Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities. P. 12

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En la siguiente tabla se listan algunos códigos, estándares y prácticas recomendadas que auxilian en el diseño de sistemas de proceso.

Tabla 3.- Códigos, estándares y prácticas recomendadas que auxilian en el diseño de sistemas de proceso en plataformas

SISTEMA	AUXILIOS EN EL DISEÑO
Accesorios de pozos, líneas y manifolds	API 14 E; 30CFR 250.87, .123, 124
Separación del producto	API 14 E; API-MPMS (Mineral Management Service); 30CFR 250.123.B1
Manejo de aceite	
Tratamiento	-
Medición	30 CFR 250.180; API-MPMS (Manual of Petroleum Measurement Standards)
Bombeo	API 14E
Trampas de diablos y soportería	49 CFR 195 (DOT)
Manejo de gas	
Compresión, incluyendo recuperación de vapor	API 11P; 30 CFR 250.123.B.7 (MMS)
Deshidratación	API 12GDU; 14 E
Endulzado	42 USCA 7401-7671 (EPA- Acta de Aire Limpio)
Medición	API-MPMS; AGA Report 3; API 2530; 30 CFR 250.181 (MMS)
Trampas de diablos y soportería	49 CFR 192, 195 (DOT); 30CFR 250 subparte J
Manejo de agua	
Tratamiento y disposición	API publ. 421
Inyección	
Enfriamiento y calentamiento	API 14 E
Sistemas superficiales de seguridad	API 14C, 30 CFR 250.122, .124
Sistemas de seguridad al personal	46 CFR 108.151-.167 (USCG, United States Coast Guard); 46 CFR 108.501-.527
Prevención y control de fuego	API 14C, 14 G, 14 E; 46 CFR 108.401-.499; 30 CFR 250.123.6.8b.9; 30 CFR 250.124
Sistemas de relevo por emergencia	API 520, 521, 14 E; 30 CFR 250.123.6.1
Desfogues y venteos	API 14 E
Sistemas de drenaje	API 14E; 30 CFR 250.40.b.4-.5

Referencia: API RP 14J. Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities. P. 17

Tabla 3 (cont.).- Códigos, estándares y prácticas recomendadas que auxilian en el diseño de sistemas de proceso en plataformas

Agua, diesel y almacenamiento de combustible para helicópteros	API 14E; 46 CFR 108.237
Gas o aire de instrumentos / servicios	API 14E
Comunicaciones	FCC, FAA
Energía eléctrica y alumbrado	API 14F; NFPA 70 (NEC); API RP 500, IEEE 446
Detección de gas y fuego	API 14C, 2031; Códigos NFPA; 30 CFR 250.123-.124
Áreas seguras de soldado	30 CFR 250.52; ISA S12.133; ISA RP 12.13, ISA S12.15, API RP 14F; API RP 55
Sistemas eléctricos intrínsecamente seguros	ISA RP 12.6; NFPA 70 (NEC), Artículo 504

La siguiente lista códigos y estándares auxiliares en el diseño de componentes (equipos):

Tabla 4.- Códigos, estándares y prácticas recomendadas que auxilian en el diseño de equipos de proceso en plataformas

EQUIPO	AUXILIOS EN EL DISEÑO
Recipientes a presión	
En general	Código ASME, Sección VIII, ANSI B 16.5
Separadores	API 12J, Publ. 421
Calentadores de aceite tipo indirecto	API 12K, 12 N
Tratadores de emulsiones	API 12 L
Tanques de almacenamiento	ANSI/AWWA D 103; API 12 B, 12 D, 12 F, 12 P, 12 R1.
Enfriadores de aire	API 11K 631 M, 661, 632
Válvulas superficiales de seguridad para pozos	API 14 D, 14 H; 30 CFR 250.122
Tubería, conexión de válvulas	ANSI B31.3, B31.4, B16.5, B31.8; API 6D, 14 E
Instrumentación	ISA RP7.1, RP12.1, 12.2, S7.4, S12.4
Grúas	API 2C
Helipuertos	API 2L, Guía informativa para el diseño de helipuertos costa afuera del Departamento de Transporte de Louisiana; 46 CFR Parte 108.233, .235

Referencia: API RP 14J. Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities. P. 18

Tabla 4 (cont.).- Códigos, estándares y prácticas recomendadas que auxilian en el diseño de equipos de proceso en plataformas

EQUIPO	AUXILIOS EN EL DISEÑO
Válvulas de relevo / sistemas de venteo	API 520, 521
Venteo en tanques	API 2000
Bombas centrífugas	API 610, ANSI B73.1, B73.2
Turbinas de gas	API 616; ASME PTC 1-86, PTC 16-58
Compresores centrífugos	API 617; ASME B19.3D-90, PTC 10-65
Compresores reciprocantes	API 618; ASME B19.3D-90, PTC 9-70
Intercambiadores de calor tubo / coraza	API 660
Bombas reciprocantes	API 674
Bombas rotatorias	API Publ. 676
Compresores de aire centrífugos, empacados	API 672
Compresores de aire reciprocantes, empacados	API 680
Deshidratación de glicol	API 12GDU
Compresores rotativos tipo desplazamiento positivo	API 619
Generadores y motores	NEMA
Generadores de energía eléctrica de emergencia	IEEE 446
Transformadores	IEEE C57

Referencia: API RP 14J, Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities. P. 18

Como guía en la identificación y administración de peligros en proceso y ambientales, tanto en las etapas de diseño, construcción, arranque, inspección y mantenimiento de plataformas costa afuera, se pueden consultar las siguientes prácticas recomendadas:

- API RP 75. Recommended practices for development of safety and environmental management program for outer continental shelf operations and facilities. 1st edition, may 1993. American Petroleum Institute. 1220 L Street, Northwest. Washington, DC 20005.
- API RP 750. Management of process hazards, 1^a ed., Washington DC, 1990.

III.- METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE RIESGOS

Un análisis de riesgos es un esfuerzo organizado para identificar y analizar las situaciones peligrosas asociadas a un proceso o actividad. Específicamente, los estudios de análisis de riesgos son utilizados para detectar puntos deficientes en el diseño y operación de instalaciones que pueden originar liberación accidental de sustancias químicas, fuego o explosión. Estos estudios proveen información para auxiliar a las organizaciones a mejorar la seguridad y administrar el riesgo en sus actividades.

La mayor parte de los trabajos publicados relativos al análisis de riesgos han sido desarrollados para el uso en las industrias químicas y petroquímicas debido al mayor potencial que tienen para la ocurrencia de eventos catastróficos en relación con otro tipo de actividades.

En la mayoría de los casos, estos tipos de instalaciones albergan procesos complejos de difícil control. Con frecuencia también este tipo de plantas manejan materiales tóxicos, reactivos, compuestos inestables o explosivos, los cuales pueden representar un riesgo extremo para el personal, las instalaciones o el medio ambiente.

La tendencia en los análisis de riesgos ha sido en el sentido de desarrollar procedimientos para identificar peligros imprevistos relacionados con los procesos (reacciones secundarias, corrosión, descomposición y falla de controles) y desarrollar procedimientos para la evaluación y cuantificación detallada de las pérdidas asociadas con el evento de riesgo. La mayoría de las técnicas implicadas son complejas, consumen mucho tiempo y son caras, pero se justifica su uso al minimizar los riesgos y las consecuencias de posibles accidentes.

Los estudios de análisis de riesgos usualmente se centran en las causas y consecuencias potenciales de eventos episódicos (p. Ej. Una liberación accidental de una sustancia tóxica) en vez de atender los efectos potenciales de condiciones que pueden existir de forma rutinaria (p. Ej. Un contaminante emitido de una fuente fija registrada) o que pueden ocurrir ocasionalmente en una instalación (p. Ej. La caída de un trabajador por una pendiente). Por eso, los Estudios de Riesgo usualmente no consideran situaciones que involucren temas de salud ocupacional, aunque si se identifica alguna de éstas situaciones en el análisis, no debe ignorarse.

Históricamente, esos temas son manejados desde consideraciones de ingeniería de diseño y buenas prácticas operativas. En contraste, los Estudios de Riesgo se centran en tópicos como fallas de equipo, errores humanos y factores externos (ambientales, como huracanes, medio corrosivo, etc.) que pueden conducir a fuego, explosión y liberación de material tóxico o energía.

En este capítulo se describirán brevemente las metodologías de análisis de riesgos reconocidas por el Instituto Americano de Ingenieros Químicos³, sin entrar en detalle en su aplicación, ya que no es el objeto del presente trabajo. La técnica de análisis HAZOP si se desarrolla con más detalle en el capítulo IV. En el capítulo V se muestra como se adaptó esta técnica con el uso de prácticas recomendadas por el API (American Petroleum Institute)⁴ para realizar un análisis de riesgos a una plataforma marina de producción petrolera.

III.1 REVISIÓN DE SEGURIDAD

Indudablemente, la técnica de Revisión de Seguridad fue la primera metodología de análisis de riesgos empleada en la industria. Esta técnica, que también es conocida como Revisión de la Seguridad en los Procesos, Revisión de Diseño, o Revisión de control de Pérdidas, puede ser usada en cualquier etapa de la vida de un proceso, diseño, construcción, operación, etc.). Cuando se emplea en instalaciones existentes, la Revisión de Seguridad típicamente involucra una inspección física que varía desde una inspección visual informal, hasta una visita planeada por un equipo que puede tomar varias semanas. Para procesos que se encuentran en la etapa de diseño, por ejemplo, se puede efectuar una revisión de planos.

Las Revisiones de Seguridad tienen la intención de identificar condiciones en las instalaciones o procedimientos de operación que pueden originar un accidente que resulte en daños al personal, a la propiedad o al ambiente. Una Revisión de Seguridad típica incluye entrevistas con gente de la planta: operadores, departamento de mantenimiento, ingenieros, gerentes,

³ Guidelines for Hazard Evaluation Procedures; Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers, New York, New York, 1992.

⁴ Principalmente el API RP 14 C "Recommended Practice for Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms" y API RP 14 J "Recommended Practice for Design and Hazard Analysis for Offshore Production Facilities"

departamento de seguridad y otros, dependiendo de la organización particular de la planta. Las Revisiones de Seguridad deben considerarse como esfuerzos de cooperación para mejorar las condiciones de seguridad en una instalación, mas que una interferencia con las operaciones habituales o como una reacción de castigo ante la percepción de un problema. La cooperación es esencial; la gente puede mostrarse a la defensiva a menos que exista previamente un esfuerzo por presentar la Revisión como un beneficio a la planta y al personal.

Al final de la Revisión de Seguridad, el inspector hace recomendaciones para implementar acciones específicas, justifica las recomendaciones, designa responsabilidades y establece fechas de cumplimiento. Este tipo de evaluación es similar a la realizada durante una Auditoría Ambiental en los rubros de Riesgo de Proceso y Seguridad Industrial.

Las Revisiones de Seguridad pueden ser usadas para asegurar que la operación y el mantenimiento de una planta cumplen con la intención de diseño y estándares de construcción. El procedimiento de Revisión de seguridad (1) mantiene alerta al personal de operación acerca de los riesgos de proceso, (2) revisa y mejora los procedimientos operativos, (3) identifica cambios en los procesos que pudieran haber introducido nuevos riesgos, (4) evalúa las bases de diseño de los sistemas de control y seguridad, (5) recomienda la aplicación de nueva tecnología para disminuir los riesgos existentes, y (6) revisa la aplicación de programas de mantenimiento e inspecciones de seguridad.

Los resultados de una Revisión de Seguridad son descripciones cualitativas de problemas potenciales de seguridad y sugerencias de acciones correctivas. El informe del equipo de inspección incluye desviaciones de la intención de diseño así como el visto bueno a procedimientos y una lista de procedimientos de seguridad a desarrollar. La responsabilidad de la implementación de las acciones correctivas recae en el personal de la planta.

Para efectuar una revisión exhaustiva, los miembros del equipo necesitan una base de comparación, es decir, códigos y estándares; estudios de riesgo previos; descripción detallada de la planta, como diagramas de tubería e instrumentación y diagramas de flujo de proceso; procedimientos de arranque y paro, de operación normal, de mantenimiento y de atención a emergencias; reportes de accidentes; reportes de incidentes; registros de mantenimiento de equipo e instrumentación crítica, como válvulas check, calibración de válvulas de seguridad e

inspecciones de recipientes a presión; también se requieren las características de los materiales involucrados en el proceso (p. Ej. toxicidad, reactividad, inflamabilidad).

El personal designado para efectuarla Revisión de Seguridad debe estar familiarizado con estándares y procedimientos de seguridad. También se pueden requerir habilidades o conocimientos técnicos más especializados para evaluar la instrumentación, los sistemas eléctricos, recipientes a presión, química de los materiales empleados u otras áreas de especialización. En la siguiente tabla se muestra un estimado de tiempo necesario por cada miembro del equipo para desarrollar una Revisión de Seguridad.

Tabla 5.- Requisitos de tiempo estimados para desarrollar la técnica de Revisión de Seguridad

Tipo de Instalación	Preparación	Evaluación	Documentación
Sistema simple/pequeño	2 a 4 hr	6 a 12 hr	4 a 8 hr
Proceso complejo/grande	1 a 3 días	3 a 5 días	3 a 16 días

Referencia: Guidelines for Hazard Evaluation Procedures; Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers, New York, New York, 1992.

III.2 ANÁLISIS CON LISTAS DE VERIFICACIÓN (CHECKLIST)

Un Análisis con Listas de Verificación usa un listado escrito de características para evaluar el estado de un sistema. Las listas de verificación varían ampliamente en cuanto al nivel de detalle y son usadas frecuentemente para indicar la concordancia con estándares y prácticas recomendadas o normadas. Un estudio preliminar con listas de verificación es fácil de usar y puede usarse en cualquier fase de la vida de un proceso. Las listas de verificación pueden usarse para familiarizar al personal inexperto con un proceso dándoles a comparar las características de operación con los atributos requeridos en varias listas de verificación.

Una lista de verificación detallada constituye generalmente la base de un análisis de riesgos. Las listas de verificación frecuentemente son combinadas con otras técnicas de análisis de riesgos, en el presente trabajo se presentará más adelante una lista de verificación detallada para ser aplicada en plataformas marinas de producción petrolera.

Las listas de verificación tienen como limitante la experiencia del autor, por lo tanto, deben ser desarrolladas preferentemente por un equipo multidisciplinario de autores, cada uno con suficiente experiencia en los sistemas que analiza. Con frecuencia las listas de verificación son elaboradas simplemente organizando la información de códigos, estándares y regulaciones relevantes. Las listas de verificación deben considerarse como documentos sujetos a una revisión y actualización constantes.

Las listas de verificación tradicionales se usan básicamente para asegurar que las organizaciones están cumpliendo con prácticas estandarizadas. En algunos casos, el analista usa listas de verificación más generales en combinación con otra técnica de análisis de riesgos para descubrir situaciones que la lista de verificación por sí sola puede pasar por alto.

Para crear una lista de verificación el analista define estándares de diseño o prácticas de operación, entonces usa éstas para generar una lista de preguntas basadas en carencias o diferencias. Una lista de verificación completa contiene las palabras "sí", "no", "no aplica", o "se requiere más información" para responder a las preguntas. Los resultados cualitativos varían de acuerdo con la situación específica, pero generalmente llevan a la decisión de aplicar un "sí" o "no" con respecto al cumplimiento procedimientos estándar. Además, el conocimiento de esas carencias usualmente dirige a la gerencia hacia una lista de medidas correctivas alternativas.

Para desarrollar adecuadamente ésta técnica, se necesitan procedimientos de diseño de ingeniería y un manual de procedimientos operativos, y personal con conocimientos básicos del proceso a revisar para que complemente la lista. Es posible usar una lista de verificación elaborada previamente, pero el analista debe ser capaz de decidir si la información obtenida con su uso es suficiente y adecuada.

El método de Análisis con Lista de Verificación es versátil. El tipo de evaluación desarrollada con este método puede variar: puede usarse rápidamente para evaluaciones sencillas o para evaluaciones más profundas. Este es un método de alta efectividad con relación al costo.

**Tabla 6.- Requisitos de tiempo estimados para desarrollar la
técnica de Análisis con Lista de Verificación**

Tipo de Instalación	Preparación	Evaluación	Documentación
Sistema simple/pequeño	2 a 4 hr	4 a 8 hr	4 a 8 hr
Proceso complejo/grande	1 a 3 días	3 a 5 días	2 a 4 días

Referencia: Ídem al anterior.

III.3 CALIFICACIÓN RELATIVA

La Calificación Relativa se puede considerar, mas que un método de análisis bien definido, una estrategia de análisis. Esta estrategia permite al analista de riesgos comparar los atributos de varios procesos o actividades para determinar cuales de ellas poseen las características de riesgo suficientes para realizar estudios posteriores. La determinación de la Calificación Relativa también puede usarse para comparar el diseño u opciones de distribución de equipo, y provee información acerca de cuales características son las que presentan mayor o menor riesgo. Estas comparaciones están basadas en valores numéricos que representan el nivel relativo de significancia que el analista determina para cada riesgo. Los estudios de Calificación Relativa normalmente deben llevarse a cabo en las primeras etapas de la vida de un proceso, antes de que sea completado el diseño detallado, o como primera etapa del desarrollo de un programa de análisis de riesgos de una instalación. Sin embargo, también puede utilizarse en un proceso ya existente con objeto de señalar los riesgos existentes en la operación.

Existen varios métodos de Calificación Relativa formalmente implementados y de uso extendido, por ejemplo, el Índice Dow de Fuego y Explosión. El Índice Dow evalúa la existencia y significado de riesgos de explosión en áreas grandes de una instalación. El análisis divide un proceso o actividad en unidades de proceso separadas y asigna índices o valores basados en las características de físicas y químicas de los materiales usados en las áreas divididas, junto con otras características. Los valores obtenidos son combinados en un registro que puede ser categorizado con relación a los valores obtenidos en otras áreas o procesos. El Índice Dow también puede ser usado por analistas con experiencia para determinar necesidades en los sistemas de seguridad (protección contra incendio, detección de fuego, etc.). Otro método similar es el Índice Mond, inventado por la ICI (Imperial Chemical Industries, de Inglaterra); este

Índice es usado para evaluar riesgos químicos y toxicológicos, así como los riesgos por fuego y explosión asociados con un área u operación específica de un proceso.

Algunas empresas han creado sus propios índices especializados para categorizar los riesgos asociados con sus instalaciones, procesos u operaciones. Por ejemplo, la Dow Chemical Company tiene una variedad de índices para evaluar y administrar los riesgos de sus procesos y actividades. Uno de ellos es el llamado Índice de Exposición Química (CEI, por sus siglas en inglés). El CEI es usado para calificar los riesgos a la salud asociados con posibles liberaciones accidentales de sustancias químicas. El CEI usa una fórmula simple para calificar el uso de cualquier sustancia química tóxica, basado en cinco factores: (1) medición de la toxicidad, (2) proporción volátil del material fugado, (3) distancia a cada área de interés, (4) peso molecular de la sustancia a evaluar, y 5) variables de proceso que pueden afectar las condiciones de la liberación accidental, como temperatura, presión y reactividad.

El propósito principal al usar metodologías de Calificación Relativa es determinar las áreas de proceso u operaciones de mayor significancia con respecto a los riesgos de interés en un estudio dado. La teoría detrás de los métodos de Calificación relativa tiene sus raíces en tres preguntas básicas usadas en los análisis de riesgos: (1) ¿qué puede fallar?, (2) ¿qué tan probable es?, y (3) ¿cuáles pueden ser los efectos?. La filosofía detrás de las aproximaciones de calificación relativa es enfocar estas preguntas hacia la localización de procesos u actividades de mayor importancia antes de desarrollar un estudio de análisis de riesgos con una metodología más costosa. Para esto, se establecen relaciones aproximadas para los atributos del proceso, que son comparadas para determinar que áreas presentan el mayor riesgo relativo. Después de esto, se pueden desarrollar otras técnicas de análisis de riesgos más detalladas en las áreas más significativas o de mayor riesgo relativo.

Todos los métodos de Calificación Relativa arrojan como resultado una lista ordenada de procesos, equipos, operaciones o actividades. Esta lista puede tener varias capas estratificadas representando niveles de significancia. Es importante hacer notar que mientras todas las técnicas de Calificación Relativa intentan responder a las tres preguntas fundamentales del análisis de riesgos de alguna manera, el analista no debe considerar los resultados de éstos estudios como estimados firmes del riesgo asociado con un proceso o actividad. Las técnicas de Calificación Relativa no se basan en secuencias específicas de accidentes, por tanto, no pueden arrojar resultados para desarrollar recomendaciones específicas de seguridad.

La información requerida para desarrollar esta técnica depende del método específico a emplear. Generalmente, un estudio de Calificación Relativa requiere de las propiedades físicas y químicas de las sustancias usadas en el proceso o actividad. Estos métodos normalmente no requieren de planos detallados del proceso, sin embargo, es usual requerir de información acerca de los inventarios máximos de materiales, condiciones de proceso y de un plano de distribución de equipos y materiales.

Este tipo de estudios pueden llevarse a cabo por un solo analista, pero pueden trabajar varios analistas en un proceso grande o complejo cuando se tiene la experiencia con la técnica usada y se tiene acceso a todos los datos de entrada para el estudio.

El tiempo y costo requeridos para desarrollar un Análisis de riesgos usando una metodología de Calificación Relativa depende de la técnica específica escogida, los requerimientos de información, y el número de áreas de proceso y riesgos evaluados.

Tabla 7.- Requisitos de tiempo estimados para desarrollar la técnica de Análisis con Calificación Relativa

Tipo de Instalación	Preparación	Evaluación	Documentación
Sistema simple/pequeño	2 a 4 hr	4 a 8 hr	4 a 8 hr
Proceso complejo/grande	1 a 3 días	3 a 5 días	3 a 5 días

Referencia: Idem tabla5.

III.4 ANÁLISIS PRELIMINAR DE RIESGOS

El Análisis Preliminar de Riesgos (PHA, por sus siglas en inglés) es una técnica derivada de los Requerimientos del Programa de Estándares Militares de Seguridad de los Estados Unidos. Un Análisis Preliminar de Riesgos se centra de modo general en los materiales riesgosos y las áreas de proceso más grandes de una planta. Frecuentemente es llevado a cabo durante el desarrollo de un proceso cuando hay poca información de detalles de diseño o procedimientos operativos, y frecuentemente es precursor de otras técnicas de análisis de riesgos.

Un Análisis Preliminar de Riesgos formula una lista de riesgos y situaciones genéricas de riesgo considerando las siguientes características de proceso:

- Materias primas, productos intermedios y finales, y su reactividad.
- Equipos de proceso.
- Plano de distribución de equipo.
- Condiciones ambientales de operación.
- Actividades operacionales (pruebas, mantenimiento, etc.).
- Interacciones entre los componentes del sistema.

El analista valora de importancia de los riesgos de proceso y asigna una calificación a cada situación particular. Esta calificación se usa para dar prioridad a las recomendaciones surgidas del análisis.

El Análisis Preliminar de Riesgos se usa frecuentemente para evaluar riesgos en las primeras etapas del desarrollo de un proceso. Generalmente se aplica durante el diseño conceptual o la fase de investigación y desarrollo, y puede ser muy útil para tomar la decisión de localización del sitio de construcción. También es usada comúnmente como una herramienta de revisión del diseño previo al desarrollo de los Diagramas de Tubería e Instrumentación.

Mientras que la técnica de Análisis Preliminar de Riesgos es usada normalmente en las fases preliminares del desarrollo de una planta, para los casos en que la experiencia proporciona poca o ninguna información acerca de problemas potenciales de seguridad, también puede ser útil cuando se analizan instalaciones existentes muy grandes o para dar prioridad a los riesgos cuando se va a usar otra técnica de análisis posteriormente.

Un Análisis Preliminar de Riesgos proporciona una descripción cualitativa de los riesgos relacionados con el diseño de un proceso. También provee de una calificación de las situaciones de riesgo que puede ser usada para dar prioridades a las recomendaciones y de este modo reducir o eliminar riesgos en fases subsecuentes del ciclo de vida de un proceso.

Para usar la técnica de Análisis Preliminar de Riesgos se necesita que el analista tenga acceso a todos los criterios de diseño de la planta que se encuentren disponibles, especificaciones de equipo, especificaciones de materiales y otras fuentes de información. Este tipo de análisis

puede efectuarse por una o dos personas que tengan conocimientos de seguridad en procesos. Se puede realizar el estudio con gente de poca experiencia, pero el estudio puede dejar de ser exhaustivo o detallado, ya que este análisis requiere en gran medida del criterio del analista.

Tabla 8.- Requisitos de tiempo estimados para desarrollar la técnica de Análisis Preliminar de Riesgos

Tipo de instalación	Preparación	Evaluación	Documentación
Sistema simple/pequeño	4 a 8 hr	1 a 3 días	1 a 2 días
Proceso complejo/grande	1 a 3 días	4 a 7 días	4 a 7 días

Referencia: Ídem tablas.

III.5 ANÁLISIS ¿QUÉ PASA SI? (WHAT IF?)

La técnica de Análisis What if? es un acercamiento basado en la lluvia de ideas, en el que un grupo de gente con experiencia familiarizada con el proceso objeto de estudio hace o responde preguntas relativas a eventos indeseables. No es inherentemente estructurado como otras técnicas (p. Ej. HAZOP, Árbol de fallas, etc.). En cambio, requiere que el analista adapte los conceptos básicos a la aplicación específica. Se ha publicado muy poca información acerca del método What if? o su aplicación. Sin embargo, es usado frecuentemente en la industria en prácticamente cualquier etapa de la vida de un proceso y tiene una buena reputación entre las personas habituadas a su uso. El concepto del Análisis What if? se enfoca hacia que un equipo de personas piense en la respuesta a preguntas que comienzan con la frase "¿Qué pasa si?". Sin embargo, cualquier cuestión relativa a la seguridad del proceso puede plantearse, aún cuando no se exponga como una pregunta que comience de este modo. Por ejemplo:

- ¿Qué sucede si la bomba A se detiene durante el arranque de planta?
- ¿Y si el operador abre la válvula A en lugar de la B?

Usualmente, se deben registrar todos los cuestionamientos en papel, pizarrón, procesador de textos, etc. Luego, las preguntas son divididas en áreas de investigación específicas, como seguridad en instalaciones eléctricas, protección contra incendios, o seguridad personal. Cada área entonces es atendida por una o más personas con conocimientos específicos. Las preguntas son formuladas de acuerdo a la experiencia de los participantes y aplican a los

planos y descripción de procesos existentes; para una planta en operación, la investigación puede incluir entrevistas con personal de la planta no involucrado en el análisis de riesgos.

El Análisis What if? sirve para identificar riesgos, situaciones peligrosas o eventos accidentales específicos que pueden llevar a una consecuencia indeseable. Un grupo experto identifica posibles situaciones riesgosas, sus consecuencias y las salvaguardas existentes, entonces sugiere alternativas para la reducción de los riesgos. El método puede involucrar el examen de posibles desviaciones en el diseño, construcción, modificación u operación. Para su aplicación se requiere de una comprensión básica de la intención del proceso y habilidad combinar mentalmente las posibles desviaciones de la intención de diseño que pueden resultar en un accidente. Este es un procedimiento poderoso si el equipo tiene experiencia, de otra manera, los resultados pueden ser incompletos.

En su forma más simple, la técnica de análisis What if? genera una lista de preguntas y respuestas acerca del proceso. También puede generar un listado tabular de situaciones riesgosas (sin implicación cuantitativa para los escenarios potenciales identificados), sus consecuencias, salvaguardas y opciones posibles para la reducción de riesgos.

Ya que el análisis What if? es muy flexible, puede efectuarse en cualquier etapa de la vida de un proceso, usando la información del proceso disponible. Para cada área del proceso, se pueden asignar dos o tres personas para el análisis; sin embargo, es preferible un equipo más grande.

El costo y tiempo necesarios para un análisis What if? son proporcionales a la complejidad de la planta y número de áreas a analizar. Una vez que una organización ha obtenido experiencia en este tipo de análisis, la relación costo-eficiencia se hace más favorable.

Tabla 9.- Requisitos de tiempo estimados para desarrollar la técnica de Análisis What if?

Tipo de Instalación	Preparación	Evaluación	Documentación
Sistema simple/pequeño	4 a 8 hr	4 a 8 hrs	1 a 2 días
Proceso complejo/grande	1 a 3 días	3 a 5 días	1 a 3 semanas

Referencia: Idem tabla5.

III.6 ANÁLISIS WHAT IF? / LISTA DE VERIFICACIÓN

La técnica de análisis What if?/lista de verificación combina la creatividad y lluvia de ideas de la metodología de análisis What if? con las características sistemáticas del método de Lista de Verificación. Este método híbrido capitaliza los puntos fuertes y compensa de las limitantes de los métodos por separado. Por ejemplo, el método de análisis con Lista de Verificación es una técnica basada en la experiencia, y la calidad del análisis de riesgos es directamente proporcional a la experiencia de los autores. Si las listas de verificación no son completas, entonces el análisis puede pasar por alto una situación de riesgo. La porción de la técnica de Análisis What if? guía al equipo de análisis de riesgos a considerar eventos que puedan originar situaciones potenciales de riesgo y consecuencias que rebasan los límites de la experiencia de los autores de una buena lista de verificación. En contraparte, la porción del análisis cubierta por la lista de verificación contribuye a otorgar al análisis una naturaleza sistemática.

Como otras metodologías de análisis de riesgos, esta técnica funciona mejor si se realiza con personal que tenga experiencia en el proceso objeto de estudio. Generalmente se usa ésta técnica para analizar los riesgos más comunes que existen en un proceso. Aunque es capaz de evaluar importancia relativa de accidentes a casi cualquier nivel de detalla, la técnica de análisis What if?/Lista de verificación usualmente se enfoca a niveles de resolución menos detallados que, por ejemplo, un análisis de Modos de Fallas y Efectos. Con frecuencia, un análisis What if?/Lista de Verificación es la primera evaluación de riesgos realizada en un proceso, y es precursor para estudios subsecuentes, más detallados.

El propósito de un Análisis What if?/Lista de Verificación es identificar riesgos, considerar los tipos de accidentes que pueden ocurrir generalmente en un proceso u actividad, evaluar de

modo cualitativo los efectos de esos accidentes, y determinar las acciones correctivas adecuadas para disminuir los riesgos detectados.

La mayoría de los Análisis What if?/Lista de Verificación son efectuados por equipos con experiencia en diseño, operación y mantenimiento del proceso a estudiar. El número de personas necesarias para este estudio depende de la complejidad del proceso, y en cierta proporción, la etapa en la vida del proceso analizado. Normalmente, un análisis de riesgo con ésta técnica requiere poca gente y juntas breves, en comparación con otras técnicas más estructuradas, como el Análisis HAZOP.

Tabla 10.- Requisitos de tiempo estimados para desarrollar la técnica de Análisis What if/Lista de Verificación.

Tipo de Instalación	Preparación	Evaluación	Documentación
Sistema simple/pequeño	4 a 8 hr	4 a 8 hrs	1 a 2 días
Proceso complejo/grande	1 a 3 días	3 a 5 días	1 a 3 semanas

Referencia: Idem tabla5.

III.7 ANÁLISIS DE PELIGROS DERIVADOS DE LA OPERACIÓN (HAZARD AND OPERABILITY, HAZOP)

La técnica de Análisis de Peligros Derivados de la Operación (HAZOP) fue desarrollada para identificar y evaluar riesgos de seguridad en plantas de proceso, y para identificar problemas de operabilidad que, aún que no representen un riesgo, pueden comprometer la capacidad de la planta para conseguir la productividad de diseño. Aunque originalmente fue desarrollado para anticipar riesgos y problemas de operabilidad en situaciones en que se tenía poca experiencia en la tecnología aplicada, se ha encontrado que es un método muy efectivo para instalaciones ya existentes. El uso de la metodología de Análisis HAZOP requiere de información detallada del diseño y operación del proceso. Por eso, es frecuentemente usado para analizar procesos durante o después de la etapa de diseño detallado. Existen muchas variantes de la técnica de Análisis HAZOP en uso en la industria química.

En un Análisis HAZOP, un equipo multidisciplinario emplea un acercamiento creativo y sistemático para identificar problemas de riesgo y operabilidad resultantes por desviaciones de

la intención de diseño que pueden conducir a consecuencias indeseables. Un líder de equipo con experiencia guía sistemáticamente al equipo a través de las características de diseño de la planta empleando un conjunto establecido de palabras (llamadas palabras guía). Estas palabras guía se aplican en puntos específicos, llamados "nodos de estudio" y son combinadas con parámetros de proceso específicos para identificar desviaciones potenciales de la intención de operación de la planta.

Por ejemplo, la palabra guía "no" combinada con el parámetro de proceso "flujo", resulta en la desviación "no flujo". Algunas veces, el líder usará listas de verificación o su experiencia en el proceso para auxiliar al equipo a desarrollar la lista necesaria de desviaciones a considerar en las reuniones HAZOP. Después, el equipo discute sobre las posibles causas de las desviaciones (p. ej. el operador bloquea una bomba por error), las consecuencias de las desviaciones (p. ej. sobrecalentamiento de la bomba), y las salvaguardas aplicables para prevenir las desviaciones y sus efectos (p. ej. instalación de una válvula de relevo en la línea de descarga). Si las causas y consecuencias son significativas y las salvaguardas son inadecuadas o insuficientes, el equipo puede recomendar una acción correctiva. En algunos casos, el equipo puede identificar una desviación con una causa real, pero con consecuencias desconocidas (p. ej. una reacción desconocida del producto) y entonces recomendar estudios posteriores para determinar las consecuencias posibles.

El propósito del Análisis HAZOP es la revisión cuidadosa y sistemática de un proceso u operación para determinar posibles desviaciones que pueden conducir a consecuencias indeseables. Esta técnica puede ser usada para procesos continuos o por lotes y se puede adaptar para evaluar procedimientos escritos. El equipo HAZOP lista las causas potenciales de la desviación así como las salvaguardas existentes que protegen contra una desviación. Cuando el equipo determina que una protección es inadecuada o inexistente para una desviación probable y real, usualmente se recomienda la ejecución de una acción para reducir el riesgo.

Los resultados que arroja un análisis HAZOP son los hallazgos del equipo de análisis, que incluye la identificación de peligros y problemas operativos, recomendaciones para cambios en el diseño, procedimientos, etc., para mejorar el sistema. También incluye recomendaciones para elaborar estudios posteriores en áreas en las que no se pudo llegar a una conclusión debido a información insuficiente. Los resultados de las discusiones del equipo relativas a las

causas, efectos, y salvaguardas para las desviaciones de cada nodo de estudio o sección del proceso son registrados en un formato de tabla.

El Análisis HAZOP requiere de diagramas de tubería e instrumentación (DTI's) actualizados y precisos, o planos equivalentes, así como información detallada del proceso, como son los procedimientos operativos. Un análisis HAZOP también requiere de un conocimiento considerable del proceso, instrumentación y operación. Una parte esencial para efectuar un Análisis HAZOP de alta calidad son líderes entrenados y con experiencia. El equipo HAZOP requerido para un proceso grande o complejo puede consistir de cinco a siete gentes con experiencia amplia en distintos campos: diseño, ingeniería, mantenimiento, y otros.

Tabla 11.- Requisitos de tiempo estimados para desarrollar la técnica de Análisis HAZOP

Tipo de Instalación	Preparación	Evaluación	Documentación
Sistema simple/pequeño	8 a 12 hr	1 a 3 días	2 a 6 día
Proceso complejo/grande	2 a 4 días	1 a 3 semanas	2 a 6 semanas

Referencia: Idem tabla5.

III.8 ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA Y EFECTOS

Un Análisis de modos de falla y efectos (Failure modes and effects analysis, FMEA) tabula los modos de falla de un equipo y sus efectos en un sistema o planta. El modo de falla describe como un equipo puede presentar problemas con relación a la intención de diseño (abierto, cerrado, encendido, apagado, fuga, etc.). El efecto del modo de falla se determina por la respuesta del sistema a la falla del equipo. Un FMEA identifica modos de falla simples que pueden conducir directamente o contribuir a un accidente. Los errores operativos humanos generalmente no son examinados en un FMEA, sin embargo, los efectos de una disfunción como resultado de un error humano usualmente son indicados por el modo de falla de un equipo. Un FMEA, no es eficiente para identificar exhaustivamente combinaciones en fallas de equipo que conduzcan a accidentes.

El propósito de un FMEA es identificar equipos (uno por uno) y modos de falla de un sistema, y sus efectos potenciales un una planta. Típicamente, este análisis genera recomendaciones para

incrementar la confiabilidad de un equipo, y, por tanto, conducir a una mayor seguridad en los procesos.

Un FMEA genera una lista de equipo que, cualitativa y sistemáticamente, contiene sus modos de falla y efectos. También se incluye un estimado de las consecuencias resultantes "en el peor escenario". El FMEA puede ser actualizado fácilmente para cambios de diseño o modificaciones en la planta. Los analistas usualmente incluyen sugerencias para mejorar las condiciones de seguridad en la tabla de resultados.

Para llevar a cabo un FMEA requiere de los siguientes datos y fuentes de información: un listado completo de equipo DTI's, conocimiento del funcionamiento de cada uno de los equipos y sus modos de falla. La técnica FMEA puede efectuarse por un solo analista, pero ese análisis debe ser revisado por otros para asegurar que esté completo. Los requerimientos del equipo de trabajo varían con la complejidad y número de equipos del sistema analizado. Todos los analistas involucrados en el FMEA deben estar familiarizados con las funciones del equipo, los modos de falla y como las fallas pueden afectar otras porciones del sistema.

El tiempo y costo de un FMEA son proporcionales al tamaño del proceso y el número de componentes analizados. Como promedio, una hora es suficiente para analizar de dos a cuatro equipos. Como sucede con cualquier Estudio de análisis de riesgos, sistemas con equipos similares desarrollan funciones similares, por lo que los requerimientos de tiempo se ven reducidos considerablemente debido a la naturaleza repetitiva de las evaluaciones.

**Tabla 12.- Requisitos de tiempo estimados para desarrollar la técnica de
Análisis de Modos de Falla y Efectos**

Tipo de Instalación	Preparación	Evaluación	Documentación
Sistema simple/pequeño	2 a 6 hr	1 a 3 días	1 a 3 días
Proceso complejo/grande	1 a 3 días	1 a 3 semanas	2 a 4 semanas

Referencia: Idem tabla5.

El Análisis de Árbol de Fallas (Fault Tree Analysis, FTA), es una técnica deductiva que se centra en un accidente particular o falla principal de un sistema, y provee de un método para determinar la causa de ese evento indeseado. El Árbol de Fallas es un modelo gráfico que muestra las distintas combinaciones de fallas de equipo y errores humanos que pueden resultar en una falla del sistema principal o el de interés (llamado evento Indeseado, o Top event). La fortaleza del FTA como una herramienta cualitativa es su capacidad para identificar las combinaciones de fallas básicas de equipo y errores humanos que pueden conducir a un accidente. Esto permite al analista de riesgos enfocarse a las causas básicas significativas y recomendar medidas preventivas o de mitigación para reducir la probabilidad de ocurrencia de un accidente.

El propósito de un FTA es identificar combinaciones de fallas de equipos y errores humanos que pueden conducir a un accidente. El FTA es una buena opción para sistemas altamente redundantes. Para sistemas particularmente vulnerables a fallas simples que pueden conducir a accidentes, es mejor usar una técnica orientada a un modo de falla simple, como el Análisis de Modos de Falla y Efectos o el Análisis HAZOP. El FTA es comúnmente empleado en situaciones donde otra técnica de análisis de riesgos (como el HAZOP, por ejemplo) ha detectado un punto importante que requiere análisis más detallado.

Un FTA produce modelos lógicos del sistema que usan compuertas de lógica Booleana (p. ej. Y, O) para describir como las fallas de equipos y los errores humanos se pueden combinar para causar una falla en el sistema principal. Pueden resultar varios modelos de árbol de fallas del análisis de un proceso grande; el número de modelos depende de todo lo selectivo que es el analista para escoger los eventos máximos. El analista resuelve cada modelo lógico para generar listas de fallas, llamadas conjuntos mínimos, que pueden conducir al evento máximo. Esas listas pueden ser ordenadas cualitativamente por el número y tipo de fallas en cada conjunto (p. ej. procedimientos, instrumentos). Los conjuntos que contienen más fallas son generalmente los menos probables que aquellos que contienen menos. La inspección de las listas generada revela deficiencias en el diseño / operación para las que el analista puede sugerir medidas alternativas de seguridad.

Para usar un Árbol de Fallas se requiere de un conocimiento detallado del funcionamiento de la planta / sistema, e incluso, los modelos deben ser revisados con los ingenieros, operadores y personal con experiencia con los sistemas y equipos incluidos en el análisis.

Tabla 13.- Requisitos de tiempo estimados para desarrollar la técnica de Análisis de Árbol de Fallas

Tipo de Instalación	Preparación	Evaluación	Documentación
Sistema simple/pequeño	2 a 6 hr	1 a 3 días	1 a 3 días
Proceso complejo/grande	1 a 3 días	1 a 3 semanas	2 a 4 semanas

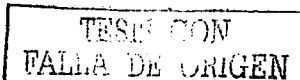
Referencia: Ídem tabla5.

III.10 ANÁLISIS CON ARBOL DE EVENTOS

Un Árbol de Eventos muestra gráficamente las posibles consecuencias de un accidente producido por un evento iniciador (una falla de un equipo específico o un error humano). Un Árbol de Eventos considera las respuestas de los sistemas de seguridad y los operadores al evento iniciador cuando determinan las consecuencias de accidentes potenciales. Los resultados de un Análisis con Árbol de Eventos son secuencias de accidentes; esto es, conjuntos de fallas o errores que conducen a accidentes. Estos resultados describen las posibles consecuencias de accidentes desde el punto de vista de secuencias de eventos (sucesos o fallas de funciones de seguridad) que siguen a un evento iniciador. Un Análisis con Árbol de Eventos es una buena opción para analizar procesos complejos que tienen múltiples niveles de sistemas de seguridad o procedimientos de respuesta a emergencias para responder a eventos iniciadores específicos.

Los árboles de eventos son usados para identificar los variados accidentes que pueden ocurrir en un proceso complejo. Después de que son identificadas esas secuencias individuales de accidentes, las combinaciones específicas de fallas que pueden conducir a accidentes pueden ser determinadas entonces usando un Análisis de Árbol de Fallas.

Los resultados con este tipo de análisis son modelos en forma de sucesos que conducen a un resultado definido. Las secuencias de accidentes descritas en un árbol de eventos representan combinaciones lógicas de eventos; por eso, esas secuencias pueden ponerse en forma de un



modelo de árbol de fallas para análisis cualitativo posterior. Los analistas usan esos resultados para identificar deficiencias en el diseño o en los procedimientos de operación, y normalmente se dan recomendaciones para reducir la probabilidad y / o consecuencias de los accidentes potenciales analizados.

Para usar la técnica de Árbol de Eventos se requiere del conocimiento de los eventos iniciadores potenciales (esto es, fallas de equipos o disfunciones en el sistema que potencialmente puedan causar un accidente), y conocimiento de las funciones de los sistemas de seguridad o procedimientos de respuesta a emergencias que puedan mitigar los efectos de cada evento iniciador.

Un Análisis con Árbol de Eventos puede desarrollarse por un solo analista mientras que este tenga un conocimiento detallado del sistema, pero con frecuencia se prefiere un equipo de dos a cuatro personas. El acercamiento de un equipo promueve la lluvia de ideas, que resulta en un árbol de eventos más completo. El equipo debe incluir al menos un miembro con conocimiento de la metodología de análisis con Árbol de Eventos, y los demás miembros deben tener conocimiento en los procesos y experiencia trabajando con los sistemas incluidos en el análisis.

Tabla 14.- Requisitos de tiempo estimados para desarrollar la técnica de Análisis de Árbol de Eventos

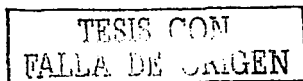
Tipo de instalación	Preparación	Evaluación	Documentación
Sistema simple/pequeño	1 a 2 días	1 a 3 días	1 a 2 días
Proceso complejo/grande	4 a 6 días	1 a 2 semanas	3 a 5 semanas

Referencia: Ídem tabla5.

III.11

ANÁLISIS DE CAUSA-CONSECUENCIA

Un Análisis de Causas-Consecuencias es una mezcla del Análisis de Árbol de Fallas con el Análisis de Árbol de Eventos. Uno de los puntos fuertes de un Análisis de Causas-Consecuencias es el uso de una herramienta de comunicación: el diagrama de causas-consecuencias muestra las relaciones entre las consecuencias de accidentes con sus causas básicas. Esta técnica es más comúnmente usada cuando falla lógica de los accidentes analizados es simple, ya que la forma gráfica puede hacerse más detallada.



Para emplear un análisis de Causa-Consecuencia requiere de los siguientes conocimientos y fuentes de información: conocimiento de fallas de componentes o en el proceso que pueden causar accidentes, conocimiento de sistemas de seguridad o de respuesta a emergencias que puedan influencias las consecuencias de un accidente, y el conocimiento de los impactos potenciales de todas estas fallas.

Es mejor desarrollar un Análisis de Causas-Consecuencias con un equipo pequeño (de dos a cuatro personas) con experiencia en distintos campos. Uno de los miembros del equipo debe tener experiencia en Análisis de Causas-Consecuencias, Árbol de Fallas o Árbol de Eventos, mientras que los miembros restantes deben tener experiencia con el diseño y operación de los sistemas incluidos en el análisis.

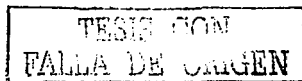
Tabla 15.- Requisitos de tiempo estimados para desarrollar la técnica de Análisis de Causa / consecuencia

Tipo de Instalación	Preparación	Construcc. del Modelo	Evaluación Cualitativa	Documentación
Sistema simple/pequeño	1 a 2 días	1 a 3 días	1 a 3 días	3 a 5 días
Proceso grande/complejo	4 a 6 días	1 a 2 semanas	1 a 2 semanas	3 a 5 semanas

Referencia: Ídem tabla 5.

III.12 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD HUMANA

Un Análisis de Confiabilidad Humana es una evaluación sistemática de los factores que influyen el desempeño de los operadores, personal de mantenimiento, técnicos, y demás personal de una planta. Este involucra el análisis de tareas físicas y características del ambiente laboral, junto con las habilidades, conocimiento y capacidades requeridas para aquellos que realizan estas tareas. Un Análisis de Confiabilidad Humana identificará situaciones con posibilidades de equivocación que puedan causar pérdidas o accidentes. Un Análisis de Confiabilidad Humana también puede ser usado para identificar la causa de un error. Este tipo



de análisis es usualmente desarrollado en conjunción con otras técnicas de evaluación de riesgos.

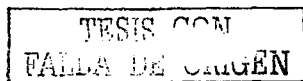
El propósito de este tipo de análisis es identificar errores humanos potenciales y sus efectos, o identificar causas subyacentes de errores humanos.

Un Análisis de Confiabilidad Humana lista sistemáticamente los errores con posibilidad de ocurrencia durante la operación normal o en condiciones de emergencia, los factores que contribuyen a la ocurrencia de los errores, y propone modificaciones en el sistema para reducir la probabilidad de que se presenten dichos errores. Los resultados son cualitativos pero pueden ser cuantificados. El análisis incluye la identificación de partes del sistema afectadas por errores particulares, y califica estos errores en relación con los otros, con base en la probabilidad de ocurrencia o la severidad de las consecuencias. Los resultados pueden ser actualizados fácilmente en caso de cambios en el diseño, o modificación del entrenamiento.

Para usar ésta técnica se requiere de lo siguiente: procedimientos operativos, entrevistas con el personal, conocimiento de la distribución de equipo., sistemas de control y localización de alarmas.

Los requisitos de personal para desarrollar este análisis varían de acuerdo al enfoque que se quiera dar al estudio; generalmente uno o dos analistas con entrenamiento en factores humanos pueden ser capaces de desarrollar un Análisis de Confiabilidad Humana. El analista debe estar familiarizado con técnicas de entrevista y debe tener acceso al personal de la planta para solicitar la información pertinente, como procedimientos, diagramas y acceso a las instalaciones.

El tiempo y el costo para desarrollar este análisis son proporcionales al tamaño y número de tareas, sistemas o errores por analizar. Una hora es suficiente para desarrollar un estudio preliminar de Confiabilidad Humana para un procedimiento en una planta sencilla. El tiempo requerido para identificar el origen de un tipo determinado de error variará proporcionalmente a la complejidad de las tareas involucradas, pero este análisis puede ser completado hasta en una hora. Si los resultados de una tarea simple fueron usados para investigar diversas fuentes de potenciales errores humanos, el tiempo requerido por fuente de error puede decrecer



significativamente. El estudio no requerirá prácticamente tiempo adicional para identificar modificaciones potenciales para reducir la incidencia de errores humanos.

**Tabla 16.- Requisitos de tiempo estimados para desarrollar la técnica de
Análisis de Confiabilidad Humana**

Tipo de Instalación	Preparación	Construcción del Modelo	Evaluación Cualitativa	Documentación
Sistema simple/pequeño	4 a 8 horas	1 a 3 días	1 a 2 días	3 a 5 días
Proceso grande/complejo	1 a 3 días	1 a 2 semanas	1 a 2 semanas	1 a 3 semanas

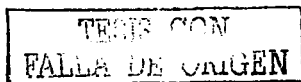
Referencia: Idem tabla5.

III.13 ELECCIÓN DE LA METODOLOGÍA

Hay muchos factores que pueden afectar la elección de una metodología de Análisis de Identificación y Evaluación de Riesgos. Antes de entrar en los aspectos técnicos de la decisión, es conveniente considerar una cuestión comúnmente pasada por alto y que puede influenciar significativamente el éxito del Estudio: ¿Quién decide que metodología se va a emplear? o ¿Qué metodología se *puede* emplear?. Es apropiado y necesario que la gerencia defina el carácter básico del estudio: El objetivo del análisis, el tipo de información necesitada (resultados), y los recursos iniciales y plazos para efectuar el trabajo.

En México, si el estudio se realiza para cubrir un requisito legal de parte de la SEMARNAT, ya vienen acotadas las metodologías para llevarlo a cabo. Como se explicó en el capítulo II, dependiendo si el Estudio es Nivel 0, 1, 2, o 3.

Cada técnica de análisis tiene sus fortalezas y debilidades propias, como se explicó en los primeros apartados de este capítulo. El proceso de elección de la metodología adecuada puede ser un problema singular para personal inexperto, porque la "mejor" técnica puede no ser la opción "obvia".



Los factores mínimos que debe considerar el analista para la elección de la metodología de análisis de riesgos son:

- Motivaciones del estudio
- Tipo de resultados requeridos
- Tipo de información disponible para efectuar el estudio
- Características del problema de análisis
- Percepción del riesgo asociado con el proceso o actividad a analizar
- Disponibilidad de recursos y preferencias del analista / responsable de la planta.

Motivación del análisis de riesgo.

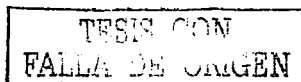
Este factor debe ser de los más relevantes para el analista. Efectuar un análisis de riesgos sin haber definido claramente el propósito del mismo es un desperdicio de recursos. Por ejemplo, el Estudio puede hacerse como parte de una política corporativa de analizar los riesgos de los procesos nuevos, para la toma de decisiones de administración de riesgos en procesos existentes, o para satisfacer un requerimiento legal o regulatorio.

Se debe proporcionar objetivos y alcances por escrito y claramente redactados al responsable de elegir las metodologías a emplear en un análisis de riesgos para que pueda tomar la decisión que cumpla más eficientemente con el carácter requerido del estudio.

Tipo de resultados requeridos

Dependiendo de la motivación del estudio, se pueden requerir una variedad de resultados. Para satisfacer los objetivos del estudio s importante definir el tipo de información que el estudio va a arrojar. A continuación se listan cinco categorías de información que pueden ser producidas por un análisis de riesgos.

- Listado de peligros
- Lista de situaciones potenciales de accidentes
- Lista de alternativas para reducir el riesgo o áreas que requieren de estudios adicionales
- Jerarquización de resultados



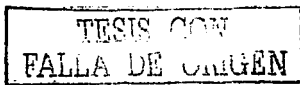
- Datos de entrada para un análisis cuantitativo de riesgos.

Información disponible para desarrollar el Estudio.

Hay dos condiciones que definen que información está disponible para un análisis de riesgos: (1) La etapa en que se encuentra el proceso o actividad al momento de requerirse el estudio (2) la calidad de actualización de la documentación disponible. La primer condición está dada para cualquier estudio y el analista no puede hacer nada para cambiarla. A continuación se muestra la información disponible a través de la evolución de una planta (diseño, construcción, operación, etc.).

Tipo de Información	Incremento en el nivel de detalle	Tiempo en que la información está disponible después de proyectada la planta
▪ Experiencia operativa específica ▪ Procedimientos operativos ▪ Existencia de equipo ▪ Diagramas de tubería e instrumentación ▪ Diagramas de flujo de proceso ▪ Experiencia con procesos similares ▪ Inventario de materiales ▪ Química básica del proceso ▪ Datos físicos y químicos de los materiales	↑	↑
Referencia: Idem tabla 5.		

La etapa de vida en que se encuentre el proceso establece el límite práctico de información disponible. Por ejemplo, si el estudio se realiza en el diseño conceptual de un proceso, es altamente improbable que se hayan desarrollado los diagramas de tubería e instrumentación (DTI's) definitivos. Por eso, si el analista debe decidir entre análisis HAZOP y análisis what if?, la fase de desarrollo del proceso restringe la decisión porque no hay suficiente información para desarrollar el análisis HAZOP.



El analista no puede acelerar el desarrollo de un proceso para que él pueda usar una técnica determinada. Sin embargo, puede usar una "técnica más detallada" de una manera "menos profunda". En el último de los casos, *si el analista considera que debido a la insuficiencia de información no pueden cumplirse los objetivos del estudio por no poder usar la técnica de análisis apropiada, se debe recomendar a la gerencia reexaminar sus objetivos, o retrasar el estudio hasta que haya suficiente información disponible.*

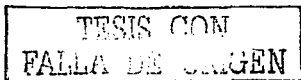
La segunda condicionante con relación a la información disponible se refiere a la calidad y actualidad. Para un estudio en un proceso existente, el analista puede encontrar que los DTI's no están actualizados porque ha habido cambios en la planta o que no existen de forma manejable. Realizar el análisis con esta información no sólo es inútil, es un desperdicio de tiempo y de recursos. Por eso, si todos los factores apuntan hacia el uso de una técnica determinada, el analista debe exigir a la gerencia que se le proporcione la información necesaria actualizada.

Características del problema de análisis.

Para elegir una metodología de análisis primero se deben considerar ciertas características de la planta o proceso a estudiar. Esas características se pueden dividir en cinco áreas:

1. La complejidad del problema,
2. el tipo de proceso,
3. el tipo de operaciones incluidas en el proceso,
4. la naturaleza de los riesgos inherentes, y
5. los eventos de accidentes.

La complejidad y tamaño del problema son importantes porque algunas metodologías de análisis de riesgos pueden resultar abrumadoras cuando se usan para evaluar problemas muy complicados. La complejidad y tamaño del problema están en función del número de procesos o sistemas a analizar, el número de equipos en cada proceso, el número de pasos operativos y el número y tipo de peligros y efectos a analizar (efectos por fuga tóxica, fuego, explosión, económicos a ambientales).

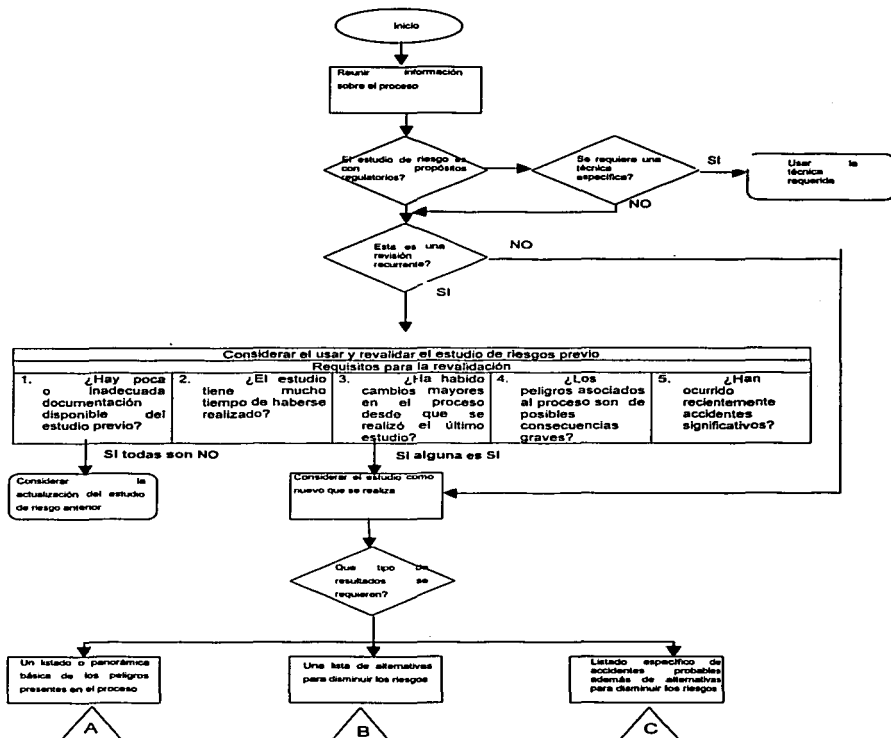


Es importante que el responsable del análisis elija un nivel de resolución adecuado para los propósitos del estudio. Por ejemplo, si se analiza un sistema complejo, es prudente dividir la instalación en tantas piezas pequeñas como sea necesario.

Para muchas de las metodologías se puede considerar que un aumento en el número de equipos o pasos operativos incrementará el tiempo y esfuerzo necesarios para realizar el estudio. Por ejemplo, si se usa la técnica de Análisis de Modos de Falla y Efectos, se puede considerar que tomará 5 veces más trabajo un sistema que tiene 100 equipos que uno que tiene 20. Aunque también puede darse el caso que un sistema complejo tenga varios equipos similares o piezas redundantes de equipo o características, de modo que la relación entre número de equipos y esfuerzo no sea lineal.

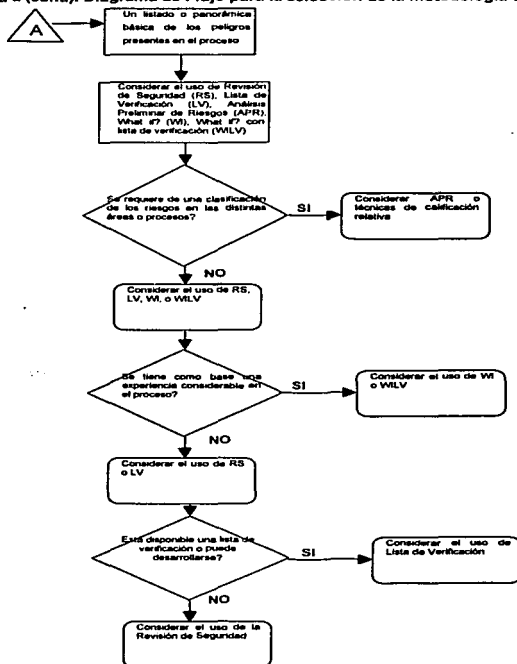
El tipo de proceso (químico, físico, mecánico, biológico, eléctrico, etc.) también afecta la elección de la metodología de análisis de riesgo a emplear. La mayoría de las metodologías que se han expuesto generalmente pueden aplicarse a cualquier proceso, sin embargo, ciertas técnicas son más adecuadas para ciertos tipos de proceso que otras. Por ejemplo, el análisis de Modos de Falla y Efectos tiene buena reputación para analizar eficientemente los riesgos relacionados con sistemas electrónicos o computacionales, mientras que el análisis HAZOP puede no trabajar tan bien con ese tipo de sistemas. En la Figura 2 se muestra un diagrama de flujo que se puede usar como guía en la elección de la metodología de análisis de riesgo más eficiente.

Figura 2. Diagrama de Flujo para la selección de la metodología de análisis.



Referencia: Guidelines for Hazard Evaluation Procedures; Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers, New York, New York, 1992.

Figura 2 (cont.). Diagrama de Flujo para la selección de la metodología de análisis



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

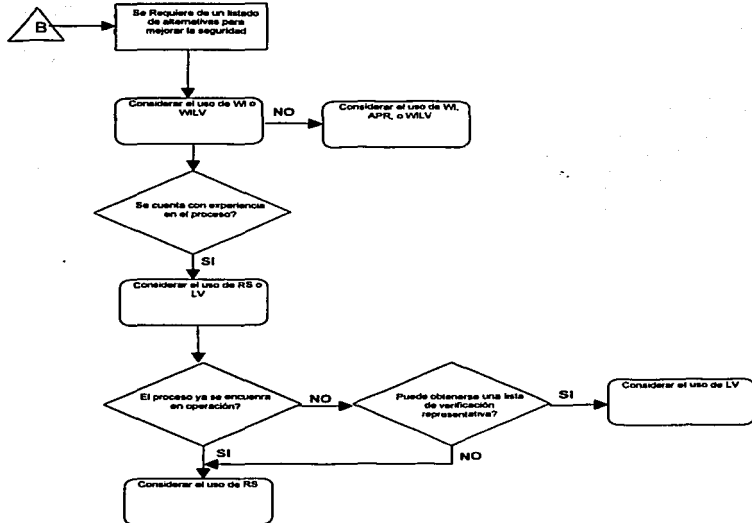


Figura 2 (cont.). Diagrama de Flujo para la selección de la metodología de análisis

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

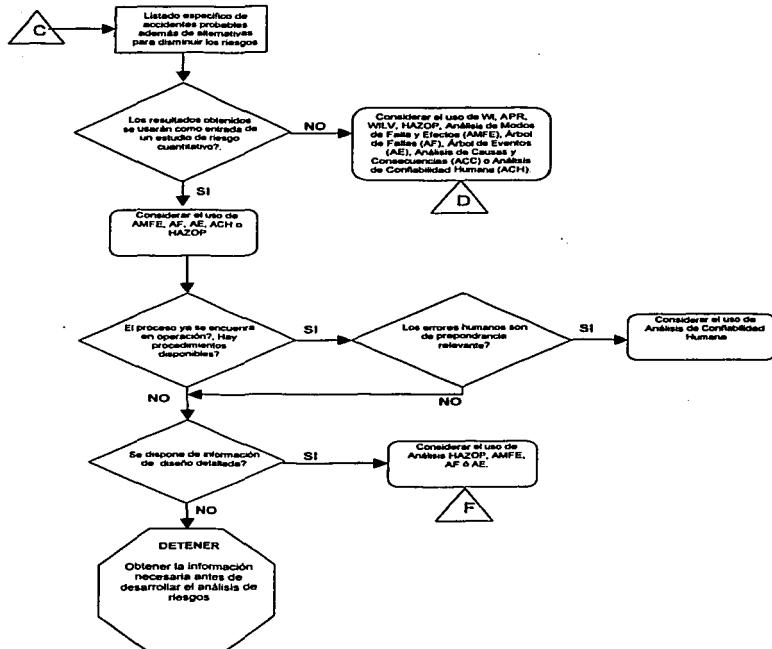


Figura 2 (cont.). Diagrama de Flujo para la selección de la metodología de análisis

Figura 2 (cont.). Diagrama de Flujo para la selección de la metodología de análisis

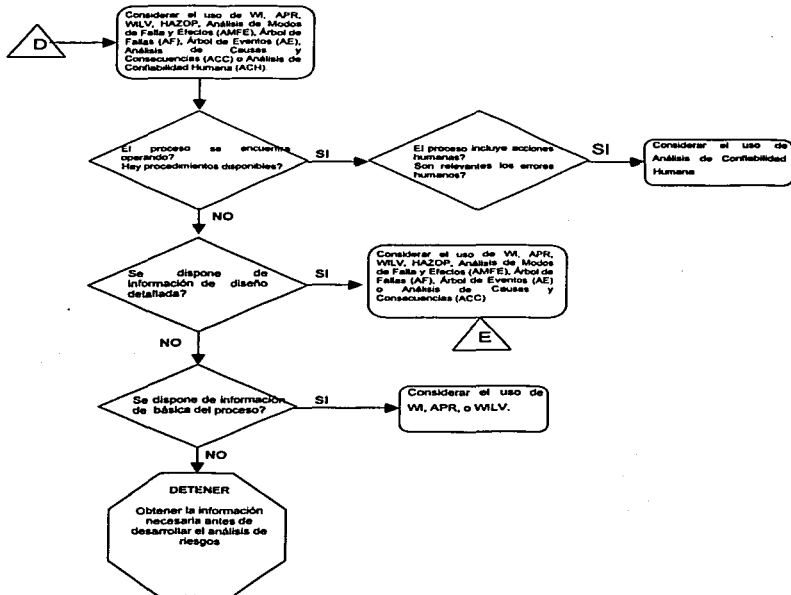
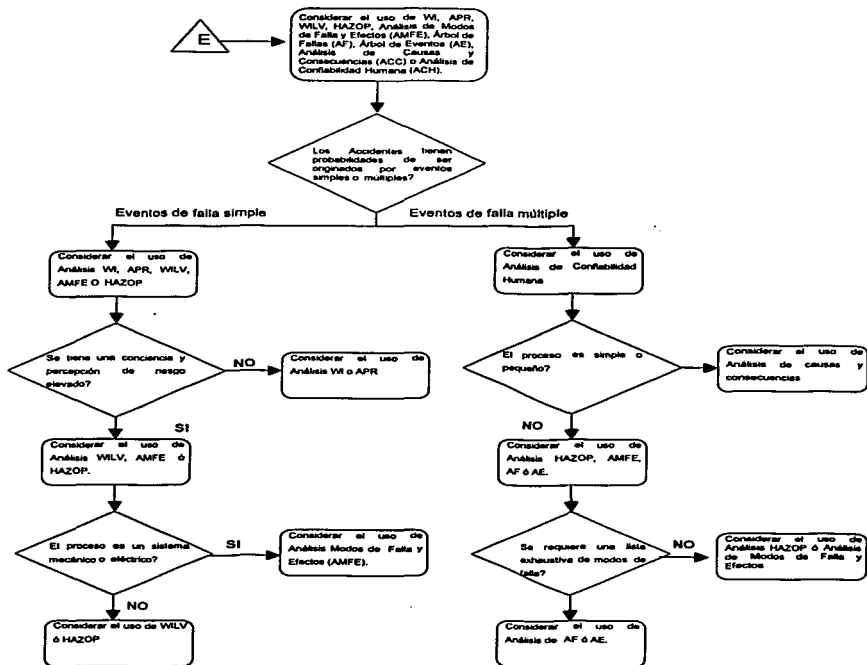


Figura 2 (cont.). Diagrama de Flujo para la selección de la metodología de análisis



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

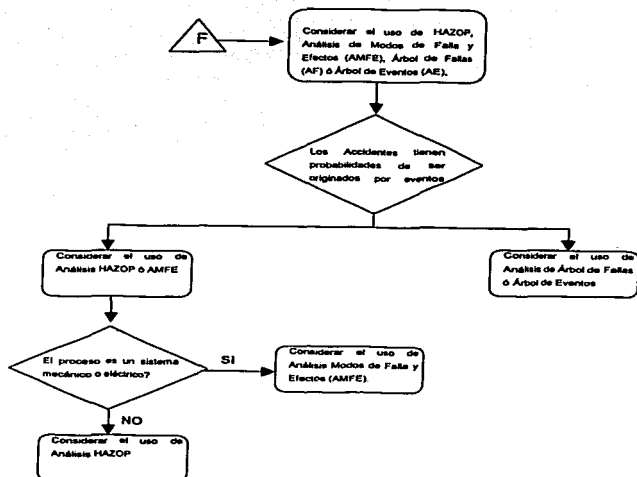


Figura 2 (cont.). Diagrama de Flujo para la selección de la metodología de análisis

El *tipo de operaciones* incluidas en el proceso a analizar también tiene influencia en la elección de la metodología de análisis. La selección de la metodología se verá afectada si las operaciones (1) una instalación fija o un sistema de transporte, (2) permanente o transitoria, y (3) continua, semi batch o batch. Debido a que los accidentes potenciales involucrados en sistemas de transporte involucran eventos discretos simples (p. Ej. Impacto de un vehículo), son usados más frecuentemente metodologías de análisis de fallas singulares como análisis de Modos de Falla y Eventos, análisis what if?, o análisis what if? con lista de verificación, en vez de usar un análisis de Árbol de Fallas. Sin embargo, algunas veces se puede usar un Árbol de Eventos para considerar la combinación de circunstancias alrededor de un derrame en un vehículo de transporte.

La permanencia del proceso también puede afectar la decisión de la técnica de análisis a emplear de la siguiente manera: si todos los demás factores son iguales, se puede usar una técnica más detallada, exhaustiva si se sabe que el proceso operará continuamente por un periodo de tiempo largo. El análisis más detallado y mejor documentado de una operación permanente puede usarse como soporte para un programa de administración de riesgos y seguridad en el proceso. Por ejemplo, una tabla HAZOP lista una evaluación detallada de los tipos de falla, causas, consecuencias, salvaguardas, etc., que pueden usarse un programa de capacitación a operadores.

Finalmente, algunas metodologías como el análisis what if?, what if? con lista de verificación, análisis HAZOP y Árbol de Eventos son mejores para analizar proceso batch que otros (Árbol de Fallas, Análisis de Modos de Falla y Eventos) debido a que estos últimos no pueden manejar con facilidad la necesidad de evaluar la dependencia con el tiempo implícita en operaciones batch.

La naturaleza de los peligros asociados al proceso tiene una influencia pequeña en la elección de la metodología de análisis de riesgos a emplear. Riesgos por toxicidad, fuego, explosión y reactividad pueden ser analizados por la mayor parte de las técnicas explicadas, a excepción de las técnicas de uso de Índices de Calificación Relativa, porque sólo cubren ciertos riesgos (el Índice Dow sólo cubre riesgos por fuego y explosión).

Percepción del riesgo en el proceso o actividad.

Entre los distintos tipos de información disponible para auxiliar al analista a comprender el riesgo inherente a un proceso o actividad se tienen los siguientes:

- Experiencia con el proceso o conciencia del riesgo
- La naturaleza de ésta experiencia
- La relevancia continuada de la experiencia

El factor más importante es la experiencia obtenida. Se puede tener una operación por 30 años en que hay otras empresas empleando un proceso similar o se puede tener un proceso nuevo, que tiene una tecnología "la primera en su tipo" que está aún en la fase de diseño.

El siguiente factor de experiencia tiene que ver con el registro operativo del proceso, por ejemplo, es distinto si ha habido accidentes de elevadas consecuencias que si ha habido incidentes menores con pérdidas pequeñas. Puede ocurrir que una empresa de alto riesgo haya operado por varios años sin que nunca haya tenido un accidente mayor. La experiencia más inmediata, que tiene un mayor impacto en la percepción del riesgo es una accidente reciente que haya motivado un análisis de riesgos como parte de la investigación de seguimiento.

El último factor de experiencia está relacionado con la relevancia actual de la experiencia obtenida. Pueden haber ocurrido muchos cambios en un proceso que invaliden la experiencia operativa como un indicador actual de los riesgos en el proceso. O pueden haber ocurrido unos pocos cambios menores en el transcurso de varios años que encajan en la política de administración de cambios de la organización.

Todos estos factores contribuyen al nivel de conciencia que una organización tiene acerca de los riesgos en el proceso. Típicamente, cuando (1) el proceso analizado ha operado relativamente libre de accidentes por un periodo prolongado de tiempo y el potencial de los accidentes de consecuencias graves se percibe como bajo, y (2) han ocurrido cambios que invalidan la experiencia base, entonces las empresas tenderán a elegir una técnica menos exhaustiva, menos sistemática y más basadas en la experiencia, como Revisión de Seguridad y Lista de Verificación. Cuando se percibe lo opuesto (mayor riesgo), generalmente se prefieren

técnicas más rigurosas y predictivas, como el Análisis HAZOP, Análisis What if? / con Lista de Verificación o Análisis de Árbol de Fallas, por ejemplo.

Disponibilidad de recursos y preferencias

Algunos otros factores que influyen en la elección de la técnica de análisis de riesgos a emplear son:

1. Disponibilidad de personal con los conocimientos y habilidades necesarias.
2. Restricciones en los plazos para efectuar el estudio.
3. Recursos financieros.
4. Preferencias de los analistas.
5. Preferencias de los responsables de la empresa.

Generalmente, deben participar dos tipos de personas en la elaboración de un análisis de riesgos: personal con conocimientos y habilidades para desarrollar la técnica de análisis escogida y personal que tenga conocimiento a fondo del proceso o actividad que está siendo analizada.

Muchas metodologías de análisis de riesgos requieren de la interacción creativa de los participantes del equipo. Las reuniones de análisis pueden durar días, semanas o meses, dependiendo de la complejidad del proceso. Otras técnicas, pueden desarrollarse por individuos que trabajen solos (como el Árbol de Fallas). Sin embargo, las técnicas que se pueden aplicar en solitario requieren un "periodo de maduración" del analista para que éste pueda crear modelos factibles de las causas de los accidentes potenciales.

Si el proceso de selección de la metodología de análisis de riesgos a emplear llega al punto de decidir entre dos técnicas muy similares, el analista debe elegir aquella que produzca los resultados deseados usando menos recursos en el menor tiempo.

En la siguiente tabla se muestra los usos típicos de las metodologías de análisis de riesgos, y en el diagrama de flujo que le sigue, se muestra una secuencia propuesta por el AIChE para elegir la metodología de análisis de riesgos.

Tabla 17.- Usos comunes de las distintas metodologías de análisis de riesgos

	Revisión de seguridad	Lista de verificación	Calificación relativa	Análisis preliminar de riesgos	What if?	What if? / Lista de verificación	HAZOP	Análisis de modos de falla y efectos	Árbol de fallas	Árbol de eventos	Análisis de causas y consecuencias	Análisis de confiabilidad humana
Investigación y desarrollo			X	X	X							
Diseño conceptual		X	X	X	X	X						
Operación de planta piloto		X		X	X	X	X	X	X	X	X	X
Ingeniería de detalle		X		X	X	X	X	X	X	X	X	X
Construcción / arranque	X	X			X	X						X
Operación rutinaria	X	X			X	X	X	X	X	X	X	X
Expansión o modificación	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Investigación de accidentes					X		X	X	X	X	X	X

☐ Raramente usada o inapropiada

☒ Comúnmente usada

Referencia: Guidelines for Hazard Evaluation Procedures; Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers, New York, New York, 1992.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

IV.- APLICACIÓN DEL MÉTODO HAZOP.

IV.1 GENERALIDADES DEL MÉTODO

El método de análisis HAZOP está basado en el principio de que personal con diferentes trayectorias y experiencia pueden interactuar de modo creativo y sistemático e identificar problemas cuando trabajan juntos de mejor manera que cuando trabajan separadamente. Aunque la técnica de análisis HAZOP fue desarrollada originalmente para evaluación de un nuevo diseño o tecnología, es aplicable a casi todas las fases de la vida de un proceso.

La esencia del Análisis HAZOP es la revisión de dibujos, planos o procedimientos en series de reuniones, durante las cuales un equipo multidisciplinario usa un protocolo preestablecido para evaluar metódicamente las desviaciones de importancia de la intención normal diseño. La empresa ICI (Imperial Chemical Industries) de Inglaterra definió en su origen que la técnica de Análisis HAZOP debe ser desarrollada por un equipo interdisciplinario.⁵ Por tanto, mientras que es posible para una sola persona el utilizar algunas de las técnicas de análisis mencionadas en el capítulo anterior, un estudio no puede ser llamado propiamente Análisis HAZOP si no es realizado por un equipo de trabajo.

La principal ventaja de la lluvia de ideas asociada con el Análisis HAZOP es que estimula la creatividad y genera nuevas ideas. Esta creatividad viene de la interacción de un equipo con diversos conocimientos. En consecuencia, el éxito del estudio requiere que todos los participantes expresen libremente sus opiniones, y que se evite la crítica mutua para no entorpecer el proceso creativo. Este método creativo combinado con el protocolo para examinar situaciones peligrosas permite perfeccionar el estudio.

El Análisis HAZOP se centra en puntos específicos del proceso u operación llamados "nodos de estudio", secciones de proceso o pasos operativos. El equipo HAZOP examina cada sección — una a la vez— para identificar desviaciones riesgosas del proceso, que se derivan de un conjunto de palabras guía preestablecidas. Uno de los propósitos de estas palabras guía es asegurar

⁵ Hazard and Operability Studies, Process Safety Report 2, Imperial Chemical Industries Limited, London, 1974.

que todas las desviaciones del proceso que sean relevantes o parámetros de proceso sean evaluados.

Algunas veces, el equipo considera un cierto número de desviaciones para cada sección e identifica sus causas potenciales y sus consecuencias. Normalmente, se analizan todas las desviaciones para una sección dada antes de que el procedimiento de análisis continúe.

Los estudios con análisis HAZOP pueden desarrollarse en proyectos nuevos o instalaciones operando. Para proyectos nuevos es mejor conducir un Análisis HAZOP cuando el diseño del proceso se encuentre terminado o próximo a terminarse. Esto es porque en esta fase normalmente los diagramas de tubería e instrumentación (DTI's) están disponibles, de modo que el equipo pueda emitir respuestas significativas a las preguntas que surjan en el desarrollo del Análisis HAZOP. También es posible cambiar el diseño sin incurrir en aumento de costos. Sin embargo, el análisis HAZOP puede efectuarse en las primeras etapas del desarrollo de un proceso en tanto que los miembros del equipo cuenten con documentación adecuada del proceso y conocimientos en los cuales poder basar el análisis. Hay que considerar que un análisis HAZOP elaborado en los inicios del desarrollo de un proceso no debe ser sustituto de una revisión completa del diseño.

A pesar de que los lineamientos del análisis HAZOP están perfectamente establecidos, el modo en que se emplea puede variar de una organización a otra. La siguiente tabla muestra los términos y definiciones usados comúnmente en el Análisis HAZOP.

Tabla 18.- Términos empleados en un estudio HAZOP

Término	Definición
Nodos de estudio (o secciones del proceso)	Secciones de equipo con límites definidos (por ejemplo, una línea que conecta dos recipientes) dentro de los cuales son investigados los parámetros de proceso para detectar desviaciones. La localización de sistemas en Diagramas de Tubería e Instrumentación en que los parámetros de proceso son investigados para detectar desviaciones.
Pasos operativos	Acciones discretas en un proceso discontinuo (batch) o procedimiento analizado por un equipo de Análisis HAZOP. Pueden ser acciones manuales, automáticas o implementadas con software. Las desviaciones aplicadas a cada paso son algo diferentes que aquellas usadas para un proceso continuo.

Tabla 18 (cont.).- Términos empleados en un estudio HAZOP

Intención	Definición de cómo se espera que una planta opere en ausencia de desviaciones. Puede tomarse de diferentes maneras y puede ser descriptivo o diagramático (por ejemplo, descripción del proceso, diagramas de flujo, diagramas de tubería e instrumentación, etc.).
Palabras guía	Palabras simples que son usadas para calificar o cuantificar la intención de diseño y guiar y estimular el proceso de lluvia de ideas con el objeto de identificar riesgos de proceso.
Parámetro de proceso	Propiedad física o química asociada con el proceso. Incluye puntos generales como reacción, mezclado, concentración, pH, y puntos específicos como temperatura, presión, fase y flujo.
Desviaciones	Diferencias en la intención de diseño que son descubiertas por la aplicación sistemática de palabras guía a parámetros de proceso (flujo, presión, etc.) que resulta en una lista a revisar por el equipo (no flujo, alta presión, etc.) para cada sección del proceso.
Causas	Razones por las que las desviaciones pueden ocurrir. Una vez que se ha encontrado que una desviación tiene una causa creíble, ésta puede ser tratada como una desviación significativa. Estas causas pueden ser fallas de equipo, errores humanos, cambios no esperados en los procesos (por ejemplo, cambios en la composición de las materias primas), problemas externos (por ejemplo, falla en el suministro de energía eléctrica), etc.
Consecuencias	Resultados de las desviaciones (por ejemplo, liberación de materiales tóxicos). Normalmente, el equipo asume que los sistemas de protección activa fallan para poder trabajar. Las consecuencias menores, sin relación con los objetivos del estudio, no son consideradas.
Salvaguardas	Sistemas de ingeniería o controles administrativos diseñados para prevenir las causas o mitigar las consecuencias de las desviaciones (por ejemplo, alarmas de proceso, procedimientos).
Acciones (o recomendaciones)	Sugerencias para cambios de diseño, en procedimientos o para estudios posteriores (por ejemplo, adicionar una alarma redundante de presión o invertir la secuencia de dos pasos operativos).

Referencia: Guidelines for Hazard Evaluation Procedures; Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers, New York, New York, 1992.

Las palabras guía que se muestran en la siguiente tabla son las desarrolladas originalmente por ICI para usarse en estudios HAZOP y son aplicadas a los parámetros de proceso mostrados en la lista que le continúa.

Tabla 19.- Significado de las palabras guía

Palabras guía	Significado
No	Negación de la intención de diseño
Menor	Decremento cuantitativo
Más	Incremento cuantitativo
Parte de	Decremento cualitativo
Así como	Incremento cualitativo
Inverso	Oposición lógica a la intención de diseño
En vez de	Sustitución completa

Referencia: Idem al anterior.

- | | |
|---------------|---------------|
| • Flujo | • Voltaje |
| • Presión | • Información |
| • Temperatura | • Mezclado |
| • Nivel | • Adición |
| • Tiempo | • Separación |
| • Composición | • Reacción |
| • pH | • Frecuencia |
| • Velocidad | • Viscosidad |

Algunas organizaciones han modificado esta lista para que sea específica a sus operaciones y guiar a los equipos de análisis más rápidamente a las áreas en que pueden existir riesgos de proceso significativos. Otras organizaciones han creado listas especializadas de palabras guía o desviaciones específicas para analizar operaciones discontinuas (batch).

En el acercamiento original desarrollado por ICI, cada palabra guía es combinada con parámetros de proceso relevantes y aplicada a cada nodo de estudio en el proceso que está siendo examinado. El siguiente es un ejemplo de cómo se obtienen desviaciones combinando palabras guía y parámetros de proceso:

<u>Palabras guía</u>		<u>Parámetro</u>		<u>Desviación</u>
NO	+	FLUJO	=	NO FLUJO
MÁS	+	PRESIÓN	=	ALTA PRESIÓN
ADEMÁS DE	+	UNA FASE	=	DOS FASES
EN VEZ DE	+	OPERACIÓN	=	MANTENIMIENTO

Las palabras guía se aplican, además, a parámetros más generales (reacción, mezcla, etc.) y a parámetros más específicos (presión, temperatura, etc.) Con los parámetros generales no es común tener más de una desviación al aplicar una palabra guía. Por ejemplo, "más reacción" puede significar que una reacción ocurre a una velocidad mayor o que resulta en una cantidad mayor de producto. Por otro lado, algunas combinaciones de palabra guía no darán por resultado una desviación considerable, por ejemplo, "también" y "presión".

Con los parámetros específicos puede ser necesaria la modificación de las palabras guía. Además, los analistas encuentran con frecuencia que algunas desviaciones potenciales son irrelevantes debido a una imposibilidad física de ocurrencia. Por ejemplo, si se considera el parámetro "temperatura", las únicas palabras guía posibles son "más" o "menos".

Las siguientes son interpretaciones alternativas útiles de las palabras guía originales:

- **Antes o después**, cuando se considera tiempo, en sustitución de "en vez de".
- **Alto y bajo**, en vez de "más" y "menos" cuando se consideren niveles, temperatura o presión.

Cuando uno se enfrenta con una intención de diseño que involucra un conjunto de parámetros de planta interrelacionados (p. ej., temperatura, velocidad de reacción, composición y presión), puede ser mejor aplicar la secuencia completa de palabras guía a cada parámetro individualmente, en vez de aplicar a cada palabra guía todos los parámetros. También, cuando se aplican las palabras guía a una instrucción operativa, puede ser mejor aplicar la secuencia de palabras guía a cada frase o palabra separadamente, empezando con la parte clave que describe la actividad. Esas partes de la sentencia usualmente están relacionadas con los parámetros de proceso. Por ejemplo, si se tiene la instrucción "El operador inicia el flujo de A cuando se alcanza la presión B", las palabras guía deben ser aplicadas a:

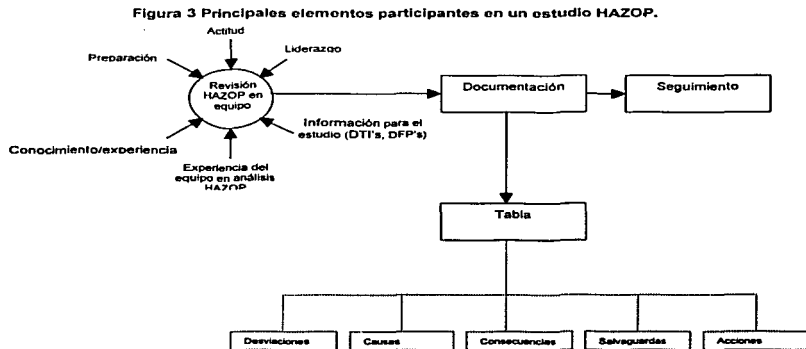
- Inicio de flujo A (no, más, menos, etc.)
- Cuando se alcanza la presión B (antes, después)

El método de Análisis HAZOP basado en palabras guía es la técnica originalmente definida para hacer Análisis HAZOP. Sin embargo, se han desarrollado algunas variaciones de este método. Esas variaciones se discuten más adelante. En muchas

situaciones, esas variaciones pueden ser más efectivas que el planteamiento original con palabras guía.

IV.2 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS

Los conceptos presentados a continuación tienen la intención de guiar en los siguientes pasos: (1) preparar la revisión, (2) efectuar la revisión, y (3) documentar los resultados. La figura 3 ilustra los conceptos principales de la técnica de Análisis HAZOP. Es importante considerar que algunos de esos pasos pueden ocurrir simultáneamente. Por ejemplo, en algunos casos el equipo puede revisar el diseño, capturar los hallazgos y efectuar el seguimiento al mismo tiempo, sin embargo, para facilitar la exposición los pasos se muestran separadamente, como si se ejecutara uno a la vez.



Referencia: Guidelines for Hazard Evaluation Procedures; Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers, New York, New York, 1992.

IV.2.1 Preparación de la revisión.

Definir el propósito, objetivos y alcances del estudio. El propósito, objetivos y alcances del estudio deben ser tan explícitos como sea posible. Los objetivos son normalmente definidos por la persona que es responsable de la planta o proyecto; esta persona es asistida por el líder del estudio HAZOP. Es importante que la gente trabaje en conjunto para dar la dirección y enfoque adecuados al estudio. También es importante definir las consecuencias específicas que se van a considerar. Por ejemplo, debe realizarse un estudio HAZOP para determinar donde construir una planta que tenga impacto mínimo en la seguridad pública. En este caso, el estudio HAZOP debe enfocarse en desviaciones que tengan efectos fuera de límites de batería.

Elección del equipo. El líder del Estudio de Riesgos debe asegurarse la disponibilidad de un equipo HAZOP suficiente en número, experiencia y habilidades. Un equipo HAZOP debe consistir, como mínimo, de un líder, un capturista y dos personas que tengan conocimiento del diseño y operación del proceso sujeto a estudio. Idealmente, el equipo se constituye de cinco a siete miembros, aunque puede ser suficiente un equipo más pequeño para sistemas sencillos, con menor manejo de sustancias peligrosas o sin variables de proceso extremas. Si el equipo es muy grande, la conjunción del grupo se dificultará. Por otro lado, si el grupo es muy pequeño, puede que el abanico de conocimientos sea insuficiente para asegurar una cobertura completa de los aspectos de riesgo de la planta.

Obtención de los datos necesarios. Típicamente, los datos consisten de varios dibujos, en la forma de Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's), Diagramas de flujo de Proceso (DFP's) y Planos de Distribución de Equipo (Lay Out). Adicionalmente, pueden requerirse instrucciones operativas, cartas de control de secuencia de instrumentos, diagramas lógicos de control y programas computacionales. Ocasionalmente, pueden necesitarse manuales de la planta o manuales de equipo del proveedor. Esa documentación debe obtenerse antes de iniciar las juntas de Análisis HAZOP.

Ordenar los datos de manera manejable y planear la secuencia del estudio. La cantidad de trabajo requerida en esta etapa depende del tipo de proceso. Con procesos continuos, la preparación puede ser mínima. Los nodos de estudio o secciones del proceso pueden ser

identificadas previo a las juntas utilizando DTI's y DFP's actualizados. Se debe contar con suficientes copias de los planos de acuerdo al número de integrantes.

Algunas veces, los líderes de equipo pueden también desarrollar una lista preliminar de desviaciones a considerar en la reunión y preparar una hoja de trabajo para apuntar las respuestas del equipo. Sin embargo, el líder debe evitar usar el uso de una lista previamente ensamblada y considerar que las desviaciones listadas son las únicas. Esto puede entorpecer la sinergia creativa del equipo al identificar riesgos de proceso y puede resultar en pasar por alto algunas desviaciones peligrosas por cansancio o complacencia. Se espera que debido al proceso de aprendizaje que acompaña el estudio, ocurran algunos cambios conforme el estudio progrese.

Con procesos discontinuos, la preparación es generalmente más larga, debido básicamente a que ocurren operaciones y procedimientos más complicados. El análisis de procedimientos es una de las partes más extensas del Análisis HAZOP para procesos batch. En algunas circunstancias (p. ej., cuando dos o más cargas de material están siendo procesadas al mismo tiempo), puede ser necesario preparar un diagrama indicando el estado de cada recipiente en cada paso del proceso. Si los operadores están físicamente involucrados en el proceso (p. ej., efectúan la carga de materiales al reactor en vez de simplemente controlar el proceso), sus actividades deben ser representadas en diagramas de bloques. Para asegurar que el equipo analiza la planta y su operación metódicamente, el líder usualmente preparará un plan previo al inicio del estudio. Esto significa que el líder debe dedicar cierto tiempo a la planificación antes del inicio de las juntas, para determinar la mejor secuencia de estudio.

Acordar las reuniones necesarias. Una vez que se han conjuntado los datos y diagramas necesarios, el líder del equipo está en posición de planear las reuniones de revisión. El primer requisito es estimar el tiempo necesario para las reuniones. Como una regla general, cada sección del proceso o nodo de estudio tomará un promedio de 20 a 30 minutos. Por ejemplo, un recipiente con dos alimentaciones, dos salidas y un venteo, toma alrededor de tres horas. Otra vía de hacer un estimado grueso del tiempo requerido, es considerar dos o tres horas para cada equipo mayor. Para cada instrucción verbal en un procedimiento operativo como "encender la bomba" o "accionamiento del motor", se considera un tiempo de análisis de 15 minutos. Después de estimar el tiempo requerido, el líder puede concertar las reuniones de revisión. Idealmente, cada sesión no debe durar más de cuatro a seis horas (preferentemente en la

mañana). No son aconsejables reuniones más largas porque la efectividad del equipo empieza a disminuir.

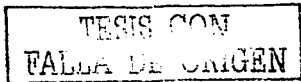
Con proyectos grandes un equipo solo puede no ser capaz de analizar todos los procesos dentro del tiempo establecido, entonces es necesario emplear varios equipos y líderes de equipo (uno de los líderes de equipo debe ejercer las funciones de coordinador de los demás líderes). El coordinador dividirá el proceso en conjuntos lógicos, designará porciones del proceso a los equipos y preparará las citas para cada uno de los equipos.

IV.2.2 Desarrollo de la revisión.

La técnica de Análisis HAZOP requiere que un diagrama del proceso o procedimiento sea dividido en nodos de estudio, secciones de proceso o pasos operativos a que los riesgos del proceso sean localizados usando las palabras guía. La figura 4 ilustra el flujo típico de actividades en una reunión HAZOP. A medida que el equipo aplica todas las palabras guía relevantes a cada nodo, se debe asentar (1) la desviación con sus causas, consecuencias, salvaguardas y acciones correctivas o (2) la necesidad de información más completa para evaluar la desviación. Conforme se van detectando situaciones de riesgo, el líder del equipo debe asegurarse de que todos los participantes las entiendan. Es importante para el líder del equipo HAZOP analizar las desviaciones detectadas con el grado de profundidad adecuado. Para minimizar la posibilidad de una solución inadecuada a un problema, el líder debe:

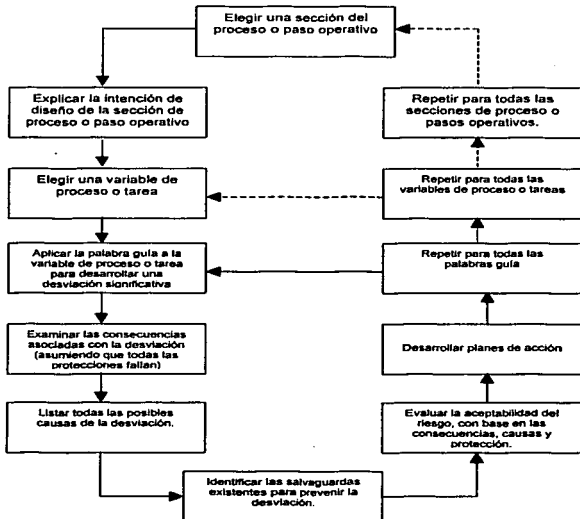
- Completar el estudio de una desviación de proceso y las acciones correctivas sugeridas antes de proceder a la siguiente desviación.
- Evaluar todos los riesgos asociados con una sección de proceso antes de sugerir acciones para aumentar la seguridad.

El líder HAZOP debe conceder tiempo suficiente al equipo para considerar soluciones que son fáciles de implementar, pero no debe dejar que se pierda mucho tiempo en el "diseño de soluciones". Puede ser inapropiado, incluso imposible para un equipo encontrar una solución durante una reunión. Por otro lado, si la solución es directa e inmediata, debe ser registrada inmediatamente. Para asegurar reuniones efectivas, el líder del equipo debe tener presentes varios factores: (1) no competir con miembros del equipo, (2) tener cuidado de escuchar por



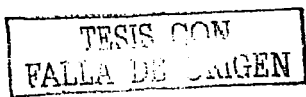
igual a todos los miembros, (3) no permitir que nadie se ponga a la defensiva durante las reuniones, y (4) mantener altos los niveles de atención tomando tantos descansos (recesos) como sea necesario.

A pesar de que el líder del equipo llegue preparado para el estudio, la técnica HAZOP puede exponer deficiencias en la información disponible de la planta o en el conocimiento de los miembros del equipo. Algunas veces puede ser necesario posponer ciertas partes del estudio y solicitar el apoyo de un especialista para obtener información adicional respecto a algún aspecto de la operación de la planta.



Referencia: Ídem figura anterior.

Figura 4.- Flujo típico de actividades en un estudio HAZOP



IV.2.3 Documentación de los resultados.

El proceso de captura es una parte importante del estudio HAZOP. El personal designado para transcribir las reuniones debe ser capaz de cribar los resultados pertinentes de entre la totalidad de las conversaciones que ocurren durante las reuniones. Es imposible capturar manualmente todo lo que se dice durante las reuniones, aunque es muy importante que todas las ideas importantes sean conservadas.

Algunos analistas deciden minimizar su volumen de documentación no documentando las causas de desviaciones que no tienen consecuencias de seguridad significativas. Puede ser útil tener una revisión final del reporte de parte de todo el equipo. La revisión de puntos clave con frecuencia afina los hallazgos y puede descubrir otros problemas.

Normalmente, los resultados de las reuniones HAZOP son registrados en un formato tabular como el que se muestra en la tabla 20; sin embargo, las acciones correctivas pueden registrarse separadamente.

Un estudio HAZOP puede ser documentado de diferentes maneras. Si se registran los resultados de las juntas de forma tabular, se preservan las evaluaciones del equipo de una manera detallada. La documentación que constituye un análisis HAZOP puede incluir:

- (1) una breve descripción del proceso,
- (2) una lista de los planos o procedimientos analizados,
- (3) los nombres, los puestos y fechas de asistencia de los miembros del equipo,
- (4) una breve descripción de la manera en que fue usada la técnica HAZOP,
- (5) las notas de las reuniones HAZOP, y
- (6) una lista de las mejoras potenciales en materia de seguridad.

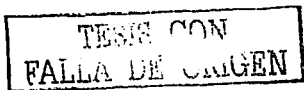


Tabla 20.- Formato típico de una hoja de trabajo para un análisis HAZOP

[illegible]

Referencia: Guidelines for Hazard Evaluation Procedures: Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers, New York, New York, 1992.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Como se mencionó al principio de este capítulo, la metodología original del análisis HAZOP, basada en palabras guía, fue desarrollada por ICI. A través de los años muchas organizaciones han modificado la técnica para ajustarla a sus necesidades particulares. También, han sido sugeridas mejoras novedosas, algunas de las cuales son de práctica rutinaria. Esas modificaciones hechas por y para industrias, compañías o instalaciones específicas pueden ser más apropiadas en las aplicaciones para las que fueron creadas. Enseguida se describirán los lineamientos de las variaciones comunes de la técnica de Análisis HAZOP, aunque todas preservan los elementos esenciales del método original.

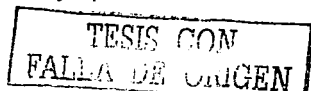
Hay dos variaciones básicas en el método HAZOP basado en palabras guía:

- Modos distintos de identificar las desviaciones a considerar por el equipo HAZOP.
- Modos diferentes de documentar los resultados de las juntas HAZOP.

IV.3.1 Variante de identificación de las desviaciones de proceso relevantes.

Uno de los puntos fuertes de la metodología basada en la aplicación de palabras guía es la habilidad de identificar exhaustivamente desviaciones de proceso para cada nodo de estudio, sección de proceso o etapa operativa. Aplicando sistemáticamente las diversas palabras guía hasta completar la lista de parámetros de proceso de manera rigurosa puede conducir al desarrollo de una lista de desviaciones abrumadora, que el equipo deberá evaluar. La ventaja de hacerlo de este modo es que un equipo HAZOP con poca experiencia pueden asegurarse de que han considerado todas las formas en que un proceso puede presentar fallas. La desventaja es que un equipo con experiencia puede desperdiciar tiempo y esfuerzo aplicando la modalidad "rigurosa", si es que muchas de las desviaciones basadas en palabras guía llevan a conclusiones de escasa importancia desde el punto de vista de identificación de riesgos.

Existen dos alternativas surgidas a través de la práctica, más eficientes, para ser usadas por equipos y líderes con cierta experiencia. Esta variación consiste en que el equipo genera una lista de desviaciones que ellos consideran de mayor probabilidad de ocurrencia para cada nodo



de estudio. Esta variante se conoce como *basada en listado previo*, o la otra, *basada en el conocimiento*. Ambas variantes buscan incrementar la eficiencia de las juntas del equipo minimizando el tiempo perdido en la identificación de causas, efectos, y salvaguardas para desviaciones que de manera obvia no producirían un resultado o efecto de interés.

IV.3.2 Variante basada en listado previo.

La variante *basada en listado previo* es la alternativa más cercana al método original basado en palabras guía. Antes de que ocurra la reunión HAZOP, el líder del equipo debe investigar y proveer de una relación de desviaciones potenciales para determinar cuales son relevantes para cada nodo. El análisis de cada nodo usualmente se enfoca en un equipo mayor. Dependiendo del equipo involucrado (reactor, columna, bomba, tanque, tubería, intercambiador de calor), algunas desviaciones potenciales no serán relevantes.

Además, dependiendo de que tan hábil sea el líder HAZOP para dividir el proceso en nodos, algunas desviaciones peligrosas pueden ser omitidas si el analista considera que una evaluación en secciones posteriores o anteriores identificarán esos efectos. Por ejemplo, considérense tres secciones de un proceso que involucran una línea de alimentación, un conjunto de bombas centrífugas, y una línea de descarga hacia un reactor. El equipo de análisis no obtendría beneficio si considera la desviación "alto flujo" u otras desviaciones similares en la sección de la bomba, si la misma desviación y sus efectos han sido considerados en cualquiera de los otros dos nodos. Ya que no hay causas diferentes ni efectos por "alto flujo" en la sección de la bomba, se puede ahorrar tiempo si el equipo no tiene que reconsiderar las causas y efectos de las desviaciones en secciones en que ya han sido identificadas. La tabla 21, mostrada enseguida, es un ejemplo de un listado que un líder de equipo HAZOP puede usar para seleccionar desviaciones relevantes previo a las reuniones HAZOP. El uso de este método puede reducir de un 20 a un 50% el tiempo de las reuniones de análisis, dependiendo de los procesos, riesgos de interés y equipos específicos involucrados. Sin embargo, el analista que escoge esta variante debe estar consciente de que es posible que inadvertidamente se pase por alto alguna desviación debido a que el resto del equipo no contribuye a la elaboración de la lista.

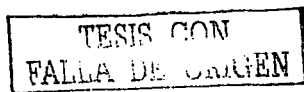


Tabla 21.- Ejemplo de listado de desviaciones relevantes por equipo de proceso.

Desviación	Equipo de proceso ¹				
	Columna	Tanque / recipiente	Línea	Intercambiador de calor ²	Bomba ²
Alto flujo			X		
Bajo / no flujo			X		
Alto nivel	X	X			
Bajo nivel	X	X			
Alta interfase		X			
Baja interfase		X			
Alta presión	X	X	X		
Baja presión	X	X	X		
Alta temperatura	X	X	X		
Baja temperatura	X	X	X		
Alta concentración	X	X	X		
Baja concentración	X	X	X		
Flujo inverso / mal direccionado			X		X
Fuga en tubería				X	
Ruptura de tubería				X	
Fuga	X	X	X	X	X
Ruptura	X	X	X	X	X

¹Este listado se muestra como ejemplo. No se debe aplicar sin revisar cuidadosamente su aplicabilidad a un proceso específico

²Este listado asume que otras desviaciones (p. ej., no flujo, alta temperatura) son consideradas cuando se examina la línea de salida a esos equipos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

IV.3.3 Variante basada en el conocimiento

La variante *basada en el conocimiento* es una especialización del Análisis HAZOP en la que las palabras guía son complementadas o parcialmente reemplazadas por los conocimientos de equipo de análisis junto con el uso de listas de verificación específicas (checklists). En esta variante se compara el diseño con prácticas perfectamente establecidas que han sido desarrolladas y documentadas mediante la experiencia previa en otras plantas. La premisa implícita de ésta versión de la técnica de Análisis HAZOP es que la organización posee una serie completa de estándares de diseño y que los miembros del equipo están familiarizados con ella.

Una ventaja importante de ésta variante del método es que las lecciones aprendidas a través de varios años de experiencia son incorporadas a las prácticas de la compañía y están disponibles para su uso en todas las etapas de vida de una planta, incluyendo diseño y construcción. Por tanto, el Análisis HAZOP *basado en el conocimiento* puede asegurar que las prácticas de buena ingeniería de la compañía así como su experiencia han sido incorporadas al diseño.

Comparando el diseño de un proceso con códigos y prácticas recomendadas se generarán preguntas adicionales que son diferentes de las desviaciones halladas en un HAZOP basado en palabras guía. Por ejemplo, considérese la descarga de una bomba centrífuga. El método de Análisis HAZOP basado en palabras guía aplica la palabra "inverso" para identificar la necesidad de una válvula check (de no retorno, de flujo unidireccional). La variante HAZOP *basada en el conocimiento* también puede identificar la necesidad de una válvula check debido a que actualmente se tienen problemas con flujo inverso, y el uso de válvulas check a la descarga de bombas centrífugas se ha adoptado como una práctica estándar.

En el siguiente capítulo se mostrará como esta variante del método HAZOP, en conjunción la variante del listado previo, estándares y prácticas de ingeniería recomendadas, puede ser empleado para utilizar más eficientemente los recursos (principalmente el tiempo) en un estudio HAZOP en una plataforma marina de producción petrolera.

Por último, es importante mencionar que las listas de verificación basadas en la experiencia pueden ser de menor utilidad que el HAZOP típico basado en palabras guía cuando hay secciones del proceso que involucran cambios mayores en la tecnología de los equipos o una reacción química nueva.

IV.4 OPCIONES DE DOCUMENTACIÓN.

Muchas organizaciones han desarrollado maneras especializadas de documentar los resultados de las juntas de análisis HAZOP. Las que se describen enseguida son algunas de las variaciones más comunes.

IV.4.1 Tabla HAZOP de desviación por desviación.

En la variante de *desviación por desviación (DPD)*, todas las causas, consecuencias, salvaguardas y acciones están relacionadas con una desviación particular. Sin embargo, no se expresan correlaciones entre causas individuales, consecuencias y salvaguardas con esa desviación particular. Por tanto, todas las causas listadas para una desviación no resultan necesariamente en la totalidad de las consecuencias listadas, y no están explícitamente identificadas las relaciones específicas causa / consecuencia / salvaguarda/ acción correctiva. Por ejemplo, alto flujo de vapor y fuego externo pueden ser, ambas, causas para una alta temperatura, pero un sistema de espray de agua (sprinkler) sólo es una salvaguarda efectiva contra la desviación "fuego externo". Al documentar una tabla usando la variante de *desviación por desviación* se asume que la(s) correlación(es) entre las causas, consecuencias, salvaguardas y acciones pueden ser inferidas por cualquiera que lea la tabla HAZOP. Este tipo de tabla es ampliamente usada porque la construcción de la tabla requiere menos tiempo y su longitud se reduce considerablemente comparado con la tabla usual.

IV.4.2 Tabla HAZOP de causa por causa.

En la variante de *causa por causa (CPC)*, la tabla correlaciona explícitamente las consecuencias, salvaguardas y acciones con la causa particular de una desviación. Un equipo puede identificar tantas causas para una desviación como se necesite, y cada causa tendrá un conjunto independiente de consecuencias y salvaguardas relacionadas con ella. Por ejemplo, considérese la desviación "fuga en bomba". Si la primera causa de esa desviación es falla en

sellos, la tabla debe listar todas las consecuencias, salvaguardas y acciones relativas a fallas en sellos. Entonces el equipo debe proceder a la siguiente causa, que puede ser falla en el collarín de la carcasa. Por este motivo, la variante de causa por causa es más precisa que la variante de desviación por desviación. La variante CPC puede reducir la ambigüedad en ciertas circunstancias. Por ejemplo, una falla en control de nivel puede causar alto nivel, pero ese mismo controlador de nivel puede ser una salvaguarda contra un alto flujo de alimentación causante a su vez de alto nivel. Mostrar el mismo punto como causa y salvaguarda, como ocurre con la variante DPD, puede ser confuso. Por eso, si existen datos para una tabla particular que pueden ser potencialmente confusos, o si el personal o la compañía que las protecciones explícitas sean claramente definidas para cada causa, un equipo de Análisis de Riesgos debe considerar el uso de la variante *causa por causa* para documentar y reportar su trabajo.

IV.4.3 Tabla HAZOP de sólo excepción.

En esta variante, la tabla incluye sólo aquellas desviaciones para las que el equipo considera que hay causas creíbles y consecuencias significativas. La ventaja de esta variante es que el tiempo de las reuniones y la extensión de la tabla HAZOP son considerablemente reducidos. Una desventaja grande es que es casi imposible auditar ese análisis para verificar que esté completo. Esto es especialmente importante si el reporte va a ser revisado por una agencia regulatoria.

IV.4.4 Tabla HAZOP de sólo acciones correctivas.

Esta variante es considerada como la mínima aceptable en cuanto a documentación de un estudio HAZOP. En este caso, sólo se registran las sugerencias que emite el equipo con relación a mejoras de seguridad. Esas acciones correctivas pueden entonces remitirse hacia la administración de riesgos para propósitos de toma de decisiones. La ventaja de esta variante es que puede ahorrar tiempo en las reuniones y de reporte de resultados, ya que no se prepara una tabla detallada. La desventaja es que no se contaría con documentación para auditar el análisis con fines de control de calidad o revisión de una entidad regulatoria.

V ANÁLISIS HAZOP EN UNA PLATAFORMA MARINA DE PRODUCCIÓN PETROLERA

En el presente capítulo se expondrán dispositivos de seguridad recomendados y conceptos de sistemas de seguridad específicos para plataformas marinas de producción petrolera. El propósito de presentar esta información es auxiliar en la preparación previa de las tablas de análisis HAZOP.

Los conceptos contenidos en éste trabajo consideran que hay situaciones especiales que aplican para producción de hidrocarburos costa afuera, entre las que se incluyen:

- Limitaciones de espacio, que pueden originar que fuentes potenciales de ignición se encuentren cerca de equipo de producción.
- Limitaciones de espacio que pueden resultar en áreas ocupadas por personal (cuartos de control, talleres, habitaciones) relativamente cercanas a equipo de producción, soportería de tubería, tanques de almacenamiento de combustibles u otras fuentes mayores de combustible.
- El riesgo inherente de fuego si se presenta la liberación de líquidos o vapores, tanto en operaciones normales o como resultado de cualquier condición anormal o inusual.
- El ambiente marino, incluyendo corrosión, aislamiento y condiciones climáticas (viento, mareas).
- El manejo de fluidos a alta presión y a alta temperatura, superficies calientes, y equipos rotatorios localizados en ó cerca de áreas operativas.
- El manejo de hidrocarburos sobre el mar.
- Las grandes cantidades de hidrocarburos manejados de pozos, reservas y ductos conectados a / a través de plataformas de producción.
- El manejo y almacenamiento de productos químicos peligrosos.
- La posibilidad de fugas de ácido sulfhídrico.

Algunas veces se puede usar una lista de verificación o un estándar de diseño de dispositivos de seguridad para auxiliar al equipo para desarrollar las desviaciones en un estudio de riesgos

particular. En el caso del presente trabajo, que corresponde a un análisis de riesgos con la metodología HAZOP a una plataforma marina de producción petrolera, se hizo uso de las practicas recomendadas por el American Petroleum Institute API-RP-14C, API-RP-14 G y API-RP-14J. Con el uso de éstos estándares se desarrollaron tablas de análisis HAZOP previas, identificando las desviaciones plausibles de cada nodo.

Una vez desarrolladas estas tablas previas, se procedió al análisis HAZOP basado en palabras guía y con la participación de un equipo multidisciplinario. Los estándares del API se utilizaron para la identificación de los equipos típicos que conforman una plataforma de producción petrolera (cabezales, tanques separadores, pozos, compresores, etc.), su intención de diseño, las variables de proceso a controlar para cada equipo, las desviaciones factibles, los efectos probables y las salvaguardas típicas (típicos de instrumentación).

En primer lugar, se definirán los conceptos más comúnmente empleados, la identificación en planos de símbolos, dispositivos de seguridad y la nomenclatura utilizada.

V.1 SÍMBOLOS E IDENTIFICACIÓN DE DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD.

Cuando se hace referencia o se describen sistemas de seguridad, siempre es necesario promover la uniformidad y acordar un método estándar de identificación, abreviación y simbología de los dispositivos de seguridad individuales. Enseguida se describirá el método empleado para ilustrar dispositivos de seguridad en diagramas de flujo, de tubería e instrumentación y en general, planos de ingeniería. Las abreviaciones y símbolos empleados en este trabajo son derivados en su mayor parte del Estándar ISA-S5.1 de la Instrument Society of America. Sin embargo, ciertas abreviaciones empleadas son de uso tan difundido y aceptado, que su uso se justifica aunque no formen parte estrictamente del estándar de la ISA; por ejemplo, las abreviaturas SSV para una válvula superficial de seguridad, SDV para una válvula de paro y ESD para sistema de paro por emergencia.

Cada dispositivo de seguridad debe ser identificado por un sistema de letras. La identificación funcional incluye una primer letra que indique la variable medida y una o más letras sucesivas que describan la función del dispositivo. El término "safety" (S) aplica para elementos de protección en caso de emergencia, y se usa como la segunda letra en la clave para designar dispositivos sensores y auto accionados. Por ejemplo, la designación LSH, significa dispositivo

sensor de seguridad para emergencia por alto nivel. El dispositivo puede estar configurado para accionar un switch (interruptor), pero no es el significado de la "S" en la designación.

Si dos o más dispositivos del mismo tipo son instalados en un componente único, el dispositivo debe ser numerado consecutivamente. Si sólo se tiene un dispositivo instalado, el número puede omitirse.

La identificación completa de un dispositivo de seguridad incluye una referencia al componente que está protegiendo. Esta referencia se coloca después de la identificación funcional o número de dispositivo. En la siguiente tabla se muestra el método de identificación de dispositivos de seguridad.

Tabla 22.- Símbolos de dispositivos de seguridad
DISPOSITIVOS SENSORES Y AUTOACCIONADOS

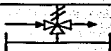
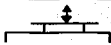
VARIABLE	DESIGNACIÓN DE SEGURIDAD DEL		SÍMBOLO	
	COMUN	ISA (Instrument Society of America)	Dispositivo sencillo	Combinación de dispositivos
Flujo inverso	Válvula check	Flow Safety Valve		
Flama de quemador	Detector de flama de quemador	Burner Safety Low		
Flujo	Sensor de alto flujo	Flow Safety High		
	Sensor de bajo flujo	Flow Safety Low		
Nivel	Sensor de alto nivel	Level Safety High		
	Sensor de bajo nivel	Level Safety Low		

Referencia: API RP 14C. Recommended practice for analysis, design, installation and testing of basic surface safety systems for offshore platforms. American Petroleum Institute. Production Department, 211 Ervay Suite 1700, Dallas Tx..

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 22.- (Cont.). Símbolos de dispositivos de seguridad

DISPOSITIVOS SENSORES Y AUTOACCIONADOS

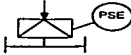
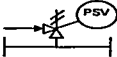
VARIABLE	DESIGNACIÓN DE SEGURIDAD DEL DISPOSITIVO		SIMBOLO	
	COMUN	ISA (Instrument Society of America)	Dispositivo sencillo	Combinación de dispositivos
Presión	Sensor de alta presión	Pressure Safety High		
	Sensor de baja presión	Pressure Safety Low		
	Relevo de presión o de Válvula seguridad	Pressure Valve Safety	 	
	Disco de ruptura	Pressure Element Safety		
Presión / vacío	Válvula de relevo de presión-vacío	Pressure Valve Safety		
	Cobertura de relevo entrada-hombre	Pressure Valve Safety		
	Venteo	Ninguno		

Referencia: Idem.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 22.- (Cont.). Símbolos de dispositivos de seguridad

DISPOSITIVOS SENSORES Y AUTOACCIONADOS

VARIABLE	DESIGNACIÓN DE SEGURIDAD DEL DISPOSITIVO		SIMBOLO	
	COMUN	ISA (Instrument Society of America)	Dispositivo sencillo	Combinación de dispositivos
Vacío	Disco de ruptura	Pressure Element Safety		
	Válvula de relevo de vacío	Pressure Valve Safety		
Temperatura	Sensor de temperatura alta	Temperature High Safety		
	Sensor de temperatura baja	Temperature Low Safety		
Flama	Arrestaflama	Ninguno		
Fuego	Detector de fuego (Ultravioleta infrarrojo)	—		
	Detector de calor (térmico)	Temperature High Safety		
	Detector de humo (ionización)	—		
	Material fusible	Temperature Safety Element		
Concentración de gas combustible	Detector de gas combustible	Analyzer Safety High		

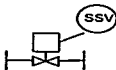
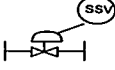
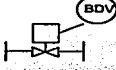
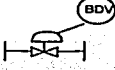
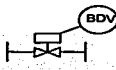
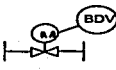
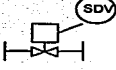
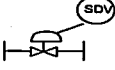
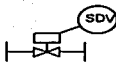
Referencia: Idem.

TESTS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 22.- (Cont.). Símbolos de dispositivos de seguridad

DISPOSITIVOS SENSORES Y AUTOACCIONADOS

VALVULAS ACTUADORAS

SERVICIO	SIMBOLOS COMUNES			
Válvula de seguridad para cabezales de pozo superficiales o submarinos			Nota: Cuando se trata de válvulas submarinas se emplea "USV" en vez de "SSV"	
Válvula de corte				
Cualquier otra válvula de paro				

Referencia: Ídem.

V.2 EVENTOS INDESEABLES EN LOS COMPONENTES DE PROCESO (DESVIACIONES).

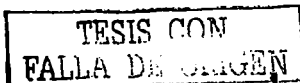
Un "evento indeseable" se refiere a la ocurrencia de una situación adversa que amenaza la seguridad. Los eventos indeseables discutidos a continuación se consideran como ocurridos en las condiciones más adversas de operación. Un evento indeseable puede ser indicado porque se salen del rango normal de operación una o más variables de proceso; esas condiciones anormales de operación pueden ser detectadas por sensores que pueden iniciar el paro del equipo, secciones o la plataforma completa. Cada evento indeseable que puede afectar un componente de proceso se expondrá de acuerdo al siguiente orden: (1) Causa, (2) efecto y condición anormal detectable, (3) protecciones primarias y secundarias que pueden prevenir o responder a su ocurrencia y (4) localización del dispositivo de seguridad que prevendría / mitigaría el evento indeseable.

1) **Sobrepresión.** Se considera sobrepresión en un componente de proceso cuando se presenta una presión mayor a la máxima permisible de trabajo.

- *Causa.* La sobrepresión puede ser causada por una fuente de alimentación en caso que el flujo de entrada exceda el flujo de salida. El flujo de entrada puede exceder al de salida si falla un dispositivo de control de flujo previo al componente analizado (se emplea comúnmente el término "corriente arriba", si está antes, imaginarlo como el flujo de un líquido que desciende por una pendiente, estará "arriba" y estará "antes"). También puede presentarse sobrepresión si existe algún bloqueo de flujo a la salida. También puede ocurrir sobrepresión por la expansión térmica de los fluidos contenidos en el componente de proceso analizado, si las entradas y salidas están cerradas.
- *Efecto y condición anormal detectable.* Los efectos extremos de una sobrepresión pueden ser ruptura súbita del componente de proceso y fuga de hidrocarburos. La condición anormal detectable es alta presión (indicador de presión).
- *Protección primaria.* La protección primaria contra la sobrepresión es un sensor por alta presión (PSH) configurado para que corte el flujo de entrada. Si el recipiente es calentado, el PSH debe también detener el flujo de combustible o fuente de calor.
- *Protección secundaria.* Se debe contar con una PSV (válvula de seguridad) para proveer de protección secundaria cuando se trate de un recipiente a presión. Si el componente opera a presión atmosférica, debe contar con un segundo venteo.
- *Localización de los dispositivos de seguridad.* En un componente de proceso que cuenta con secciones de líquido y gas al mismo tiempo (tanques separadores, columnas de destilación) el sensor del PSH debe estar colocado en la sección de gas o vapor.

2) **Fuga.** Una fuga es el escape accidental hacia el ambiente de fluidos de un componente de proceso. En el presente trabajo, en caso de fuga se asume que los fluidos implicados son hidrocarburos.

- *Causa.* Una fuga puede ser ocasionada por deterioro debido a corrosión, erosión, falla mecánica, o exceso de temperatura; debido a ruptura por sobrepresión o daño accidental por fuerzas externas.



- *Efecto y condición anormal detectable.* El efecto de una fuga es la liberación de hidrocarburos al ambiente. Las condiciones anormales que indican la ocurrencia de una fuga en el componente de proceso son: baja presión, contraflujo y bajo nivel.
- *Protección primaria.* La protección primaria contra fugas de magnitud suficiente para crear una condición anormal de operación en un recipiente a presión, es un sensor que active un PSL (swith por baja presión) que detenga el flujo de entrada al componente. Además se debe contar con una válvula check (FSV) para evitar el contraflujo. También puede dotarse de protección primaria contra derrames en la sección de líquidos mediante un LSL (sensor por bajo nivel) configurado a un interruptor que detenega el flujo de entrada. En un componente que opera a presión atmosférica, la protección primaria debe ser suministrada por un LSL configurado para detener el flujo de entrada. Se debe contar con sistemas de contención (p. ej. dique) como protección primaria contra fugas que menor magnitud, que pudieran no ser detectadas por los dispositivos de seguridad en el componente de proceso. En caso de fugas pequeñas de gas en áreas mal ventiladas, que pudieran no ser detectadas por los sensores de presión o de nivel en el componente de proceso, la protección primaria debe ser suministrada por un sistema detector de gas combustible.
- *Protección secundaria.* La protección secundaria para todas las fugas de gas en áreas mal ventiladas y fugas detectables de líquidos deben ser sistemas de soporte por emergencias (detección de gas combustible, fuego, humo y sistema de paro por emergencia). La protección secundaria para fugas pequeñas debe ser provista por un sensor de alto nivel (LSH) en fosas colectoras, configurado para detener todos los componentes que pudieran contribuir a un elevamiento de nivel en la fosa colectora.
- *Localización de los dispositivos de seguridad.* En un componente de proceso que maneja al mismo tiempo gases y líquidos, el sensor por baja presión (PSL) debe colocarse de modo que detecte la presión de la sección de gas o vapor. El sensor por baja presión debe colocarse a la mayor altura posible para minimizar señales falsas debido a contaminantes en las corrientes de proceso. El sensor del sensor de bajo nivel (LSL) debe colocarse a una distancia suficiente por debajo del nivel de operación más bajo de líquido, para prevenir paros en falso, pero con un volumen adecuado entre el sensor LSL y la salida de líquido para

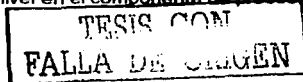
prevenir burbujeo de gas (salida de gas por línea diseñada para flujo de líquido) antes que se complete la secuencia de paro.

3) **Sobreflujo de líquido.** Consiste en la descarga de líquido en un componente de proceso a través de una salida diseñada para un gas.

- *Causa.* El sobreflujo de líquido puede ser ocasionado porque se alimenta a un sistema un líquido en una proporción mayor que las salidas. Esto puede ser resultado de una falla en un dispositivo de control de flujo, falla en un sistema de control de nivel o bloqueo de una salida.
- *Efecto y condición anormal detectable.* Los efectos de un sobreflujo de líquidos pueden ser sobrepresión o exceso de líquidos en un componente corriente abajo, o liberación de hidrocarburos a la atmósfera. Alto nivel es la condición anormal detectable que indica que pudo ocurrir un sobreflujo.
- *Protección primaria.* La protección primaria para un sobreflujo de líquidos debe ser suministrada por un sensor de alto nivel (LSH) configurado para detener el flujo de alimentación al componente.
- *Protección secundaria.* La protección secundaria para sobreflujo de líquidos debe ser provista por Sistemas de Sopote para Emergencias. La protección secundaria para sobreflujo de líquidos en un componente corriente abajo debe ser provista por dispositivos de seguridad en ese componente.
- *Localización de dispositivos de seguridad.* El sensor por alto nivel debe localizarse a suficiente distancia sobre el punto de operación más alto para prevenir paros en falso, pero con un adecuado volumen debajo del sensor para prevenir que ocurra sobreflujo antes de que se complete el paro del sistema.

4) **Burbujeo de gas (gas blowby).** Consiste en la descarga de gas en un componente de proceso a través de una salida diseñada para un líquido.

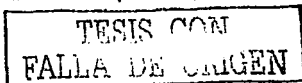
- *Causa.* El burbujeo de gas puede ser ocasionado por la falla en el sistema de control de nivel o la apertura inadvertida de la derivación (by-pass) de una válvula de control de nivel.
- *Efecto y condición anormal detectable.* El efecto de un burbujeo de gas puede ser el sobrepresionamiento de un componente de proceso corriente abajo (posterior). La condición anormal detectable que puede indicar la ocurrencia de este evento es el bajo nivel en el componente de proceso.



- *Protección primaria.* La protección primaria contra un burbujeo de gas es la instalación de un sensor por bajo nivel (LSL) configurado para que cierre la alimentación al componente de proceso o que cierre la salida de líquido.
- *Protección secundaria.* La protección secundaria para el burbujeo de gas debe considerar la instalación de dispositivos de seguridad en componentes corriente abajo del proceso.
- *Localización de dispositivos de seguridad.* El sensor del LSL debe localizarse a suficiente distancia debajo del nivel mínimo de operación de líquido para evitar alarmas o paros en falso, pero con un volumen suficiente entre el sensor del LSL y la salida de líquido para prevenir el burbujeo antes que el paro de emergencia sea completado.

5) **Vacío.** Se considera una desviación por vacío cuando la presión de un componente de proceso es menor a la presión de diseño por colapso.

- *Causa.* El vacío puede ser causado porque las salidas de material exceden a las entradas. Esto puede surgir por falla en una válvula de control a la entrada o a la salida, bloqueo de una entrada durante el vaciado de un recipiente, o contracción térmica de un fluido cuando están cerradas entradas y salidas.
- *Efecto y condición anormal detectable.* El efecto del vacío puede ser colapso del componente y fuga. La condición anormal que indica que ocurre vacío, es la baja presión en el componente.
- *Protección primaria.* La protección primaria contra vacío en un componente que opera a presión atmosférica debe ser provista por un adecuado sistema de venteo. La protección primaria para un componente presurizado debe ser provista por un sistema de gas de repuesto (makeup).
- *Protección secundaria.* La protección secundaria para un componente que opera a presión atmosférica debe ser provista por un segundo venteo o una válvula de seguridad (PSV). La protección secundaria para un componente presurizado debe ser provista por un interruptor por baja presión (PSL) para suspender alimentaciones y salidas.
- *Localización de los dispositivos de seguridad.* El sensor del interruptor por baja presión (PSL) debe ser instalado en lo más alto posible del componente para evitar la posibilidad de falla por contaminantes en la corriente de



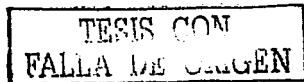
proceso, Los venteos y PSV's deben colocarse en acordancia con la especificación API 2000 u otros estándares aplicables.

6) Exceso de temperatura. Se considera una desviación por exceso de temperatura cuando el componente analizado alcanza una temperatura superior a la de diseño para operación.

- *Causa.* El exceso de temperatura en un fluido de proceso puede ser ocasionado por una falla o desvío en el equipo de control de suministro de combustible o de desalojo de gases de combustión, introducción de combustibles ajenos en la cámara de combustión a través de la entrada de aire o a una fuga de fluido combustible en la cámara de calentamiento; volumen insuficiente de fluido de transferencia de calor debido a bajo flujo en un sistema cerrado de intercambio de calor (donde el fluido a calentar circula a través de tubos localizados en una cámara de calentamiento). El exceso de temperatura en un componente sometido a calentamiento también puede ser originado por insuficiente transferencia de calor debido a la acumulación de materiales extraños (arena, incrustaciones, etc.) en la sección de transferencia de calor. El exceso de temperatura en un componente recuperador de calor (por ejemplo, cuando se aprovecha el calor de una corriente gaseosa de combustión antes de emitirla a la atmósfera a través de una chimenea), puede resultar debido a la ignición de una fuga de fluido combustible dentro de la cámara de recuperación de calor.
- *Efecto y condición anormal detectable.* Los efectos de alta temperatura del fluido de proceso o del medio de calentamiento pueden ser aumento de la presión de trabajo con la subsecuente fuga o ruptura del componente afectado; y/o sobrepresión en los tubos en un sistema cerrado de intercambio de calor (intercambiador tubo – coraza), si es que el medio se encuentra aislado en los tubos. Las condiciones de proceso que indican que puede ocurrir un exceso de temperatura son: bajo flujo, bajo nivel y alta temperatura.
- *Protección primaria.* La protección primaria para exceso de temperatura en el fluido de proceso o en el medio de intercambio de calor resultantes de exceso de combustible o alimentación de combustibles extraños, fuga de material combustible dentro la cámara de calentamiento o de recuperación de calor, debe ser un sensor de alta temperatura (TSH). Si el exceso de temperatura

puede ser caudado por bajo nivel de líquido, se requiere un sensor de bajo nivel (LSH). Los sensores TSH y LSL en componentes sometidos a calentamiento deben interrumpir el suministro de combustible y de fluidos de proceso combustibles. Los sensores TSH y LSL en componentes recuperadores de calor deben desviar o detener el suministro de combustible o fuente de calor. Si el exceso de temperatura es debido a bajo flujo en un sistema cerrado de intercambio de calor que maneja fluido combustible, la protección primaria debe ser provista por un sensor de bajo flujo (FSL) para interrumpir el suministro de combustible a un componente sometido a calentamiento o para desviar el flujo en un componente de recuperación de calor.

- *Protección secundaria.* . La protección secundaria para exceso de temperatura en el fluido de proceso o en el medio de intercambio de calor resultantes de exceso de combustible o alimentación de combustibles extraños, fuga de material combustible dentro la cámara de calentamiento o de recuperación de calor, debe ser un sensor de alta temperatura (TSH) adicional. Estos sensores de alta temperatura deben cumplir la misma función que la protección primaria.
- *Localización de dispositivos de seguridad.* Los sensores de temperatura deben estar colocados en un termopozo (a excepción de elementos fusibles) para facilitar su reemplazo y prueba periódicos. En un recipiente con dos fases, debe colocarse en el lado del líquido. En un intercambiador de calor de tubos, debe localizarse a la salida de la corriente calentada.



V.3 DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD RECOMENDADOS Y TABLAS PREVIAS PARA ANÁLISIS HAZOP POR EQUIPO DE PROCESO EN UNA PLATAFORMA.

En esta sección se presentará un compendio de los componentes de proceso (equipos) presentes en una plataforma marina de producción petrolera. Para cada componente de proceso se presentarán los dispositivos de seguridad (instrumentación) recomendados para prevenir desviaciones en los parámetros de proceso que pudieran originar un evento indeseable (liberación accidental incontrolada de materia y/o energía).

Posteriormente, para cada componente de proceso se presentará una tabla previa que puede usarse para iniciar las sesiones de análisis HAZOP, considerando que cada equipo es un nodo de análisis. Estas tablas previas tienen como origen la identificación de la intención de diseño de cada componente, de sus desviaciones más probables y de dispositivos de seguridad recomendados para ese equipo. La identificación de la intención, desviaciones y dispositivos se fundamenta en prácticas recomendadas reconocidas internacionalmente, elaboradas por el American Petroleum Institute (API-RP-14C, API-RP-14 G y API-RP-14J).

V.3.1 Cabezales de pozo y ductos

Los cabezales de pozo proveen de control (manual o automático) en la superficie, contención de los fluidos del pozo y acceso al pozo para revisión. Los ductos transportan los hidrocarburos desde el cabezal de pozo hasta el primer componente de proceso corriente abajo.

Para propósitos de análisis y asignación de dispositivos de seguridad, los ductos de transporte de hidrocarburos se dividen en segmentos. Un segmento de ducto es cualquier porción de tubería que tiene una presión de operación asignada diferente de otros segmentos de la línea. Esos segmentos de ducto pueden clasificarse en iniciales (comienzan en el pozo), intermedios o finales (terminan en otro componente de proceso). Por eso, un ducto que experimenta una reducción en la presión de operación debido a algún dispositivo, como un estrangulamiento, y tiene distintas presiones de operación asignadas, tendrá un segmento inicial y uno final. Un ducto que no experimenta reducción en la presión de operación debido a algún dispositivo, constará de un solo segmento. En este caso, el segmento inicial y final se analizarán como una

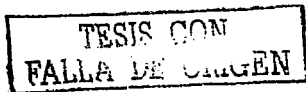
sola línea. Cada segmento de ducto debe ser analizado individualmente para determinar los dispositivos de seguridad apropiados.

Para cada dispositivo analizado se presenta una tabla y figura para la identificación de dispositivos de seguridad en un cabezal y en segmentos de ducto. Esta información es tomada del API RP-14C, "Prácticas recomendadas para el análisis, diseño, instalación y prueba de sistemas básicos de seguridad para plataformas de producción costa afuera", del Instituto Americano del Petróleo. Para cada componente de proceso presente en una plataforma marina de producción petrolera se mostrará una tabla análoga.

Los eventos indeseables que pueden afectar un segmento de línea son sobrepresión y fuga. Los parámetros de proceso a emplear en un análisis HAZOP para este componente son presión y flujo.

Ya que los pozos son la principal fuente de presión, cada línea debe contar siempre con un sensor que detecte una presión anormalmente alta (PSH, Pressure Safety High, dispositivo de seguridad por alta presión), configurado para cerrar el pozo. El PSH debe instalarse en el segmento final de la línea y en cualquier otro segmento que tenga una presión máxima permitida menor a la presión del pozo.

Se debe colocar un sensor de PSL (dispositivo de seguridad por baja presión) en cada segmento de línea, excepto el inicial, si el primer dispositivo reductor de presión está a menos de diez pies (3 metros) del pozo, o, en caso de una instalación submarina, lo más aproximado a esta distancia que sea posible.



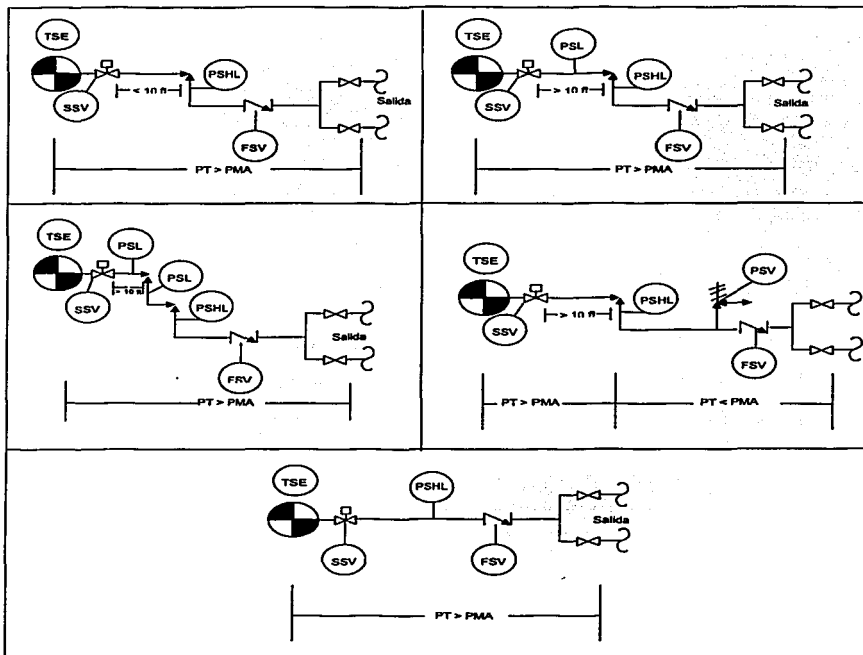
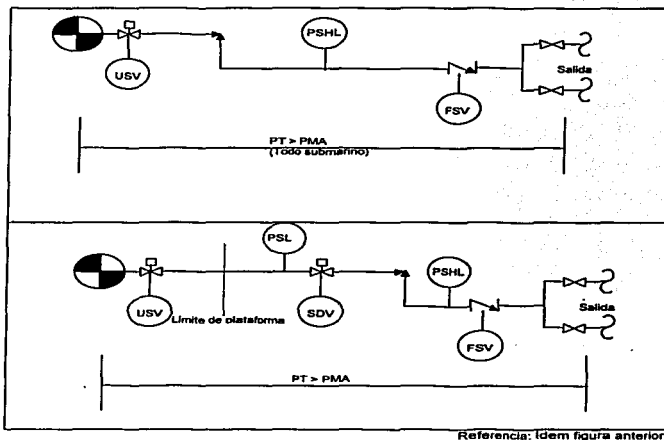


Figura 6. Dispositivos de seguridad recomendados para pozos y líneas de pozos

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Referencia: Idem figura anterior.

Figura 6a.- Dispositivos de seguridad recomendados para pozos y líneas de pozos submarinos.

No se requiere de una válvula de seguridad (PSV) si la presión máxima permisible de trabajo en un segmento de ducto es mayor que la presión del pozo, o si el segmento de ducto está protegido por una PSV localizada en otro segmento corriente arriba. Una alternativa aceptable en vez de una PSV, es una válvula superficial de seguridad (SSV)⁶ junto con una válvula de paro (SDV) que tengan sensores de PSH independientes. El uso de estos dispositivos alternos a la PSV permite tener un volumen en el ducto corriente arriba suficiente para que haya tiempo para que la SDV cierre antes de que se alcance la presión de trabajo máxima permisible.

Sólo es necesaria una válvula check (FSV) en el segmento final del ducto, para evitar la posibilidad de que ocurra un contraflujo.

⁶ En el apéndice I "Glosario de términos" se puede consultar una breve descripción del funcionamiento de las válvulas de paro, superficial de seguridad, etc.

Los sensores del PSH y el PSL deben localizarse en un sitio protegido de vibraciones, golpes o accidentes. El punto sensible debe localizarse en lo alto de una trayectoria horizontal de tubería, o en una trayectoria vertical. Se debe contar con un punto sensible independiente para un segundo PSH usado con una SDV cuando se usen como protección alterna a una PSV. La PSV debe colocarse corriente arriba del primer dispositivo de bloqueo en el segmento de ducto y debe calibrarse siempre por debajo de la presión máxima de trabajo.

La válvula check (FSV) debe colocarse en el segmento final del ducto de modo que toda la línea quede protegida de un contraflujo de hidrocarburos.

Tabla 23.- Tabla previa para análisis HAZOP en pozos y líneas de pozo

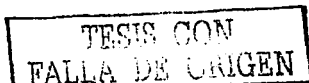
Desviación	Consecuencia	Causa(s)	Protección recomendada	
			Primaria	Secundaria
Alta presión	Sobrepresión	- Falla en el control de flujo - Bloqueo en línea	PSH	PSV
Baja presión y contraflujo	Fuga	- Deterioro - Ruptura - Accidente	PSL y FSV	Sistema de soporte por emergencias

Referencia: API RP 14C, Recommended practice for analysis, design, installation and testing of basic surface safety systems for offshore platforms. American Petroleum Institute, Apéndice A, sección A1, Modificada en el presente trabajo para convertirla en tabla previa para análisis HAZOP.

V.3.2 Cabezales de inyección a pozos

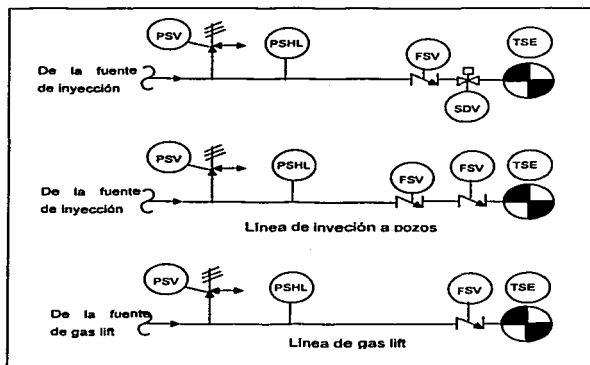
Las líneas de inyección transfieren fluidos hacia el pozo para su presionamiento artificial. Los eventos indeseables que pueden afectar una línea de inyección son sobrepresión y fuga.

Las protecciones en caso de desviaciones en la presión suelen ser sensores por alta y por baja presión (PSH y PSL), con sensores instalados en la fuente de inyección, ya sea bomba o compresor, para detener el flujo. Si se tienen sensores de PSH y PSL que protejan la línea de inyección, cabezal de pozo y otros equipos, esos dispositivos no se requieren en la línea de inyección. No se requiere de una PSV si la línea de inyección se diseña para soportar la máxima presión que puede ser suministrada por la fuente de inyección (bomba o compresor). Generalmente, se coloca una PSV en la fuente de inyección y esta protegerá la línea de inyección, el cabezal de pozo y otros equipos.



En cada línea de inyección debe colocarse una válvula check para minimizar el contraflujo. La válvula check debe localizarse en cada línea de inyección tan cerca como sea posible del cabezal del pozo, de modo que la línea completa quede protegida del contraflujo. Los sensores del PSH y el PSL deben localizarse corriente arriba de la válvula check, y el sensor debe estar en lo alto de un trayecto horizontal o en un trayecto vertical. La PSV debe localizarse de modo que no pueda ser aislada de cualquier porción de la línea de inyección.

La válvula de paro de la línea de inyección debe localizarse lo más cerca del cabezal de pozo, para minimizar la longitud de la línea expuesta. Las válvulas de paro no se requieren en líneas de inyección para represionar los pozos (lift) si estas se encuentran protegidas por un componente de proceso corriente arriba y si no están sujetas a contraflujo. Igualmente, no se requiere una SDV si la línea de inyección tiene como propósito inyectar agua y la presión del pozo es incapaz de hacer fluir hidrocarburos en sentido contrario. El cierre de una SDV puede causar aumento súbito de presión en la línea de inyección, por lo que se debe detener primero la fuente de inyección.



Referencia: API RP 14C, sección A2.

Figura7. Dispositivos de seguridad recomendados para líneas de inyección

Tabla 24.- Tabla previa para análisis HAZOP en líneas de inyección

Desviación	Consecuencia	Causa(s)	Protección	
			Primaria	Secundaria
Alta presión	Sobrepresión	- Falla en el control de flujo - Formación de taponamientos	PSH	PSV
Baja presión y contraflujo	Fuga	- Deterioro - Ruptura - Accidente	PSL y FSV	Sistema de soporte por emergencias

Referencia: Modificación de API RP 14C, sección A2.

V.3.3 Cabezales

Los cabezales reciben los productos de dos o más corrientes y los distribuyen a los sistemas de proceso que los requieren. Los eventos indeseables que pueden ocurrir en un cabezal son sobrepresión y fuga.

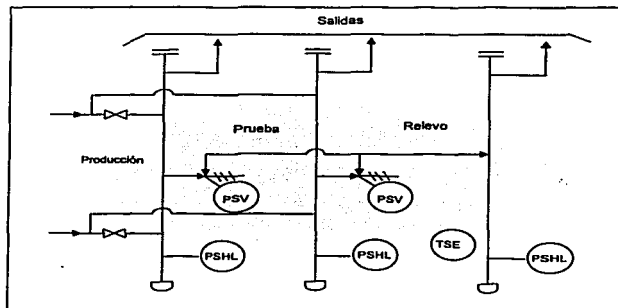
No se requieren sensores para PSH y PSL en cabezales si cada línea de suministro está equipada con sus respectivos PSH y PSL y el sensor del PSH está ajustado a una presión menor que la presión de trabajo del cabezal. Tampoco se requiere de un sensor de PSH si el cabezal está protegido mediante el PSH de un componente situado corriente abajo. Tampoco se requiere de PSL si el cabezal es para relevo, venteo, desfogue u otra descarga a la atmósfera. Si el cabezal requiere de PSH y PSL, la señal de cada uno debe cerrar todas las fuentes de alimentación al cabezal.

No se requiere de PSV en un cabezal en los siguientes casos:

- Si la presión de trabajo máxima permisible es mayor que la presión que pudiera proporcionar cualquiera de las líneas que alimentan al cabezal.
- Si se cuenta con relevo de presión en todas las líneas conectadas al cabezal.
- Si el cabezal cuenta con una PSV en algún componente de proceso corriente abajo.
- Si el cabezal es para relevo, venteo o desfogue y no hay válvulas en la tubería de descarga.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- Si la fuente de alimentación es un pozo que opere a una presión mayor a la máxima de trabajo permisible para el cabezal, siempre y cuando el pozo cuente con dos válvulas de paro (SDV), controladas por dos PSH independientes.



Referencia: API RP 14C, sección A3.
Figura 8.- Dispositivos de seguridad recomendados para cabezales

Si se requiere de PSH y PSL o una PSV, estos deben colocarse de manera que detecten la presión en todo el cabezal. Si hay diferentes condiciones de presión en diferentes secciones del cabezal, cada sección debe contar con su propia protección.

Tabla 25.- Tabla previa para análisis HAZOP en cabezales

Desviación	Consecuencia	Causa(s)	Protección	
			Primaria	Secundaria
Alta presión	Sobrepresión	• Línea bloqueada • Alimentación en exceso	PSH	PSV
Baja presión	Fuga	• Deterioro • Ruptura • Accidente	PSL	Sistema de soporte por emergencias

Referencia: Modificación de API RP 14C, sección A3.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

V.3.4 Recipientes a presión

Los recipientes a presión manejan hidrocarburos con el fin de efectuar separaciones líquido-gas, deshidratación, almacenamiento y amortiguamiento. Algunos usos de los tanques a presión requieren de la aplicación de calor, pero estos equipos se tratan en otra sección.

Los eventos indeseables que pueden afectar un recipiente a presión son: sobrepresión, vacío, sobreflujo, burbujeo de gas, fuga y exceso de temperatura, si el recipiente es calentado.

Un recipiente a presión que recibe fluidos de un pozo u otras fuentes que pueden causar sobrepresión debe estar protegido por un sensor de alta presión (PSH) configurado para detener la alimentación al recipiente. Se puede prescindir de un PSH en un recipiente a presión si algún otro componente de proceso cuenta con un sensor que detecte el aumento de presión y detiene el flujo de alimentación, siempre y cuando el sensor del PSH no pueda ser aislado del recipiente, o si el recipiente es el scrubber final en un sistema de desfogue, venteo o relevo y está diseñado para soportar la máxima presión que se pueda generar, o si el recipiente opera a presión atmosférica y cuenta con un adecuado sistema de venteo. Un recipiente que es alimentado con fluidos de un pozo siempre debe estar protegido por un sensor PSH debido a que la presión de un pozo puede incrementarse debido a cambio en las condiciones de las reservas, presionamiento artificial, etc.

Un recipiente a presión debe contar con un sensor por baja presión (PSL) para detener el flujo de alimentación cuando ocurre una fuga lo suficientemente considerable como para hacer descender la presión. No se debe colocar un PSL en un recipiente que opera normalmente a presión atmosférica.

Un recipiente a presión siempre debe estar protegido con una o más válvulas de seguridad (PSV), con capacidad suficiente para desalojar la alimentación mayor que pudiera ocurrir. Al menos una de las PSV debe estar calibrada a una presión menor que la presión máxima permisible de trabajo en el recipiente. Se puede usar el código API RP 52 como guía para determinar las presiones de ajuste de diversas válvulas de seguridad. No es necesaria una PSV en el recipiente a presión si es que este tipo de válvula existe en otro componente de proceso

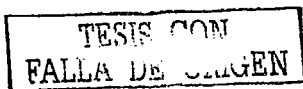
conectado directamente y no pueda ser aislada del tanque cuando en ningún momento. Si el recipiente está protegido por una PSV en un componente corriente arriba, pero puede aislarse en arranques o paros, debe colocarse una PSV en el recipiente para relevo de presión o si pudiera estar expuesto a fuego.

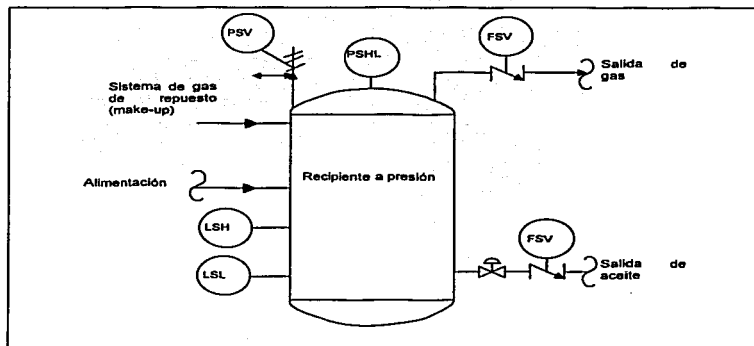
Si un recipiente a presión es sujeto a vacío tal que pueda colapsarse, el recipiente debe contar con un sistema de gas de repuesto (make-up) para mantener la presión adecuada dentro del recipiente.

Un recipiente a presión que descarga a un quemador (flare) debe estar protegido contra sobreflujo de líquidos mediante un interruptor por alto nivel (LSH) para detener el flujo de alimentación. Los recipientes que no descargan a un quemador también deben protegerse con un LSH a menos que los componentes de proceso corriente abajo puedan manejar seguramente los líquidos que puedan fluir. Un recipiente a presión debe estar protegido contra burbujeo de gases por un sensor de bajo nivel (LSL), configurado para detener la alimentación al tanque o la línea de salida de líquidos. No se requiere de un LSL si no se mantiene un nivel de líquidos durante la operación normal o si el equipo localizado corriente abajo puede manejar de manera segura el gas que pudiera burbujear. Se debe contar con un LSL para detener el suministro de combustible en un recipiente calentado si el elemento calefactor está inmerso.

No se requieren dispositivos de control de nivel en recipientes a presión que no están diseñados para separación líquido-gas o en trampas pequeñas donde los líquidos son drenados manualmente. Esto incluye recipientes como botellas amortiguadoras de presión, botellas de volumen de gas, filtros de gas combustible, etc.

Si el recipiente a presión es calentado, se requiere un sensor de alta temperatura (TSH) para detener la fuente de calor cuando la temperatura sea excesiva.





Referencia: API RP 14C, sección A4.
Figura 9.- Dispositivos de seguridad recomendados para recipientes a presión

Se debe instalar una válvula check (FSV) en cada descarga de líquido y de gas si pudiera haber contraflujo significativo en componentes corriente abajo en caso de fuga. Cuando un contraflujo es significativo es una decisión de juicio; sin embargo, conviene considerar que si una línea descarga a la atmósfera o a un tanque atmosférico en un punto por encima del nivel de líquido promedio, el contraflujo de líquido puede ser despreciable. Cuando es significativo o no un contraflujo de gas depende del tamaño y la presión de la sección de gas y las condiciones en que una fuga podría ocurrir.

Los sensores del PSH y el PSL deben localizarse de modo que detecten o accionen el relevo de la sección de gas o vapor del recipiente. Esto ocurre usualmente en o cerca de la parte superior. Sin embargo, estos dispositivos pueden colocarse en la tubería de salida de gas si es despreciable la caída de presión hasta el punto de detección y si los dispositivos no pueden aislarse del recipiente.

El sensor del dispositivo de seguridad por alto nivel (LSH) debe localizarse a suficiente distancia por encima del nivel más alto de operación de líquido, para prevenir falsas alarmas, pero con un adecuado volumen por debajo del LSH para prevenir la ocurrencia de sobreflujo antes de que pueda efectuarse el paro. El sensor del dispositivo de seguridad por bajo nivel (LSL) debe

localizarse a suficiente distancia por debajo del mínimo nivel de operación para evitar alarmas en falso, pero con un volumen adecuado de líquido entre el sensor y la salida de líquido para prevenir la ocurrencia de burbujeo de gas antes de que pueda accionarse el paro. La válvula check debe localizarse en la tubería de descarga.

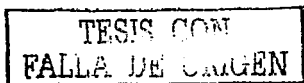
Los sensores para alta temperatura (TSH), cuando son de tipo distintos a fusibles o de contacto cutáneo, deben estar instalados en termopozos para su fácil remoción y prueba. El termopozo debe localizarse donde sea accesible y esté inmerso continuamente en el fluido caliente.

Tabla 26.- Tabla previa para análisis HAZOP en recipientes a presión

Desviación	Consecuencia	Causa(s)	Protección	
			Primaria	Secundaria
Alta presión	Sobrepresión	- Alimentación excede descarga - Expansión térmica - Salida bloqueada	PSH	PSV
Baja presión	Vacío	- Salidas exceden descargas - Contracción térmica	Sistema de gas de repuesto (make-up)	PSL
Alto nivel de líquido	Sobreflujo	- Alimentación de líquidos excede la capacidad de salida - Falla en control de nivel	LSH	*LSH y PSH
Bajo nivel de líquido	Burbujeo de gas	Falla en control de nivel	LSL	*PSH y PSV o Venteo
Baja presión y contraflujo	Fuga	- Deterioro - Ruptura - Accidente	PSL y FSV	Sistema de soporte por emergencias
Alta temperatura	Exceso de temperatura (proceso)	Exceso de alimentación de calor	TSH	Dispositivos de seguridad en la fuente de calor

* En un componente corriente abajo

Referencia: Modificación de API RP 14C, sección A4.



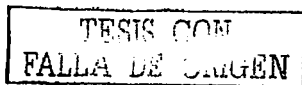
V.3.5 Recipientes atmosféricos

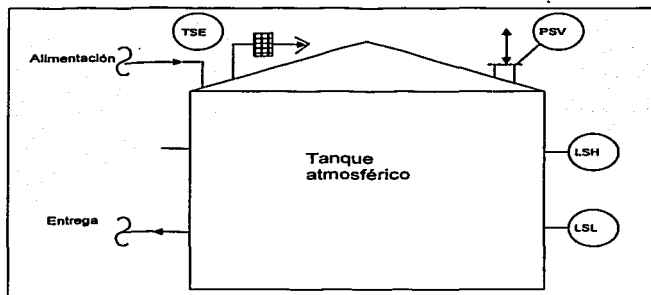
Los recipientes atmosféricos son empleados para procesamiento y almacenamiento temporal de hidrocarburos líquidos. Algunas aplicaciones requieren de suministro de calor. La presente exposición cubre sólo los efectos de suministro de calor en la sección de proceso de un recipiente atmosférico. Los equipos de calentamiento son cubiertos en secciones aparte. Los recipientes atmosféricos como aquellos usados para almacenamiento de diesel combustible y de productos químicos que son auxilio y no parte del sistema de producción propiamente, no son analizados en este trabajo.

Los eventos indeseables que pueden afectar un recipiente atmosférico son sobrepresión, vacío, sobreflujo, fuga y exceso de temperatura, si el recipiente es calentado.

Un recipiente atmosférico debe estar protegido de sobrepresión y vacío por un sistema de venteo adecuadamente dimensionado. El estándar API 2000 puede ser usado para dimensionar sistemas de venteo. También debe incluirse un arrestaflamas en el sistema de venteo para prevenir retorno de flama al recipiente. Se debe instalar también una válvula de seguridad (PSV) o un segundo sistema de venteo para proteger el recipiente en caso de que el primer venteo falle o haya obstrucción del flujo. La PSV o el segundo venteo no se requiere cuando: 1) un recipiente a presión que no esté sujeto a colapso se usa para un servicio atmosférico 2) un recipiente atmosférico que no tenga tuberías conectadas a él que sean fuentes de presionamiento (excepto sistemas de atmósfera inerte, como nitrógeno). Es recomendable siempre la instalación de un sistema de atmósfera inerte para excluir el aire del interior de un recipiente atmosférico.

Un recipiente atmosférico debe contar con protección para prevenir el sobreflujo, mediante un sensor por alto nivel (LSH) configurado para que interrumpa el flujo de alimentación, a menos que las operaciones de llenado sean supervisadas siempre o si el sobreflujo es vertido intencionalmente a otro componente de proceso corriente abajo.





Referencia: API RP 14C, sección A5.
Figura 10. Dispositivos de seguridad recomendados para tanques atmosféricos

Si el recipiente tiene un elemento calefactor inmerso, se debe contar con un sensor para bajo nivel (LSL) configurado para que corte la fuente de calor. También se debe tener un LSL que detenga el flujo de alimentación al recipiente como protección contra fugas, a menos que el nivel de líquido no sea mantenido automáticamente en el tanque. Es preferible un sistema de contención de derrames (como un dique) a un LSL en caso de que la alimentación normal al recipiente pudiera impedir que el sensor detecte la fuga.

Si un recipiente atmosférico es calentado, se debe contar con un sensor para alta temperatura (TSH) configurado para que detenga la fuente de calor cuando la temperatura de los fluidos de proceso comience a ser excesiva.

El venteo y la válvula de seguridad deben instalarse en el punto de mayor elevación del recipiente.

El sensor para alto nivel (LSH) debe colocarse a suficiente distancia por encima del máximo nivel de operación de líquido, para prevenir paros en falso, cuidando que sea suficiente para contener el flujo de entrada en lo que se activa el paro. El sensor por bajo nivel (LSL) debe colocarse a suficiente distancia del mínimo nivel de operación para evitar paros en falso. En recipientes calentados mediante tubos el sensor debe colocarse por encima de los tubos. Es preferible que tanto el LSH y el LSL sean colocados en columnas externas para probarlos fácilmente sin tener que interrumpir el proceso.

Los sensores para alta temperatura (TSH) deben ser instalados en termopozos para facilitar su remoción y prueba. El termopozo debe localizarse en un sitio accesible y debe estar inmerso siempre en el fluido de proceso.

Tabla 27.- Tabla previa para análisis HAZOP en tanques atmosféricos

Desviación	Consecuencia	Causa(s)	Protección	
			Primaria	Secundaria
Alta presión	Sobrepresión	- Alimentación excede descarga - Expansión térmica - Salida o venteo bloqueados	Venteo	PSV o segundo venteo
Baja presión	Vacío	- Salidas exceden descargas - Contracción térmica	Venteo	PSV o segundo venteo
Alto nivel de líquido	Sobreflujo	- Alimentación de líquidos excede la capacidad de salida - Bloqueo de salida de líquido	LSH	Sistema de soporte por emergencias
Bajo nivel de líquido	Fuga	- Deterioro - Ruptura - Accidente	LSL	Sistema de Soporte por Emergencias
Alta temperatura	Exceso de temperatura (proceso)	Exceso de alimentación de calor	TSH	Dispositivos de seguridad en la fuente de calor

Referencia: Modificación de API RP 14C, sección A5.

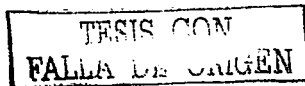
V.3.6 Componentes de proceso sometidos a calentamiento y recuperadores de calor

Estos componentes son usados para procesar y calentar hidrocarburos. Se incluyen equipos calentados directa e indirectamente, atmosféricos y calentadores automáticos equipados, quemadores de tiro forzado o natural. También se incluyen componentes recuperadores de calor, que usan los gases de salida de otro equipo como fuentes de calor, como turbinas y maquinaria. En esta sección se expondrá la protección requerida en el equipo de calentamiento de un equipo de proceso y para la sección de calentamiento de equipo recuperador de calor. La protección requerida para la porción propiamente de proceso de un recuperador de calor se discute en la sección dedicada al componente respectivo.

Los eventos indeseables que pueden afectar un componente sometido a calentamiento o un componente suplementario recuperador de calor son: exceso de temperatura, fuente directa de ignición, exceso de combustible en las cámaras de combustión y sobrepresión. Los eventos indeseables que pueden afectar a un recuperador de calor son exceso de temperatura y sobrepresión.

La temperatura de proceso en un componente sometido a calentamiento debe ser monitoreada por un sensor de seguridad por alta temperatura (TSH) configurado para que detenga el suministro de combustible y la alimentación de fluidos combustibles al recipiente. Si el componente es un recuperador de calor, entonces es calentado con fluidos de salida de otro equipo, y estos fluidos deben poder ser desviados o detener el equipo que los genera en caso de aumento excesivo de temperatura. No se requiere de un TSH en un generador de vapor protegido por PSH que detecte el aumento de presión relacionado con el aumento de temperatura y un LSL que detecte una condición de bajo nivel que pudiera causar alta temperatura.

En un sistema cerrado de transferencia de calor no se debe detener el flujo de combustible, si es que fluido a calentar circula a través de tubos que atraviesan una cámara de combustión, hasta que la cámara se ha enfriado.



Debe monitorearse la temperatura a la salida de un quemador mediante un TSH configurado para detener el suministro de combustibles y la alimentación de fluidos de proceso combustibles. En un componente recuperador de calor también debe colocarse un TSH para detener el suministro de fluido caliente.

Cuando un fluido inflamable circula a través de tubos localizados en una cámara de combustión o de agotamiento de calor, el suministro de éste fluido debe ser controlado mediante un sensor de bajo flujo (FSL) configurado para detener el suministro de combustible o derivar el flujo de entrada en un recuperador de calor. En este tipo de componente, la alta temperatura del fluido a calentar puede ocurrir antes que sea detectada por un TSH localizado en la parte exterior del calentador. No se requiere de un FSL en otro tipo de calentadores porque el sensor de seguridad para alta temperatura (TSH) se localiza en la sección del fluido térmico, fuera del calentador, corriente arriba, y debe detectar inmediatamente la condición de alta temperatura. Debe instalarse una válvula check en la tubería de salida para prevenir contraflujo dentro de la cámara de combustión o de agotamiento de calor en caso de ocurrencia de ruptura de tubería.

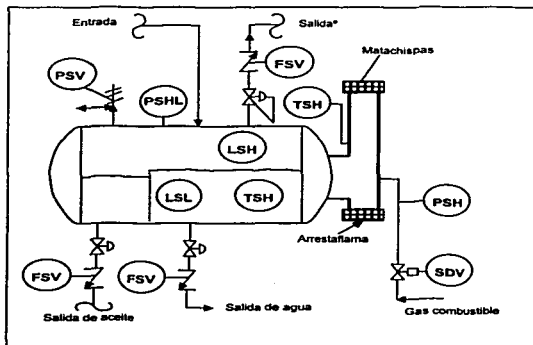
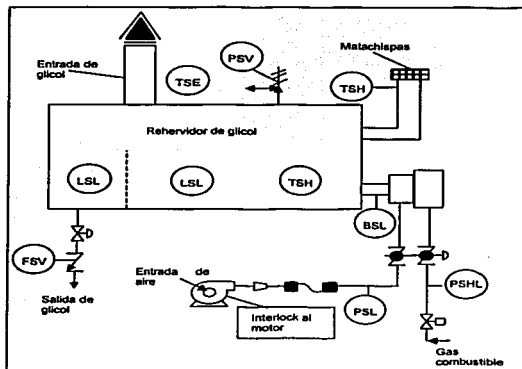


Figura 11a.- Dispositivos de seguridad recomendados para recipientes sujetos a calentamiento (fuego natural)

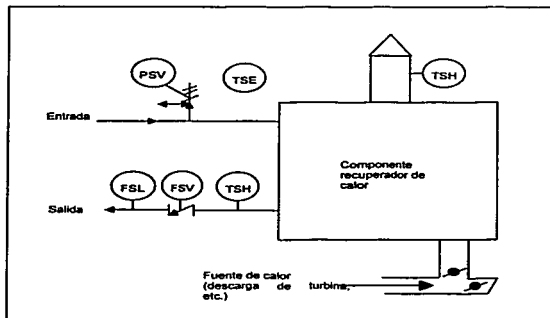
Referencia: API RP 14C, sección A6.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Referencia: API RP 14C, sección A6.

Figura 11.b Dispositivos de seguridad recomendados para recipientes sujetos a calentamiento (tiro forzado)



Referencia: API RP 14C, sección A6.

Figura 11.c Dispositivos de seguridad recomendados para componentes recuperadores de calor

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La presión en la línea de suministro de combustible debe estar controlada por un sensor para alta presión (PSH) para detener la entrada al quemador. En un quemador de tiro forzado debe instalarse un PSL en la línea de suministro de combustible, también debe contar con un PSL para monitoreo de la presión de entrada de aire, configurado para detener tanto el suministro de combustible como de aire. Se puede usar un dispositivo para medir la velocidad del aire en vez de un PSL. No se requiere de un PSL en un quemador de tiro natural debido a la baja presión de entrada de aire. En un calentador tipo tubos, los tubos de fluido dentro de la cámara de combustión o de agotamiento de calor deben estar protegidos mediante una válvula de seguridad (PSV) contra la sobrepresión causada por la expansión del fluido de proceso o el de intercambio de calor.

La admisión de aire en un quemador de tiro natural debe estar equipada con un arrestaflama para prevenir la migración de fuego al interior. No se requiere de un arrestaflamas en un quemador de tiro forzado debido a que la velocidad del aire a través de la línea de admisión previene la migración de flama al interior, o el PSL en la entrada de aire y los interlocks con el arrancador del ventilador detienen la entrada de aire.

En un quemador de tiro natural, el tiro debe estar equipado con un matachispas para prevenir la generación de chispas por electricidad estática. Cuando el componente calentado no maneja materiales inflamables distintos al combustible y está localizado en un área aislada, no es necesario el colector. No se requiere de colector de polvos en un quemador de tiro forzado debido a que la alta eficiencia de la combustión previene del acumulamiento de carbón. El motor del ventilador en un tiro forzado debe estar con un interlock al arrancador que detecte falla del motor y detenga el suministro de combustible y de aire. La flama en la cámara de combustión debe estar vigilada por un detector de flama (BSL, burner safety low) o un TSL para detectar insuficiencia de flama y detener inmediatamente la alimentación de combustible.

Los sensores de temperatura deben instalarse en un termopozo para facilitar su remoción y prueba, siempre y cuando no sean tipo fusible. Cuando el medio de calentamiento está inmerso, el sensor de temperatura debe colocarse en el medio líquido de calentamiento o el fluido de proceso. Cuando el medio de calentamiento o el fluido de proceso fluyan dentro de una cámara de combustión o agotamiento el sensor por alta temperatura debe localizarse en la línea de descarga tan cerca como sea posible del calentador y corriente arriba de cualquier dispositivo de aislamiento.

En un intercambiador de calor cerrado con medio inflamable, se debe colocar un sensor de seguridad para bajo flujo (FSL) en la tubería por donde circula este medio inflamable. El sensor debe localizarse en la línea de salida tan cerca como sea prácticamente posible del calentador y debe monitorear el flujo total que pasa a través del calentador. También se debe instalar una válvula check en la tubería de salida. Se debe instalar un sensor por baja presión (PSL) en la admisión de aire en un quemador de tiro forzado, corriente debajo del ventilador. Los sensores por alta y baja presión (PSH y PSL) en la línea de suministro de combustible deben colocarse entre el último regulador de presión y la válvula de control de flujo de combustible. En un intercambiador de tipo tubos y coraza se debe colocar una válvula de seguridad en la sección de los tubos, en un lugar donde no pueda ser aislada.

Se deben colocar arrestaflamas en componentes sujetos a calentamiento para prevenir generación de fuego en la entrada de aire. El sensor de flama (BSL) debe localizarse en la cámara de combustión.

Tabla 28a.- Tabla previa para análisis HAZOP en componentes sujetos a calentamiento de tiro natural

Desviación	Consecuencia	Causa(s)	Protección	
			Primaria	Secundaria
Alta temperatura	Exceso de temperatura	- Exceso de combustible - Bajo nivel de líquido	TSH (corriente de proceso) LSL	TSH (chimenea) TSH
Bajo nivel	Exceso de temperatura		FSL	TSH (corriente de proceso o chimenea)
Bajo flujo	Exceso de temperatura	Bajo nivel de la corriente a calentar		Sistema de soporte por emergencias
Alta temperatura	Exceso de temperatura	Transferencia de calor limitada	TSH (chimenea)	Sistema de soporte por emergencias y FSV
		Ignición de la corriente a calentar en la cámara de combustión por fuga	TSH (corriente de proceso o chimenea)	

Referencia: Modificación de API RP 14C, sección A6.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Tabla 28a (cont.).- Tabla previa para análisis HAZOP en componentes sujetos a calentamiento de tiro natural

Desviación	Consecuencia	Causa(s)	Protección	
			Primaria	Secundaria
Alta temperatura	Fuente de ignición directa. Posible explosión.	- Emisión de flama en la entrada de aire - Emisión de chispa en la chimenea	Arrestaflama	Sistema de soporte por emergencias
Fallo de flama o baja temperatura	Exceso de combustible en la cámara de combustión. Posible explosión.	Falla en el control de suministro de combustible o aire	Matachispas	Sistema de soporte por emergencias
			BSL o TSL	PSH (combustible)
Alta presión	Sobrepresión (en el fluido de proceso en cámara de combustión)	Bloqueo a la salida y vaporización o expansión térmica	PSV (tubos)	TSH

Referencia: Modificación de API RP 14C, sección A6.

Tabla 28b.- Tabla previa para análisis HAZOP en componentes sujetos a calentamiento de tiro forzado

Desviación	Causa	Consecuencia(s)	Protección	
			Primaria	Secundaria
Alta temperatura	Exceso de combustible	Exceso de temperatura	TSH (corriente de proceso)	TSH (chimenea)
Bajo nivel	Bajo nivel de líquido	Exceso de temperatura	LSL	TSH
Bajo flujo	Bajo nivel de la corriente a calentar	Exceso de temperatura	FSL	TSH (corriente de proceso o chimenea)
Alta temperatura	Transferencia de calor limitada	Deficiente transferencia de calor	TSH (chimenea)	Sistema de soporte por emergencias
	Ignición de la corriente a calentar en la cámara de combustión por fuga	Sobrepresión, posible explosión	TSH (corriente de proceso o chimenea)	Sistema de soporte por emergencias y FSV
Bajo flujo de aire	Generación de flama en la admisión de aire	Fuente directa de ignición	PSL (admisión de aire)	Interlock al arrancador del motor

Referencia: Modificación de API RP 14C, sección A6.

TESIS COM
FALLA DE ORIGEN

Tabla 28b (cont.).- Tabla previa para análisis HAZOP en componentes sujetos a calentamiento de tiro forzado

Desviación	Consecuencia	Causa(s)	Protección	
			Primaria	Secundaria
Fallo de flama o baja temperatura	Exceso de combustible en la cámara de combustión. Posibilidad de explosión.	Falla en el control de combustible o de aire	BSL o TSL	PSL (admisión de aire) Interlock de PSH y PSL (combustible) al arrancador del motor
Alta presión	Sobrepresión (tubos en cámara de combustión)	Salida bloqueada y vaporización o expansión térmica	PSV (tubos)	TSH

Tabla 28c.- Tabla previa para análisis HAZOP en componentes sujetos a calentamiento recuperadores de calor.

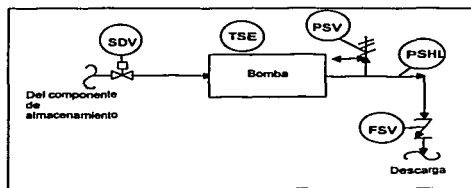
Desviación	Consecuencia	Causa(s)	Protección	
			Primaria	Secundaria
Alta temperatura	Exceso de temperatura	Falla en el control del gas caliente	TSH (corriente de proceso)	TSH (chimenea)
Bajo nivel	Exceso de temperatura	Bajo nivel de líquido	LSL	TSH
Bajo flujo	Exceso de temperatura	Bajo nivel de la corriente a calentar	FSL	TSH (corriente de proceso o chimenea)
Alta temperatura	Exceso de temperatura	- Fuga e ignición del fluido a calentar (en la cámara de calentamiento). - Ignición de la corriente a calentar en la cámara de combustión por fuga	TSH (chimenea) TSH (corriente de proceso o chimenea)	Sistema de soporte por emergencias Sistema de soporte por emergencias y FSV
Alta presión	Sobrepresión (tubos en cámara de combustión)	Salida bloqueada y vaporización o expansión térmica	PSV (tubos)	TSH

Referencia: Modificación de API RP 14C, sección A8.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

V.3.7 Bombas

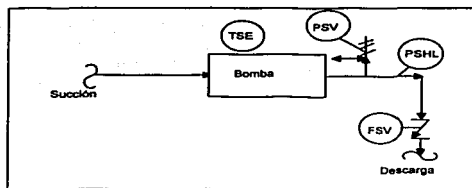
Las bombas transfieren líquidos dentro del proceso de producción y a través de ductos para envío desde las plataformas. También existen bombas que ocasionalmente transfieren pequeños volúmenes de hidrocarburos desde equipo auxiliar (fosas, drenajes cerrados, etc.). Otro tipo de bombas son las de glicol, que circulan este compuesto a través de un sistema cerrado. Otras bombas transfieren los líquidos producidos, líquidos para transferencia de calor o productos químicos dentro del sistema de producción o desde sistemas de contención al proceso (bombas booster, bombas de inyección de químicos, etc). Los eventos indeseables que pueden ocurrir en una bomba son sobrepresión y fuga.



Referencia: API RP 14C, sección A7.
Figura 12a.- Dispositivos de seguridad recomendados para bombas de ductos.

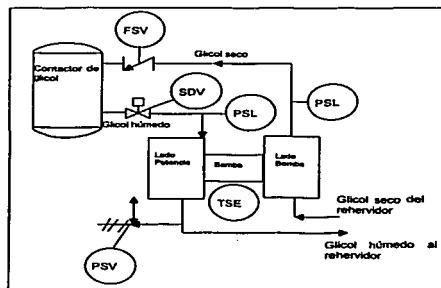
Las líneas de descarga de bombas que manejan hidrocarburos siempre deben contar con sensores de alta y baja presión (PSH y PSL) configurados para detener el flujo de entrada a la bomba y la bomba misma. No se requiere de PSH en una bomba de glicol. El PSL es requerido en bombas de hidrocarburos a menos que la bomba sea operada manualmente y atendida constantemente o se cuente con un medio de contención adecuado. Una bomba de glicol debe contar con sensores por baja presión, para detener el flujo de glicol húmedo hacia la bomba.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Referencia: API RP 14C, sección A7.
Figura 12b.- Dispositivos de seguridad recomendados para bombas en general

Todas las líneas de descarga de bombas deben de contar con una válvula de seguridad, a menos que sea tipo energía cinética, como una bomba centrífuga, y sea incapaz de generar una carga superior a la presión máxima permisible para la línea de descarga. También las bombas de glicol deben contar con una PSV en la línea de descarga de baja presión, a menos que esté protegida por una PSV en un componente corriente abajo y la válvula de seguridad no pueda ser aislada en ningún momento.



Referencia: API RP 14C, sección A6.
Figura 12c.- Dispositivos de seguridad recomendados para bombas de glicol.

La línea de descarga de la bomba debe contar con una válvula check para prevenir el contraflujo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los sensores de los dispositivos de seguridad para alta y baja presión en una bomba deben localizarse en la línea de descarga, corriente arriba de la válvula check o cualquier válvula de bloqueo. En una bomba de glicol, el PSL de la línea de baja presión de descarga de glicol húmedo debe localizarse entre la bomba y la válvula de paro (SDV).

La válvula check debe colocarse en la línea de descarga de la bomba. Se debe colocar una válvula de paro (SDV) cerca de la salida de un componente de almacenamiento (tanque, separador, etc.) que entregue el producto a una línea conectada a una bomba, para prevenir el flujo de hidrocarburos a través de la línea en caso de fuga en esta misma línea. Cuando se usan bombas de glicol, la válvula de paro (SDV) debe colocarse cerca de la salida de alta presión de glicol húmedo para detener el flujo del tanque de glicol y apagar las bombas.

Tabla 29.- Tabla previa para análisis HAZOP en bombas

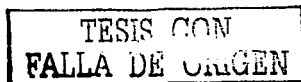
Desviación	Consecuencia	Causa(s)	Protección	
			Primaria	Secundaria
Alta presión	Sobrepresión	• Bloqueo en línea de descarga	PSH (corriente de proceso)	PSV
Baja presión y contraflujo	Fuga	• Ruptura • Deterioro • Accidente	PSL y FSV	Sistema de soporte por emergencia

Referencia: Modificación de API RP 14C, sección A7.

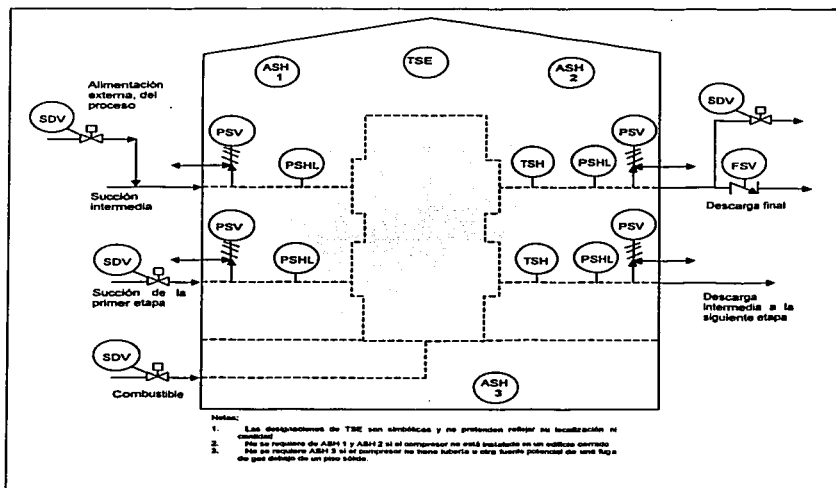
V.3.8 Compresores

Los compresores transfieren hidrocarburos gaseosos dentro del proceso de producción y los envían fuera de la plataforma. Los dispositivos de seguridad analizados en este caso son los que corresponden al cilindro de compresión, tuberías de descarga y de combustible. El manejo de hidrocarburos por parte de equipos asociados con un compresor se trata en las secciones respectivas, distintas a la presente. Los compresores y elemento motor primario son proveídos normalmente con dispositivos para prevenir el daño mecánico.

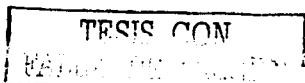
Los eventos indeseables que pueden afectar una unidad de compresión son sobrepresión, fuga y exceso de temperatura.



Cada línea de succión de un compresor debe estar protegida con sensores por alta y baja presión (PSH y PSL), a menos que cada fuente de alimentación cuente con su propia protección contra alta y baja presión. También cada línea de descarga del compresor debe contar con PSH y PSL. El PSH y el PSL deben estar configurados para detener toda alimentación al proceso y el suministro de combustible al compresor. Cada una de las líneas de alimentación al compresor deben estar protegidas con su respectiva válvula de seguridad, a menos que cada fuente de alimentación cuente con una PSV que otorgue protección también al compresor. No se requiere de PSV en compresores de tipo cinético, como compresores centrífugos, si es que el equipo es incapaz de generar una presión mayor a la máxima permisible de trabajo del compresor o la tubería de descarga.



Referencia: API RP 14C, sección A8.
Figura 13.- Dispositivos de seguridad recomendados para compresores



Cada una de las líneas de descarga del compresor debe contar con una válvula check para minimizar la probabilidad de contraflujo.

Si el compresor está instalado en un edificio cerrado, se debe contar con detectores de mezclas combustibles (ASH) configurados para detener el ingreso de toda corriente de proceso, la alimentación de combustible al compresor y el compresor mismo.

Se debe contar con un sensor para alta temperatura que proteja cada cilindro o etapa del compresor. El TSH debe detener toda alimentación proveniente del proceso y la alimentación de combustible al compresor.

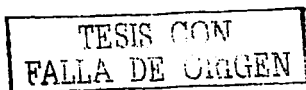
Los sensores por alta y baja presión deben localizarse en cada línea de succión, tan cerca como sea posible del compresor, y en las líneas de descarga se deben colocar corriente arriba de la válvula check o cualquier válvula que pueda bloquear la línea. La válvula de seguridad debe colocarse en cada línea de succión, tan cerca del compresor como sea posible, y en las líneas de descarga en un sitio en que no pueda ser aislada del equipo por otra válvula o dispositivo. Si la válvula de seguridad se encuentra dentro de un edificio, su descarga debe ser dirigida mediante tubería a un sitio seguro fuera del edificio.

Se debe contar con una válvula check en cada línea de descarga final para minimizar el contraflujo. Si el compresor está dentro de un edificio, la válvula check debe colocarse fuera del edificio.

Si el compresor está instalado dentro de un edificio o sitio mal ventilado, los detectores de gases deben colocarse en las áreas donde los gases combustibles puedan acumularse.

Debe instalarse un sensor por alta temperatura en cada línea de descarga de los cilindros del compresor, tan cerca como sea posible del cilindro.

Cada línea de proceso y de combustible que alimente al compresor debe de contar con una válvula de paro (SDV), de modo que el compresor pueda ser aislado de todas las líneas que lo alimentan. Si el compresor está instalado dentro de un edificio, las válvulas de paro deben situarse fuera del edificio. Todas las válvulas de paro deben poder ser accionadas por una



señal del Sistema de Soporte por Emergencias, la red contraincendio, y por cualquier condición anormal de presión detectada en las líneas de succión y descarga.

Tabla 30.- Tabla previa para análisis HAZOP en compresores

Desviación	Consecuencia	Causa(s)	Protección	
			Primaria	Secundaria
Alta presión	Sobrepresión (succión)	- Falla en un dispositivo de control de presión corriente arriba - Falla en una válvula del compresor	PSH (succión)	PSV (succión)
Baja presión	Fuga (succión)	- Ruptura - Deterioro - Accidente	PSL (succión)	Sistema de
Alta concentración de gas (en el edificio)		- Ruptura - Deterioro - Accidente	ASH (edificio)	soporte por emergencia (SSE)
Alta presión	Sobrepresión (descarga)	- Ruptura - Deterioro - Accidente	PSH (descarga)	PSV (descarga)
Baja presión	Fuga (descarga)	- Ruptura - Deterioro - Accidente	PSL FSV (descarga)	SSE
Contraflujo	Fuga (descarga)	- Ruptura - Deterioro - Accidente	FSV (descarga)	SSE
Alta concentración de gas (edificio)	Fuga	- Ruptura - Deterioro - Accidente	ASH (edificio)	SSE
Alta temperatura	Exceso de temperatura	- Falla en válvulas del compresor - Falla del enfriador - Exceso de relación de compresión - Flujo insuficiente	TSH	SSE

Referencia: Modificación de API RP 14C, sección A8.

TESIS CON
DE ORIGEN

V.3.9 Líneas

Las líneas costa afuera dirigen líquidos y gases entre plataformas o entre una plataforma y una instalación en tierra firme. Las líneas se clasifican en (a) entrantes, (b) salientes o (c) bidireccionales, dependiendo de la dirección de flujo en la plataforma. Una línea entrante dirige fluidos hacia la plataforma y una línea saliente dirige fluidos desde la plataforma. Una línea bidireccional puede transportar fluidos en cualquier dirección. Las líneas pueden subclasificarse de acuerdo a los puntos de entrega o recepción como sigue:

- Líneas entrantes.
 - (1) Entrega a instalaciones en la plataforma
 - (2) Entrega a una línea saliente
- Líneas de salida
 - (1) Recibe de instalaciones en la plataforma
 - (2) Recibe de una línea entrante
 - (3) Recibe de instalaciones en la plataforma y de una línea entrante
- Líneas bidireccionales
 - (1) Recibe y entrega de instalaciones en la plataforma
 - (2) Recibe y entrega de otra línea bidireccional
 - (3) Recibe y entrega de otra línea bidireccional y recibe de instalaciones en la plataforma

Los eventos indeseables que pueden afectar una línea son sobrepresión y fuga.

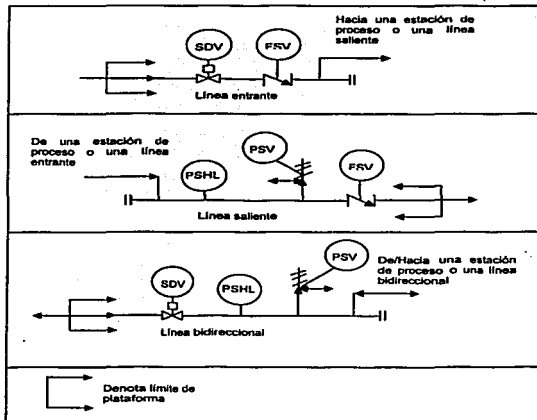
En líneas de salida se requiere de instalación de sensores para alta y baja presión (PSH y PSL) configurados para detener sus todas las fuentes de alimentación. No se requiere la instalación de PSH y PSL en una línea entrante que está protegida por sensores corriente arriba, en la plataforma. Todas las líneas bidireccionales deben contar con PSL y PSH. La protección también puede ser suministrada por sensores localizados en cada fuente de alimentación o en un componente paralelo (circuitos de tubería), si es que los sensores o pueden ser aislados de la línea.

Cada fuente de alimentación de una línea normalmente debe estar protegida con una válvula de seguridad, calibrada de modo que proteja también a la línea. No se requiere de una PSV si (1) la línea tiene una presión máxima permisible de operación mayor que la máxima presión de cualquiera de las fuentes de alimentación, (2) si cada una de las líneas de alimentación que tenga una presión mayor que la presión máxima permisible de la línea se encuentra protegida por una PSV, calibrada a una presión menor que la presión máxima permisible de la línea o (3) la fuente de alimentación es un pozo que pueda alcanzar una presión mayor a la máxima permisible de la línea, y está equipado con dos válvulas de paro (SDV) controladas por PSH's independientes, conectados a diferentes transmisores y puntos de detección. El uso de dos SDV's en vez de una PSV debe tomarse con precaución después de una consideración completa de alternativas. En algunos casos, la instalación de una PSV y de dos SDV's puede ser deseable en lugares que no cuentan con sistemas de contención de fugas.

Las líneas entrantes deben contar con una válvula check (FSV) para evitar en contraflujo hacia una fuga o ruptura. En una línea de salida se debe instalar una válvula check para minimizar el contraflujo de una fuga o ruptura hacia un componente de proceso en la plataforma. Cuando una línea entrante se conecta solamente a una línea saliente, la válvula check en la línea saliente protege también a la línea entrante. Se puede prescindir de la válvula check en una línea saliente si todas las fuentes de alimentación cuentan con su propia válvula check ubicada a corta distancia de la línea. Una válvula check no puede ser instalada en una línea bidireccional.

Los sensores por alta y baja presión deben localizarse corriente debajo de cualquier fuente de alimentación a la plataforma y corriente arriba de la válvula check en una línea saliente. Si se requiere de una PSV, esta debe instalarse corriente debajo de todas las fuentes de alimentación, y de modo que no pueda ser aislada de las fuentes de alimentación.

Las líneas entrantes que entregan a una estación de proceso en la plataforma deben contar con una válvula check instalada inmediatamente corriente arriba de la estación de proceso. La válvula check en una línea saliente debe localizarse tan cerca como sea posible de la plataforma, corriente abajo, pero corriente arriba de una válvula de bloqueo.



Referencia: API RP 14C, sección A9.

Figura 14.- Dispositivos de seguridad recomendados para líneas

La válvula de paro (SDV) en una línea debe colocarse de modo que se minimice la porción de línea expuesta en la plataforma. Todas las SDV's deben poder ser accionadas por el Sistema de Soporte para Emergencias de la plataforma, sistema contra incendios y sensores en cualquier componente corriente abajo a través del que fluya el fluido de la línea. La válvula de paro en una línea que entrega a una línea saliente debe accionarse por los sensores de alta y baja presión de la línea saliente, el Sistema de Soporte por Emergencias y el sistema contra incendios. Las líneas bidireccionales deben contar una válvula de paro al partir de una plataforma.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 31.- Tabla previa para análisis HAZOP en líneas

Desviación	Consecuencia	Causa(s)	Protección	
			Primaria	Secundaria
Alta presión	Sobrepresión	• Bloqueo en línea	PSH	PSV
Baja presión y contraflujo	Fuga	• Ruptura • Deterioro • Accidente	PSL y PSV	Sistema de Soporte por emergencias

Referencia: Modificación de API RP 14C, sección A9.

V.3.10 Intercambiadores de calor (tubo/coraza)

Los intercambiadores de calor transfieren energía térmica de una corriente de proceso a otra sin que haya contacto directo entre ambas corrientes. Este análisis no incluye intercambiadores usados con fuentes primarias de calor, como los intercambiadores que usan los gases de salida de una turbina; los dispositivos de seguridad a usar en tales casos se discuten en el apartado "componentes calentados y agotadores de calor".

El presente apartado puede ser usado para analizar serpentines de calentamiento o enfriamiento instalados dentro de recipientes, pero los recipientes mismos se analizan aparte. Esta sección también puede usarse para el análisis de intercambiadores de calor que usan aire para enfriar o calentar hidrocarburos, en cuyo caso debe considerarse sólo la sección de hidrocarburos.

Los eventos indeseables que pueden afectar un intercambiador de calor son sobrepresión y fuga.

Al analizar los dispositivos de seguridad para presión con que debe contar un intercambiador de calor se deben analizar por separado las secciones receptoras de calor y de suministro de calor, ya que cada sección puede tener diferentes presiones de diseño y requerimientos operativos.

Una sección en un intercambiador de calor que recibe fluidos de una fuente que puede originar sobrepresión debe estar protegido con un sensor por alta presión (PSH) configurado para detener el flujo entrante a esa sección del intercambiador de calor. De la misma manera, una sección del intercambiador de calor que pudiera sobrepresionarse debido a la ruptura o fuga de

otra sección del intercambiador debe estar protegida por un PSH que detenga el flujo de la fuente de sobrepresión a esa sección.

No es necesaria la instalación de un sensor de seguridad por alta presión en una sección del intercambiador de calor si se cuenta con un PSH que detecte la sobrepresión en un componente de proceso corriente arriba y que detenga la alimentación al intercambiador, o si el PSH de un componente corriente abajo detecta la presión en el intercambiador de calor y no hay manera de que pueda ser aislado (el sensor de presión del intercambiador de calor).

Tampoco se requiere de un sensor por alta presión en una sección de un intercambiador de calor si la presión máxima permisible de esa sección es mayor a la presión potencial de cualquier fuente de alimentación.

Una sección de un intercambiador de calor que maneje hidrocarburos debe contar con un sensor de seguridad por baja presión (PSL) que detenga el flujo de entrada a intercambiador de calor cuando ocurra una fuga, a menos que haya PSL's en otros componentes de proceso que no puedan ser aislados del intercambiador cuando está en servicio. No se debe colocar un PSL en un intercambiador de calor si la sección opera a presión atmosférica o tiene variaciones de presión frecuentes cercanas a la atmosférica.

Un intercambiador de calor debe contar con una válvula de seguridad con capacidad suficiente para descargar el flujo máximo de alimentación. No se requiere de una PSV en una sección del intercambiador de calor si otro componente del proceso provee del servicio de relevo, es decir, si releva a una presión menor a la de trabajo de la sección del intercambiador y no puede ser aislada de la sección cuando el equipo está en servicio.

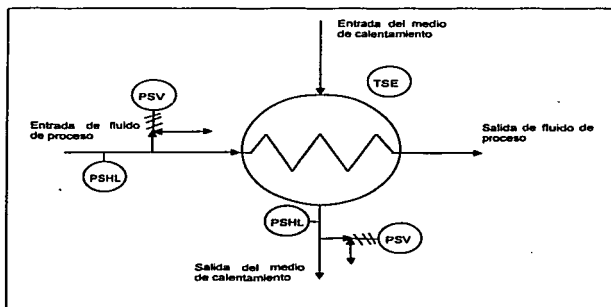
Si la válvula de seguridad está instalada en un componente corriente abajo, está no debe poder aislarse de la sección del intercambiador en ningún momento. Tampoco se requiere de PSV en una sección del intercambiador de calor si su presión de trabajo es mayor que la que pueda generar cualquiera de las corrientes de alimentación.

Sin embargo, si las válvulas de seguridad instaladas en otros componentes proveen protección al intercambiador de calor cuando está en servicio, pero pueden ser aisladas cuando se echa a

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

andar la sección del intercambiador, esa sección debe contar con una PSV para relevo de presión debida a expansión térmica o exposición al fuego.

Generalmente no se requiere de un sensor de seguridad para alta temperatura (TSH) en un intercambiador de calor tipo tubos y coraza debido a que ambas secciones son diseñadas para la máxima temperatura alcanzable por el medio de calentamiento.



Referencia: API RP 14C, sección A10.

Figura 15.- Dispositivos de seguridad recomendados para intercambiadores de calor

Los sensores por alta y baja presión y la válvula de seguridad deben localizarse de modo que detecten o releven presión en cada sección del intercambiador de calor. Estos dispositivos pueden situarse en las líneas de entrada o salida si la caída de presión de la sección del intercambiador de calor hasta el punto de detección es insignificante y si estos dispositivos no pueden ser aislados de la sección del intercambiador de calor.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 32.- Tabla previa para análisis HAZOP en Intercambiadores de calor tubo/coraza

Desviación	Consecuencia	Causa(s)	Protección	
			Primaria	Secundaria
Alta presión	Sobrepresión	- Entradas exceden salidas - Expansión térmica - Salida bloqueada - Fuga en tubos	PSH	PSV
Baja presión y Alta presión (por fuga en tubos)	Fuga	- Ruptura - Deterioro - Accidente	PSL	PSH SSE

Referencia: Modificación de API RP 14C, sección A10.

V.4

RESULTADOS

Como resultado de aplicar la metodología propuesta, consistente la aplicación del análisis HAZOP en conjunción con prácticas recomendadas para el diseño, instalación y prueba de sistemas básicos de seguridad en plataformas marinas de producción petrolera, se pudieron elaborar tablas previas para el análisis.

Esta forma de trabajo se aplicó en el Análisis de Riesgos efectuado a la plataforma Nohoch Alfa en las adecuaciones involucradas en el Proyecto Cantarell. El acudir a las reuniones de análisis con el equipo multidisciplinario significó un ahorro sustancial de tiempo al tener previamente identificada la intención, las desviaciones factibles y las causas probables para cada componente de proceso o equipo (nodo de estudio, usando la terminología de la técnica HAZOP).

Como ejemplo, a continuación se presenta la tabla para el análisis que se efectuó a un tanque separador. En el apéndice III se muestran los diagramas que sirvieron como herramienta para el análisis de ese nodo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 33. Ejemplo de tabla de resultados de análisis HAZOP en la Plataforma Nohoch Alfa.

NODO DE ESTUDIO: Tanque separador 2ª etapa 454-L-02.

Intención de diseño: Rectificar la separación realizada en el tanque que recibe crudo de Alkal R.

DOCUMENTOS DE REFERENCIA:

E-1300-PP-1303 (Diagrama de tubería e instrumentación, sistema de separación PB-NA-2).

E-1300-PP-1316 (Diagrama de flujo de proceso, sistema de separación y bombeo PB-NA-2).

G-1300-SI-001 a 004 (Localización del sistema contra incendio, detectores y rutas de conduit, Plataforma PB-NA-2.)

FLUJO

Palabra Clave	Desviación	Causas posibles	Consecuencias	Respuesta del sistema	Acción requerida
No, nada	No hay alimentación al separador 454-L-02.	Ruptura en línea proveniente de separador de 1ª etapa por corrosión, erosión, ruptura por sobrepresión o daño accidental por fuerzas externas. Válvulas a la alimentación de separador cerradas por error o fallo.	Fuga de mezcla de crudo y gas. Paro de la producción. Riesgo de incendio y/o explosión. Presión manométrica negativa si las turbobombas continúan funcionando. Impulsión del tanque.	Se cierra por baja presión la válvula de paro SDV 307. Se envía señal a tablero. A la succión de cada turbobomba se cuenta con interruptor por baja presión para evitar una presión manométrica negativa en tanques de interrupción de alimentación. El tanque cuenta con control de nivel para cerrar por bajo nivel válvulas a la descarga de separador de 1ª etapa. En caso de falla del SDMC, los operadores pueden cambiar remotamente al control neumático. Se cuenta con detectores de fuego, de gas combustible y de gas tóxico. Alarmas audibles y luces de estado de emergencia. Red contraincendio y sistema de aspersión de gas inerte. Al suspender la alimentación disminuye el nivel hidrostático en tanque 454-L-02 y se acciona al LSL 311 que manda señal a DCS para parar turbobombas. El bajo nivel en tanque también acciona la PV 312 A/B para recircular el crudo que sale de turbobombas.	Asegurar comunicación con plataformas satélites para que si cierran SDV 307 y SDV 308, se suspenda el suministro, esto evitará que la fuga continúe. Mantenimiento predictivo y preventivo a sistemas de control y paro. Seguir recomendaciones de API RP 14C apéndice D. Mantenimiento a ductos de transporte, comidas de diablos periódicas (de limpieza e instrumentados). Mantenimiento predictivo y preventivo a sistemas de control y paro. Seguir recomendaciones de API RP 14C apéndice D y API RP 14 G sección 7. Procedimientos operativos, manual de operación. API RP 14 C recomienda la presencia de una línea de gas "make up" para evitar presiones manométricas negativas en tanques a presión.

TESIS CON
FALTA DE ORIGEN

Palabra Clave	Desviación	Causas posibles	Consecuencias	Respuesta del sistema	Acción requerida
Menos, menor	Menor flujo de crudo a la alimentación de tanque separador.	Fuga parcial en línea de alimentación a separador debido a deterioro por corrosión, erosión, ruptura por sobrepresión o daño por fuerzas externas. Falla en válvula de control de flujo en la alimentación (válvulas LV 310 A/B a la salida del separador de 1ª etapa).	Liberación de hidrocarburos al ambiente. La respuesta del sistema minimiza los efectos y protege los equipos. Ninguna, al dar salida al crudo mediante la válvula de control de flujo de re/évo	Se detecta baja presión en tanque. Si se produce caída de presión considerable, se acciona paro por emergencia (SDV 307, 308 y 309). A la succión de cada turbobomba se cuenta con interruptor por baja presión para evitar una presión manométrica negativa en tanques separadores y prevenir colapso. También cada bomba cuenta con sistema de recirculación en caso de interrupción de alimentación. El tanque cuenta con LUC para cerrar por bajo nivel válvulas a la descarga del separador de 1ª etapa, para evitar una fuga continua cuando se detecta bajo nivel en separador de 2ª etapa. Se cuenta con detectores de fuego y de gas. Alarmas audibles y luces de estado de emergencia la cantidad, ubicación y tipo de detectores son consistentes con API RP 14 G. En caso de falla en SDMC, los operadores pueden cambiar remotamente al control neumático. Se tienen dos válvulas (LV 310 A/B) y pueden operarse manualmente (HS 310).	Asegurar la comunicación con Alkal R, Alkal S y Nohoch B para que suspendan el envío cuando se cierre la SDV 307. Mantenimiento y calibración de espesores en líneas y ductos de transporte. Comidas de diábolos de limpieza e instrumentados. Manual de operación y procedimientos operativos.

TESIS CON
FALLA DE CUBIEN

NIVEL

Palabra Clave	Desviación	Causas posibles	Consecuencias	Respuesta del sistema	Acción requerida
Más, mayor	Aumento de nivel de crudo en tanque separador de 1ª etapa.	Aumento de la cantidad de gas/crudo enviada desde AXAL-R. Válvula cerrada o bloqueada a la salida del tanque separador.	El tanque cuenta con protección adecuada contra este evento. Si falla el SDMC las válvulas de control de nivel se pueden ser accionadas neumáticamente por los operadores. Si ambos sistemas fallaran (poco factible con el control actual) podría pasar crudo a los tanques de gas separado y llegar hasta compresores o al quemador. Igual a 1.	El tanque separador cuenta con control de nivel (LIC 311 A/B, LUT 311 LV 311 y LIC 311, este último manda señal a tablero). Las válvulas de control de nivel a la entrada del separador pueden ser accionadas neumáticamente por los operadores (HS 310 y 311) y cierran en caso de aumento de nivel por encima del máximo permitido. Igual a 1, además, se cuenta con dos válvulas de control de nivel a la salida del tanque separador. Una releva a la otra en caso de falla.	Mantenimiento predictivo y preventivo a sistema de control de nivel. Manual de operación y supervisión de trabajos. Además, seguir recomendaciones anteriores.
Menos, menor.	Disminuye el nivel de crudo en tanque separador.	Falta en el control de nivel del tanque. Apertura por error de bypass (o válvula de control de nivel a la salida).	Ninguna con la respuesta del sistema. Descarga de gas por la salida de crudo. Daño a turbobombas.	Se cambia remotamente a control neumático en caso de falla del Sistema Digital de Monitoreo y Control. Las válvulas de control de nivel cierran a falla. Se detecta baja de nivel (LIC, HS 311 en tablero) y se interrumpe alimentación al tanque.	Mantenimiento predictivo y preventivo a sistema de control de nivel. Manual de operación, supervisión. El bypass de las válvulas de control de nivel a la salida de separador debe estar normalmente cerrado con candado.

PRESION

Palabra Clave	Desviación	Causas posibles	Consecuencias	Respuesta del sistema	Acción requerida
Más, mayor	Aumento de presión en el tanque separador.	El flujo total a la entrada es mayor que el flujo total a la salida por fallo en el control de nivel.	No hay riesgo de ruptura del tanque porque la presión se releva mediante el tanque de rectificador de gas, que puede mandar el flujo hacia el quemador.	En caso de falla en SDMC se cambia remotamente a control neumático.	Mantenimiento predictivo y preventivo a sistema de control de nivel.
Al revés, inverso	Presión manométrica negativa en el interior del tanque separador.	Válvulas de alimentación al tanque cerradas, y las de salida abiertas (bypass de LV's abierto por error) con las turbobombas (TB-CRU1 a 4) funcionando.	Ninguna con la respuesta del sistema.	El sistema de control de nivel previene esta situación y en caso de falla se pueden accionar las LV neumáticamente. Se cuenta con PSL a la succión de turbobombas, para detenerlas en caso de baja presión, así se evita colapso de tanque y daño a TB-CRU-1 a 4.	Mantenimiento predictivo y preventivo a sistema de control de nivel e instrumentación en general.

Referencia: Análisis de riesgo efectuado a la plataforma Nohoch Alfa.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En términos generales, las acciones de seguridad en un proceso productivo estarán dirigidas a prevenir, evitar y mitigar los efectos de una liberación incontrolada de sustancias peligrosas. Por tanto, el análisis y diseño de un sistema de seguridad en una plataforma marina de producción se enfoca en la prevención de dichas liberaciones, deteniendo el flujo de hidrocarburos si ocurre una fuga, y minimizando los efectos de los hidrocarburos liberados.

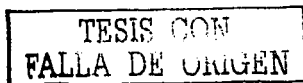
El objetivo, en cuestión de seguridad, para una instalación es reducir el riesgo de cada uno de los peligros identificados a un nivel razonable. Esto se logra reduciendo la posibilidad de ocurrencia de estos eventos, condiciones desencadenantes, fuentes, y minimizando sus consecuencias.

Muchas veces se puede minimizar la posibilidad de ocurrencia de un evento no deseado instalando sensores para detectar cambios mensurables en los parámetros de proceso, aunque hay situaciones en que éste método de prevención no aplica, por ejemplo, en caso de error humano.

Los principios básicos para el diseño de instalaciones de seguridad y de operación son: (1) contención de hidrocarburos, (2) minimizar la posibilidad de ignición, (3) prevenir la escalación de fuego (efecto dominó) y daño a equipos, y (4) contar con protección al personal y medios de escape.

En el diagrama mostrado en la figura 16 se esquematizan los peligros potenciales que pueden presentarse en una plataforma de producción costa afuera.

En el capítulo 2, tablas 2, 3 y 4, se listan códigos, estándares y prácticas recomendadas para el diseño de sistemas y componentes de proceso en una plataforma que son útiles para recomendar acciones correctivas en caso de que se detecten peligros en el análisis HAZOP.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

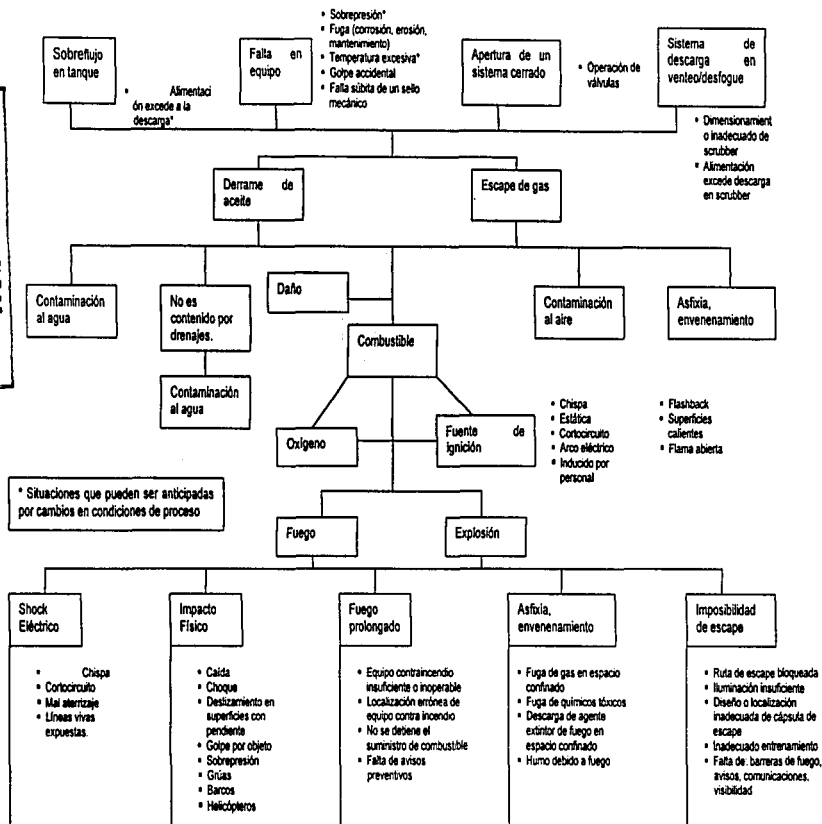


Figura 16.- Peligros potenciales en instalaciones de producción costa afuera

V.5 EVALUACIÓN CUALITATIVA DE RIESGO CON LA METODOLOGÍA HAZOP EN CONJUNCIÓN CON MATRIZ DE CONSECUENCIAS.

Hasta éste momento, al análisis HAZOP planteado ha servido para *identificar peligros* en una plataforma marina de producción petrolera. Se pueden modificar las tablas de análisis para que la técnica también sirva para *evaluar riesgos*.

Es conveniente puntualizar la diferencia entre peligro y riesgo. Peligro es el potencial físico real de ocasionar un daño, mientras que riesgo es la probabilidad de daño en circunstancias definidas y usualmente categorizadas por la clasificación de severidad del daño.

El ejemplo siguiente aclara la definición anterior:

- El dicromato de potasio es un producto químico altamente tóxico y cancerígeno. Es usado en algunas técnicas de análisis para determinar el contenido de alcohol en la exhalación. Sin embargo, para éste propósito se encuentra sellado en un tubo, y no se libera al ambiente cuando se introduce aire en él. Es decir, es una sustancia altamente peligrosa, pero usada de la manera descrita, no presenta ningún riesgo.
- La harina no es considerada una sustancia peligrosa. Un recipiente que la contenga no necesita tener advertencias de peligro, al contrario de un recipiente con dicromato de potasio. Sin embargo, si un panadero ha estado expuesto crónicamente al polvo de harina o al contacto cutáneo, puede desarrollar dermatitis, conjuntivitis, rinitis, o incluso asma. Es decir, una sustancia que presenta un peligro bajo puede presentar un riesgo sustancial.

Es claro que el grado de exposición es un determinante importante del *riesgo*. Como en los ejemplos anteriores, una baja exposición a algo que es altamente *peligroso* puede resultar en un riesgo bajo. Al contrario, una elevada exposición a algo de muy bajo peligro puede resultar en riesgos moderados o inclusive altos.



Para que un análisis HAZOP sirva para evaluar riesgos, se pueden incluir en las tablas de análisis estimaciones cualitativas de la consecuencia, la frecuencia y el riesgo, como producto de éstos dos últimos.

Al incluir un estimado cualitativo del riesgo para cada una de las consecuencias, el análisis HAZOP puede ya considerarse como una técnica de análisis de riesgo y ya no solamente de identificación de peligros. A continuación se explica el uso de la matriz de consecuencias para jerarquizar riesgos.

V.5.1 *Matriz de Consecuencias)*

En este método se utiliza como herramienta una matriz sustentada en el método What if?, es decir, incluye todas las causas que provocan un evento de riesgo y sus efectos cuantificados como criterios de severidad y pérdida. Los criterios utilizados para determinar el índice de consecuencia se muestra en la tabla 34.

Tabla 34.- Índice de consecuencia

RANGO	CONSECUENCIA	DESCRIPCIÓN
4	Catastrófica	Fatalidad/daños irreversibles. Pérdidas productivas > USD \$ 1 000 000,00
3	Severa	Heridas múltiples/daños mayores a propiedades y pérdidas de producción entre USD \$ 100 000,00 y USD \$ 1 000 000,00
2	Moderada	Heridas ligeras/daños menores a propiedades y pérdidas en producción entre USD \$ 10 000,00 y USD \$ 100 000,00
1	Ligera	Sin heridas /daños mínimos a propiedad. Pérdidas productivas < a USD \$ 10 000,00

En la tabla 35 se muestran los criterios utilizados para determinar el índice de frecuencia.

Tabla 35.- Índice de frecuencia

RANGO	FRECUENCIA	DESCRIPCIÓN
4	Frecuente	Ocurre más de una vez por año
3	Poco frecuente	Ocurre una vez entre 1 a 10 años
2	Raro	Ocurre una vez entre 10 y 100 años
1	Extremadamente raro	Ocurre una vez entre 100 y 10 000 años

Los niveles de riesgo determinados como el producto de la consecuencia por la frecuencia (C X F) se describen en la tabla 36.

Tabla 36.- niveles de riesgo

RANGO	RIESGO	DESCRIPCIÓN
1-3	Aceptable	Riesgo generalmente aceptable
4-6	Aceptable con controles	Riesgo aceptable con la condición de que se mantengan los controles administrativos y tecnológicos observados en el momento del análisis, principalmente mediante capacitación y mantenimiento.
8-9	Indeseable	Se deben revisar y en su caso modificar los procedimientos y controles, tanto de ingeniería como administrativos en un periodo de 3 a 12 meses.
12-16	Inaceptable	Se deben revisar y en su caso modificar los procedimientos y controles tanto de ingeniería como administrativos en un periodo de tres a seis meses.

Relacionando los factores descritos en las tablas anteriores, se obtiene un índice de riesgo de acuerdo a la matriz que se muestra en la tabla 37.

Tabla 37 Matriz de jerarquización de riesgos.

ÍNDICE DE RIESGO			CONSECUENCIA			
			Ligero	Moderado	Severo	Catastrófico
			1	2	3	4
FRECUENCIA	Frecuente	4	4	8	12	16
	Poco frecuente	3	3	6	9	12
	Raro	2	2	4	6	8
	Extremadamente raro	1	1	2	3	4

Finalmente, para incluir los resultados de la evaluación cualitativa del riesgo para cada consecuencia, se añaden tres columnas, donde una llevará el índice de la gravedad de la consecuencia determinados con los criterios mencionados en la tabla 34; en otra columna el índice de frecuencia (tabla 35), y en la última el índice de riesgo, resultado de multiplicar el índice de frecuencia por el de consecuencia.

V.6 CONCLUSIONES

Un estudio de riesgos, es una metodología estructurada que permite la identificación de riesgos en el proceso.

La metodología HAZOP involucra un examen metódico y sistemático de los documentos de diseño que describen las instalaciones. Esta técnica puede ser utilizada durante el diseño de un proyecto, durante la construcción de una instalación industrial, operación de instalaciones existentes o cuando se realizan cambios mayores en los procesos.

Las ventajas que representa esta metodología son las siguientes:

- Incluye múltiples puntos de vista.
- En forma estructurada se identifican mayor número de problemas con una visión de grupo.
- Toma en cuenta el error humano.
- Analiza a detalle el sistema.
- En general permite identificar entre el 90 y el 99% los riesgos existentes.

Las desventajas que representa esta metodología son las siguientes:

- La calidad del estudio depende de la exactitud y actualización de la información, diagramas y habilidad del grupo.
- Es un método muy cansado, se requiere en teoría para un nuevo proyecto de 4 a 6 meses con sesiones de 40 horas semanales.

La variante expuesta en el presente trabajo - consistente en el uso de prácticas recomendadas para el diseño, instalación y análisis de sistemas de seguridad en equipos de proceso presentes en una plataforma marina de producción petrolera - es útil para reducir las desventajas de la técnica HAZOP, ya que ahorra tiempo en las reuniones de análisis (de un 20 a un 40%). Además, al tomar como base estándares de seguridad reconocidos internacionalmente, auxilia en caso de que haya miembros en el equipo de análisis con poca experiencia, ya que facilita la identificación de la intención de diseño de los equipos, sus desviaciones factibles y los dispositivos recomendados para evitar tales desviaciones.

Finalmente, es importante indicar que esta variante no es sustituto de las reuniones de análisis ni pretende que los componentes de proceso mostrados sean considerados un compendio exhaustivo; algunas veces un equipo (una válvula incluso) puede ser dividido en nodos, o considerar un tren de proceso como un nodo, dependiendo de las características del sistema a analizar. La principal ventaja del método es la participación de personas con conocimientos en distintas materias y actividades (mantenimiento, operación, químicos, ingenieros mecánicos, eléctricos, instrumentistas, etc.), de modo que el producto final sea la suma de todos esos conocimientos y experiencia.

BIBLIOGRAFÍA

- *Guidelines for hazard evaluation procedures*. Second Edition. Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers. 345 East 47th Street, New York, NY 10017.
- *API RP 14C*. Recommended practice for analysis, design, installation and testing of basic surface safety systems for offshore platforms. American Petroleum Institute. Production Department, 211 Ervay Suite 1700, Dallas Tx.
- *API RP 14J*. Design and hazard analysis for offshore production facilities. American Petroleum Institute. 1220 L Street, Northwest. Washington, DC 20005.
- *API RP 75*. Recommended practices for development of safety and environmental management program for outer continental shelf operations and facilities. 1st edition, may 1993. American Petroleum Institute. 1220 L Street, Northwest. Washington, DC 20005.
- *API RP 14G*. Recommended practice for fire prevention and control on open type offshore production platforms. 3rd edition, December 1993. American Petroleum Institute. 1220 L Street, Northwest. Washington, DC 20005.
- *API RP 750*. Management of process hazards, 1st ed., Washington DC, 1990.
- *29 CFR 1910.119*, Process safety management of highly hazardous chemicals, Occupational Safety and Health Administration, Washington, DC, 1990.
- *40 CFR 68.115*. List of Regulated Toxic Substances and Threshold Quantities for Accidental Release Prevention, Washington, DC, 1990.
- *Hazard and Operability Studies, Process Safety Report 2*. Imperial Chemical Industries Limited, London, 1974.
- *"Use of Hazard and Operability Studies, in Process Analysis"*, AIChE Today Series. American Institute of Chemical Engineers, New York, 1985.
- *Loss Prevention in the Process Industries, Vols. 1 and 2*. F.P. Lees. Butterworth's, London, 1980.
- *"A Project Checklist of Safety Hazards"*. S.G. Hettig, Chemical Engineering, Vol. 73, Nº 26, 1966.
- *Fire and Explosion Index Hazard Classification Guide*. Dow Chemical Company, 7th ed., AIChE, New York, 1989.
- *The Mond Index*. 2nd ed. Imperial Chemical Industries, Winnington, Northwick, Cheshire, UK, 1985.
- *Guía para elaboración de estudios de riesgo*. Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental; Dirección General de Manejo Integral de Contaminantes. Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales, México, 2002.

PAGINACIÓN DISCONTINUA

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

APÉNDICE I

GLOSARIO DE TÉRMINOS

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ACGIH. *American Conference of Governmental Industrial Hygienists.* Conferencia Americana de Higienistas Gubernamentales e Industriales. Una organización de profesionales en agencias gubernamentales o instituciones educacionales que se dedican a desarrollar programas de seguridad ocupacional y de salud. La ACGIH desarrolla y publica límites recomendados de exposición ocupacional a sustancias químicas y agentes físicos (TLV's). (1330 Kemper Meadow, Cincinnati, OH 45240; [513] 742-2020.)

Ácido sulfhídrico (HS). Un subproducto de la producción y refinación del petróleo. Huele a huevos podridos, altamente inflamable, altamente tóxico por inhalación y fuerte irritante para ojos y membranas mucosas.

ACS. *American Chemical Society.* Sociedad Química Americana. Sociedad profesional que establece los estándares de pureza para reactivos químicos. Ellos publican el *Chemical Abstracts*. (1155 Sixteenth St., N.W., Washington, DC 20036; [202] 872-4567.)

AICHe. *American Institute of Chemical Engineers* Instituto Americano de Ingenieros Químicos. (Sitio Web: www.aiche.org).

ANSI. *American National Standards Institute.* Instituto Nacional Americano de Estándares. Una organización fundada por particulares que identifica estándares y consensos públicos / privados y coordina su desarrollo. Muchos estándares ANSI están relacionados con el desarrollo / operación de equipos, prácticas o procedimientos. (1430 Broadway, New York, NY 10018; [212] 642-4900.)

API. *American Petroleum Institute.* Instituto Americano del Petróleo. (202-682-8000, Sitio Web: www.api.org).

Asfixia. Carencia de oxígeno o incapacidad de las células para usar el oxígeno. La asfixia simple es la sofocación causada por una disminución del oxígeno en el aire inhalado (p. Ej. Desplazamiento de oxígeno por nitrógeno); los asfixiantes químicos inhabilitan la capacidad de la sangre para transportar oxígeno (como el monóxido de carbono y el cianuro).

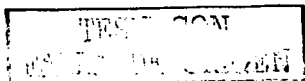
Asfixiante. Un gas o vapor que puede causar inconsciencia o muerte por sofocación. La mayoría de los asfixiantes simples son peligrosos solo cuando llegan a una concentración tal que reducen (desplazan) el oxígeno disponible en el aire (normalmente alrededor del 21%) a niveles peligrosos (18% o menor).

ASTM. *American Society for Testing and Materials.* Sociedad Americana para Pruebas y Materiales. (100 Barr Harbor Dr., W. Conshohocken, PA 19428; [610] 832-9500.)

Aterrizado. Una práctica de seguridad que consiste en conducir cualquier carga eléctrica a tierra, previniendo de este modo chispas que pueden encender un material inflamable.

BLEVE, Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion. Explosión de vapor en expansión por líquido ebullición. Se usa cuando se describen fuegos que involucran gases comprimidos en cilindros que se fracturan debido a las presiones extremas por el calentamiento y cuando esto ocurre, el contenido se quema y expande rápidamente.

Btu. *British thermal unit.* Unidad Térmica Británica, la cantidad de calor requerida para elevar la temperatura de una libra de agua de 63 °F (17 °C) a 64°F (18 °C).



C. Indica exposición continua cuando se usan datos toxicológicos, p. Ej. "LC50 > 5 mg/m³, 24 h-C" significa exposición continua por 24 horas.

Cantidad de reporte: De acuerdo a la Legislación Mexicana, es la cantidad mínima de sustancia peligrosa en producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, uso o disposición final, o la suma de éstas, existentes en una instalación o medio de transporte dados, que al ser liberada, por causas naturales o derivadas de la actividad humana, ocasionaría una afectación significativa al ambiente, a la población o a sus bienes. Es el principal criterio empleado para determinar legalmente si una instalación debe realizar un Análisis de Riesgos. Las cantidades de reporte están definidas en el primero y segundo listado de actividades altamente riesgosas publicados en el Diario Oficial de la Federación en marzo de 1990 y en mayo de 1992, respectivamente. Estos listados se incluyen en el Anexo B de la presente Tesis.

Cartucho de respirador químico. Un respirador usa una diversidad de sustancias químicas para purificar el aire de ciertos vapores y gases contaminantes, contenidas en un filtro (el cartucho). Estos cartuchos se usan para concentraciones no mayores a 10 veces el TLV, cuando son mascarillas de media cara; cuando son de cara completa soportan hasta 100 veces el TLV.

CAS, Numero. Un número asignado usado para identificar una especie química. CAS son las siglas de Chemical Abstracts Service, una organización que recopila la información publicada en el *Chemical Abstracts* por la American Chemical Society y procura guías de información acerca de las sustancias publicadas. El número CAS asignado secuencialmente identifica sustancias químicas específicas, excepto cuando enseguida se encuentra un asterisco (*) que significa que se trata de un compuesto de composición variable (generalmente compuestos presentes en la naturaleza). El número no tiene significado químico. El número CAS es un medio conciso y único de identificación de materiales. (Chemical Abstracts Service, Div. of American Chemical Society, Box 3012, Columbus, OH 43210; [614] 447-3600.)

CFR. Code of Federal Regulations. Código de Regulaciones Federales de Estados Unidos. Un compendio de las regulaciones establecidas por la ley de los Estados Unidos.

CO, Monóxido Carbono. Gas incoloro, inodoro y muy tóxico producido por la combustión incompleta de compuestos de carbono y como subproducto de muchos procesos químicos. Un asfixiante químico, que reduce la capacidad de la sangre para transportar oxígeno. La hemoglobina absorbe el CO 200 veces mas rápidamente que el oxígeno.

CO₂, Dióxido de Carbono. Gas denso e incoloro producido por la combustión y descomposición de sustancias orgánicas y como subproducto de muchos procesos químicos. El CO₂ no es inflamable y es relativamente no tóxico y no es reactivo, pero en altas concentraciones, especialmente en espacios confinados puede crear condiciones de peligro para el personal por riesgo de asfixia, debido a atmósfera con deficiencia de oxígeno.

Combustible. Material que se quemará en la mayoría de las condiciones y puede presentar ignición fácilmente dependiendo de su flash point.

Combustión. Reacción química exotérmica debido a la rápida oxidación de un material, en la que se libera calor y luz.

Componente de proceso. Una pieza funcional simple del equipo de proceso y su tubería asociada, por ejemplo, un separador, un tanque, una bomba o un intercambiador de calor.

Concentración límite, C. La concentración que no se debe exceder en ningún momento.

Condición anormal de operación. Una condición de operación que ocurre en un componente de proceso cuando una variable se sale de los rangos normales de operación.

Contención. Evitar la dispersión de un material derramado mediante diques o materiales absorbentes para prevenir su diseminación.

Controles administrativos. Medidas usadas para reducir la exposición laboral, incluyendo prácticas de trabajo, etiquetado, y advertencias de seguridad, entrenamiento, monitoreo ambiental y mantenimiento.

Controles de ingeniería. Sistemas de control que reducen los peligros potenciales, ya sea aislando al trabajador del peligro o eliminando el peligro del área de trabajo. Los métodos usados incluyen sustitución, ventilación, aislamiento y encapsulamiento. Estos controles son preferidos sobre los administrativos y el equipo de protección personal.

Corrosión. La degradación de metales o aleaciones por reacción química con su ambiente (humedad), por contacto con otras sustancias químicas (ácidos, bases), o contacto entre metales distintos (par galvánico).

Criogénico. Relativo al manejo de temperaturas extremadamente bajas por ejemplo, los gases refrigerados son materiales criogénicos que causan congelamiento del contacto con la piel.

D.I. (φ) . Diametro interior.

Densidad de Vapor. La relación entre el peso molecular de un compuesto entre el peso molecular promedio de los gases en el aire (29 gramos por mol). Esta relación es correcta para un gas puro a temperatura ambiente. Sin embargo, esta relación no expresa la densidad del vapor de un solvente líquido. Un líquido no puede liberar vapores mas concentrados que la concentración del vapor saturado. La concentración del vapor saturado de un líquido es la relación entre su presión de vapor a la temperatura dada y la presión atmosférica. Usando esta relación puede calcularse el % del compuesto en el aire y el % de aire remanente en la saturación (i.e., 19.7% hexano y 80.3% aire). Las mezclas saturadas aire / liquido pueden ser mas pesadas que el aire, pero no tan pesadas como indicarla la fórmula que usa la proporción de pesos moleculares. Las diferencias de temperatura y la turbulencia crean diferencias de densidad en el aire y tienen mayor influencia en el movimiento de contaminantes en el aire que la densidad de vapor saturado de la sustancia.

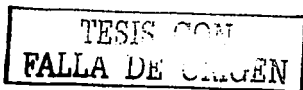
Dique. Un muro de baja altura que actúa como barrera para contención de derrames.

Dispositivo de seguridad. Un instrumento o control usado dentro del sistema de seguridad.

DOT (número de identificación del Departamento de Transporte de EU). Número de cuatro dígitos usado para identificar materiales particulares en relación con las reglamentaciones estadounidenses para su transporte. El Departamento de Transporte de Estados Unidos regula la publicación de materiales de respuesta a emergencia y protección de la población en relación al transporte de materiales peligrosos (400 7th St., SW, Washington, DC 20590). (202-366-9191 o 202-366-3282, Sitio Web: www.dot.gov).

EC₅₀. (Media) Concentración efectiva. La concentración de un material expresada en ppm (partes por millón) o en ppb (partes por billón) en el ambiente, una dosis única que puede tener un efecto biológico en el 50% de la población de un grupo de animales de prueba.

ED₅₀. (Media) Dosis efectiva, usualmente expresada en mg/kg, que produce un efecto específico en el 50% de la población de prueba.



Emisión Fugitiva. Gas, líquida, sólido, vapor, humedad, niebla, o polvo que escapa del equipo de proceso en pequeñas cantidades (por juntas, bridas, sellos, etc.).

EPA, (U.S.) Environmental Protection Agency. Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos. Agencia Federal Estadounidense con autoridad en regulación de la protección ambiental. (400 M Street, SW, Washington, DC 20460; [202] 382-2090, Sitio Web: www.epa.gov).

Espacio Confinado. Generalmente se refiere a espacios que son peligrosos para un trabajador u ocupante debido a los limitados medios de escape combinados con otros peligros potenciales como exposición a contaminantes en el aire, sofocación o asfixia.

Espuma (Foam). Material contra incendios consistente en una mezcla de agua y agentes espumantes que produce un recubrimiento estable y voluminoso de burbujas de aire. La espuma se adhiere a superficies verticales y horizontales y fluye libremente sobre materiales quemándose. La espuma extingue el fuego recubriéndolo y excluyendo el aire y bloqueando el escape de vapores volátiles.

Etiqueta. Cualquier símbolo o signo gráfico escrito, pintado o pegado en los contenedores de materiales peligrosos. Una etiqueta debe identificar el material peligroso, advertencias sobre su peligrosidad, nombre y dirección del fabricante, importador o responsable.

Evaluación preliminar de la emergencia. Un resumen breve, generalmente establecido en la sección 3 de una Hoja de Datos de Seguridad (MSDS en inglés), que describe la apariencia de un material y da una visión general de las acciones inmediatas a efectuar por el personal que atiende la emergencia.

Explosivo. Un material que produce una repentina, casi instantánea liberación de presión, gas y calor cuando es sometido a un golpe abrupto, alta temperatura o fuente de ignición.

Factor Limitante. Una condición o elemento en cuya ausencia o concentración excesiva, es incompatible con las necesidades o tolerancia de una especie o población.

Flash Back (Retroceso de flama). Ocurre cuando una fuente de ignición lejana enciende un rastro de material inflamable (p.ej., vapor de gasolina). La flama viaja a través del rastro del material hacia su fuente.

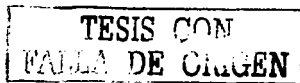
Flash Point, FP. La menor temperatura a la que un líquido inflamable desprende suficiente vapor para formar una mezcla combustible con el aire cerca de la superficie o dentro de un recipiente.

Fuga. Escape accidental de materiales líquidos o gaseosos a la atmósfera.

Gas Comprimido. Cualquier material en estado gaseoso en condiciones normales de presión y temperatura, y contenido bajo presión como gas disuelto o licuado por compresión o refrigeración.

Gas Natural. Combinación de metano (la mayor parte) y etano que ocurre naturalmente en la tierra.

HDS, Hoja de Datos de Seguridad, MSDS, Material Data Safety Sheet, en inglés. Un documento que resume información acerca de la identificación de materiales, ingredientes peligrosos, riesgos a la salud, por fuego, primeros auxilios, reactividad, incompatibilidades, derrame, fuga, procedimientos de disposición, y medidas de protección para un seguro manejo y almacenamiento. La OSHA en EU y la STPS en México han establecido lineamientos para que los datos contenidos sirvan como parte de un programa de comunicación de riesgos.



IDLH. *Immediately dangerous to life and health.* Inmediatamente peligrosa para la salud y la vida. La máxima concentración en la que una persona puede exponerse a una sustancia sin efectos irreversibles a la salud.

Incineración. Quema intencional y controlada con el propósito de destruir desechos. Ocurre típicamente a altas temperaturas con control de emisiones, produce ceniza que puede ser enterrada.

Incompatible. Describe materiales que pueden causar reacciones peligrosas o liberación de energía cuando entran en contacto entre sí.

Inestable. Tendencia a la descomposición u otro cambio químico no deseado durante la manipulación normal o almacenamiento.

Inventario químico. Lista de los materiales peligrosos en un centro de trabajo, reflejada en una compilación de las Hojas de Datos de Seguridad (MSDS en inglés).

LEL. *Lower Explosive Limit.* Límite inferior de explosividad.

LFL. *Lower Flammable Limit.* Límite inferior de explosividad.

Límite Superior de Explosividad, Límite Superior de Inflamabilidad. *Upper Explosive Limit, Upper Flammable Limit. UEL, UFL.* La concentración más alta de un material en aire que produce explosión o fuego. Cualquier concentración por encima del UEL no producirá combustión.

Límites de Explosividad. Ver Límites de Flamabilidad.

Límites de Exposición. Concentración máxima aceptable de un a sustancia química en un lugar de trabajo. Significa que los trabajadores pueden exponerse a determinadas sustancias a determinadas concentraciones, o menores, sin riesgo de efectos dañinos. Los límites de exposición de uso común son: 1) TLV-TWA (*threshold limit value - time-weighted average*, valor límite umbral- valor ponderado en el tiempo); 2) STEL (*short-term exposure limit*, límite de exposición corta); y 3) C (*ceiling value*, valor máximo).

Límites de Inflamabilidad (límites de explosividad). Rango entre las concentraciones mínima y máxima de gas o vapor entre las que puede ocurrir la ignición. Las concentraciones por debajo del límite inferior de inflamabilidad (LFL, *lower flammable limit*) son muy pobres para encenderse, mientras que las concentraciones por arriba del límite máximo superior (UFL, *upper flammable limit*) son muy ricas. Todas las concentraciones entre el LFL y el UFL están dentro del rango de inflamabilidad y será necesario tomar precauciones para evitar la ignición o explosión.

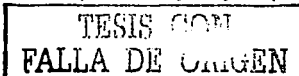
Líquido inflamable. Líquido que desprende vapores fácilmente inflamables a temperatura ambiente. El DOT (Departamento del Transporte de E.U.) define como inflamable a aquel con un flash point menor a 141 °F (60.5 °C). La NFPA y la OSHA generalmente definen un líquido inflamable como aquel que tiene un flash point menor a 100 °F (37.8 °C).

LOAEL. *Lowest Observed Adverse Effect Level.* Nivel menor en que se observan efectos adversos.

LPG. *Liquefied Petroleum Gas.* Gas licuado del petróleo.

Material reactivo peligroso. Material que puede reaccionar espontáneamente (p. Ej. Polimerizar), o al contacto con el agua o el aire pueden producir una condición peligrosa.

NFPA. *National Fire Protection Association.* Asociación Nacional de Protección Contra Incendios. Una organización internacional de miembros voluntarios de promoción y mejora que



establece las medidas de seguridad contra la pérdida de vidas o daños a la propiedad causados por incendios. La NFPA ha publicado 16 volúmenes de estándares, mejor conocidos como *National Fire Codes*, que contienen prácticas recomendadas y manuales (actualizados periódicamente). (Batterymarch Park, Quincy, MA 02269; [800] 344-3555, [617] 770-3000, Sitio Web: www.nfpa.org).

Niebla. Una suspensión visible de finas gotas de líquido en gas, por ejemplo, agua en aire.

NIOSH. *National Institute of Occupational Safety and Health.* Instituto Nacional de la Salud y la Seguridad Ocupacional. La agencia del Servicio Público de Salud Estadounidense que prueba y certifica dispositivos respiratorios y de muestreo de aire. Este instituto recomienda límites de exposición a la OSHA. (NIOSH, 4676 Columbia Parkway, Cincinnati, OH 45226; [513] 533-8328.)

Nivel de Acción. El nivel de exposición (concentración en el aire) en que las regulaciones de la OSHA para proteger a los empleados toman efecto (20 CFR 1910.1001.1052) Este nivel es generalmente la mitad del PEL (ver definición mas adelante).

OSHA. *Occupational Safety and Health Administration.* Administración para la salud y la seguridad ocupacional. Parte del Departamento del Trabajo de Estados Unidos. (200 Constitution Ave., NW, Washington, DC 20210; [202] 219-7500, Sitio Web: www.osha.gov).

Peligro: Una situación física, comúnmente precedida de un evento iniciador, que puede conducir a un accidente.

Plan de Contingencias. Plan documentado en que se describe el curso de las acciones a realizar en caso de fuego, derrame u otra emergencia que involucre potencial de exposición de personas a condiciones de peligros para su salud.

Presión crítica/ Temperatura Crítica. Temperatura por encima de la cual un gas no puede ser licuado por presión. La presión crítica es la presión requerida para licuar un gas a su temperatura crítica.

Presión de Vapor. La presión que un vapor saturado ejerce sobre su propio líquido en un contenedor cerrado. Las presiones de vapor reportadas en las Hojas de Datos de Seguridad (HDS) se establecen generalmente en milímetros de mercurio (mm Hg) a 20 °C (68 °F). Entre menor sea el punto de ebullición, es mayor la presión de vapor y mayor será la tendencia del material a evaporarse a la atmósfera. Las presiones de vapor son útiles (junto con las velocidades de evaporación) para conocer que tan rápidamente un material se dispersará en un lugar y que tan rápida es la exposición de un trabajador y que tan alto es el riesgo de incendio en caso de fuga.

Protección catódica. Prevención de la corrosión metálica haciendo que otro metal actúe como cátodo en una celda electroquímica. Este es un modo de prevención de la corrosión en ductos enterrados.

Protección primaria y secundaria. Se requiere del juicio profesional para determinar a que orden pertenece un tipo de protección para cada situación particular. Por ejemplo, debe haber dos niveles de protección para la ruptura de un tanque por sobrepresión provistos por un PSH (switch por alta presión) y un PSL (switch por baja presión). El primero previene la ruptura deteniendo el flujo antes de que la presión sea excesiva, el segundo detiene el flujo después que ocurrió la ruptura (evitar que siga fugando material). Sin embargo, es mejor elegir la instalación de una PSV (válvula de seguridad) en vez de un PSL porque la PSV previene la ruptura desfogando el exceso de volumen de fluidos hacia un lugar seguro.

psia. *Pounds per square inch absolute.* Libras por pulgada cuadrada absolutas, unidad de presión.

Punto de congelamiento. La temperatura a la que un material cambia de líquido a sólido debido a enfriamiento. Esta información es importante porque un material congelado puede romper el recipiente que lo contiene.

Punto de fusión. Temperatura arriba de la cual un sólido cambia a líquido debido a calentamiento.

Riesgo. La combinación de la frecuencia, o probabilidad, y la consecuencia de un accidente.

Rombo de fuego (Clasificación de riesgos de la NFPA). Sistema visual de clasificación que identifica los riesgos a la salud, de inflamabilidad, reactividad y toxicidad por la posible exposición corta a un material a causa de incendio, derrame o fuga.

Posición A – Riesgos a la salud (Azul). Nivel de protección para exposición corta.

0 = Riesgos ordinarios de un combustible en fuego.

1 = Ligeramente peligroso

2 = Peligroso

3 = Extremadamente peligroso

4 = Mortal

Posición B – Inflamabilidad (Rojo). Susceptibilidad de ignición.

0 = No se encenderá

1 = Habrá ignición si es precalentado

2 = Habrá ignición si es moderadamente calentado.

3 = Habrá ignición en la mayoría de las condiciones ambientales

4 = Habrá fuego fácilmente a condiciones ambientales.

Posición C – Reactividad, Inestabilidad (Amarillo). Energía liberada si el material se quema, descompone, o mezcla.

0 = Estable y no reacciona con el agua.

1 = Inestable si es calentado

2 = Cambio químico violento

3 = Puede detonar si es golpeado o calentado.

4 = Puede detonar

Posición D – Riesgos especiales (Blanco).

OX = Oxidante

WF = No usar agua, reacciona!

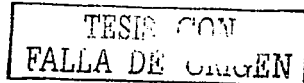
SCBA. Self-Contained Breathing Apparatus. Equipo autocontenido de respiración.

SCSSV. Subsurface Controlled Subsurface Safety Valve. Una válvula de seguridad sumergida, accionada por la presión característica del pozo.

SDV. Shut Down Valve. Válvula de paro. Es una válvula operada automáticamente, normalmente abierta, usada para aislar una sección del proceso.

Secreto comercial. Información confidencial (formula, proceso, dispositivo, etc.) que da al propietario una ventaja sobre sus competidores. Los fabricantes pueden no dar a conocer datos en las Hojas de Datos de Seguridad (MSDS), generalmente concernientes a ingredientes de una fórmula o producto. La STPS y la OSHA permiten esto en los siguientes casos 1) Se puede justificar el secreto comercial; 2) Se indica en la Hoja de Datos de Seguridad que el dato está siendo retenido, y 3) Se incluyen las propiedades y efectos a la salud. Existen procedimientos para obtener la información necesaria con relación a un secreto comercial en situaciones de emergencia.

Sensor. Un dispositivo que detecta una condición anormal de operación y transmite una señal para desarrollar una función específica en un equipo de proceso.



Sistema de detección de gas. Un sistema de control que monitorea la concentración de gases combustibles e inicia alarmas y funciones de paro a concentraciones predeterminadas.

Sobreflujo de líquido. Descarga de líquidos en un componente de proceso a través de una salida diseñada para gas / vapor.

SSSV. Subsurface Safety Valve. Válvula subsuperficial de seguridad. Dispositivo instalado en un pozo, debajo del cabezal, con la función de diseño de prevenir un flujo incontrolado.

SSV. Surface Safety Valve. Válvula superficial de seguridad. Una válvula automática ensamblada al cabezal de pozo que cerrará si ocurre una falla en el suministro de energía eléctrica.

Temperatura de Autoignición. La mínima temperatura a la que la sustancia presenta ignición sin la aplicación de flama o chispa.

Temperatura de ebullición, TE, (en inglés, Boiling Point, BP). La temperatura a la que la presión de vapor de un líquido iguala a la presión atmosférica, de modo que el líquido se vaporiza rápidamente. Los materiales inflamables con bajos puntos de ebullición generalmente presentan peligros especiales de fuego (p.ej. butano, TE= 0.5 C (31 F); gasolina, TE = 38 C (100 F)). Para mezclas se da un rango de temperaturas.

Temperatura de Ignición. La menor temperatura a la que un material combustible se quema en aire y continua quemándose independientemente de una fuente de calor.

TLV. Threshold limit value. Valor límite umbral. Término usado por la ACGIH para expresar la concentración máxima en el aire a la que la mayoría de los trabajadores pueden ser expuestos durante una jornada normal de trabajo sin efectos adversos. "Trabajadores" implica individuos saludables. Saludables se define como un varón de 75 kg de entre 25 y 44 años. La ACGIH expresa el TLVs de tres maneras:

TLV-TWA, (*time-weighted average concentration*) concentración permisible promedio ponderada en el tiempo, para un día de trabajo de 8 horas o una semana de 40 horas. **TLV-STEL,** (*short-term exposure limit*) Límite para una exposición corta, o concentración máxima para una exposición continua de 15 (con un máximo de cuatro de esos periodos por día, con al menos 60 minutos entre periodos de exposición, sin exceder el TLV-TWA.

Celling (C). Concentración que no debe excederse en ningún momento, aun por instantes breves.

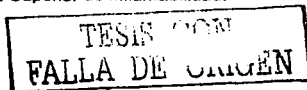
Tóxico. Un material se define como tóxico se cae en cualquiera de las categorías siguientes: 1) Tiene una dosis media letal (LD50) de mas de 50 mg/kg, pero no más de 500 mg/kg de peso corporal, cuando se administra oralmente a ratas albinas 2) Tiene una dosis media letal (LD50) de mas de 200 mg/kg, pero no más de 1000 mg/kg de peso corporal, cuando se administra por contacto cutáneo continuo a conejos albinos por 24 horas. 3) Tiene una concentración media letal (LC50) en aire de mas de 200 ppm, pero no más de 2000 ppm de gas o vapor en volumen, o más de 2 miligramos por litro (mg/L), pero no más de 20 mg/L, de neblina, polvo o humedad cuando es administrada a ratas albinas por inhalación continua por una hora. 4) Es un líquido con concentración saturada de vapor (en ppm) a 20 °C de mas de 1/5 de su LC50 (ppm, vapor), si el valor del LC50 no es mayor a 5000 mL/m³ (ppm) cuando se administra a ratas albinas por inhalación continua durante una hora.

TWA. Time-weighted average. Proporción ponderada en el tiempo. Ver TLV-TWA.

UEL. Upper Explosive Limit, Upper Flammable Limit. Ver Límite Superior de Explosividad.

UFL. Upper Flammable Limit, Upper Explosive Limit. Ver Límite Superior de Inflamabilidad.

UV. Ultravioleta (luz).



Velocidad de corrosión. Se expresa en pulgadas o milímetros de acero (disminución de espesor) por año a una temperatura determinada.

Velocidad de Evaporación. La velocidad a la que un material se volatiliza, desde estado sólido o líquido comparado con la velocidad de evaporación conocida de otro material. La velocidad de evaporación se puede usar para evaluar los peligros a la salud y de fuego de un material. El material de referencia usualmente es el butil acetato (N-Bu-ac), con una velocidad de evaporación preestablecida como de 1.0. Las velocidades de evaporación de otros materiales están clasificadas como 1) Evaporación *Rápida* si es mayor a 3.0, p. Ej. etil metil cetona, 3.8; acetona, 5.6; hexano, 8.3; 2) Evaporación *Media* si está entre 0.8 y 3.0, p. Ej., alcohol etílico (95%), 1.4; nafta, 1.4; 3) Evaporación *Lenta* si es menor a 0.8, p.ej., xileno, 0.6; alcohol isobutílico, 0.6; agua, 0.3.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

APÉNDICE II

1º y 2º LISTADOS DE ACTIVIDADES ALTAMENTE RIESGOSAS

ACUERDO POR EL QUE LAS SECRETARÍAS DE GOBERNACIÓN Y DESARROLLO URBANO Y ECOLOGÍA, CON FUNDAMENTO EN LO DISPUESTO POR LOS ARTICULOS 5 FRACCIÓN X Y 146 DE LA LEY GENERAL DEL EQUILIBRIO ECOLÓGICO Y LA PROTECCIÓN AL AMBIENTE; 27 FRACCIÓN XXXII Y 37 FRACCIONES XVI Y XVII DE LA LEY ORGÁNICA DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA FEDERAL, EXPIDEN EL PRIMER LISTADO DE ACTIVIDADES ALTAMENTE RIESGOSAS.

Artículo 1.- Se considerará como actividad altamente riesgosa, el manejo de sustancias peligrosas en un volumen igual o superior a la cantidad de reporte.

Artículo 2.- Para los efectos de este ordenamiento se considerarán las definiciones contenidas en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y las siguientes:

Cantidad de reporte: Cantidad mínima de sustancia peligrosa en producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, uso o disposición final, o la suma de éstas, existentes en una instalación o medio de transporte dados, que al ser liberada, por causas naturales o derivadas de la actividad humana, ocasionaría una afectación significativa al ambiente, a la población o a sus bienes.

Manejo: Alguna o el conjunto de las actividades siguientes: producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, uso o disposición final de sustancias peligrosas.

Sustancia peligrosa: Aquella que por sus altos índices de inflamabilidad, explosividad, toxicidad, reactividad, radiactividad, corrosividad o acción biológica puede ocasionar una afectación significativa al ambiente, a la población o a sus bienes.

Sustancia tóxica: Aquella que puede producir en organismos vivos, lesiones, enfermedades, implicaciones genéticas o muerte.

Artículo 3.- Con base en lo previsto en el artículo primero, se expide el primer listado de actividades altamente riesgosas, que corresponde a aquellas en que se manejen sustancias tóxicas. Estas actividades son la producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, uso o disposición final de las sustancias que a continuación se indican, cuando se manejen volúmenes iguales o superiores a las cantidades de reporte siguientes:

I. Cantidad de reporte: a partir de 1 kg.

a) En el caso de las siguientes sustancias en estado gaseoso:

ACIDO CIANHIDRICO
ACIDO FLUORHIDRICO-(FLUORURO DE HIDROGENO)
ARSINA
CLORURO DE HIDROGENO
CLORO (1)
DIBORANO
DIOXIDO DE NITROGENO
FLUOR
FOSGENO
HEXAFLUORURO DE TELURIO
OXIDO NITRICO
OZONO (2)
SELENIURO DE HIDROGENO
TETRAFLUORURO DE AZUFRE
TRICHLORURO DE BORO

b) En el caso de las siguientes sustancias en estado líquido:

ACROLEINA
ALIL AMINA
BROMURO DE PROPARGILO
BUTIL VINIL ETER
CARBONILO DE NIQUEL

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CICLOPENTANO
CLOROMETIL METIL ETER
CLORURO DE METACRILATO
DIOXOLANO
DISULFURO DE METILO
FLUORURO CIANURICO
FURANO
ISOCIANATO DE METILO
METIL HIDRACINA
METIL VINIL CETONA
PENTABORANO
SULFURO DE DIMETILO
TRICLOROETIL SILANO

C) En el caso de las siguientes sustancias en estado sólido:

2 CLOROFENIL TIUREA
2,4 DITIOBIURET
4,6 DINITRO -O- CRESOL
ACIDO BENZEN ARSENICO
ACIDO CLOROACETICO
ACIDO FLUOROACETICO
ACIDO METIL -O- CARBAMILLO
ACIDO TIOCIANICO 2-BENZOTIANICO
ALDICARBONO
ARSENATO DE CALCIO
BIS CLOROMETIL CETONA
BROMODIOLONA
CARBOFURANO (FURADAN)
CARBONILOS DE COBALTO
CIANURO DE POTASIO
CIANURO DE SODIO
CLOROPLATINATO DE AMONIO
CLORURO CROMICO
CLORURO DE DICLORO BENZALKONIO
CLORURO PLATINOSO
COBALTO
COBALTO (2, 2,4,1,2 - ETANO
COMPLEJO DE ORGANORODIO
DECABORANO
DICLORO XILENO
DIFACIONONA
DIISOCIANATO DE ISOFORONA
DIMETIL -P- FENILENDIAMINA
DIXITOXIN
ENDOSULFAN
EPN
ESTEREOATO DE CADMIO
ESTRICNINA
FENAMIFOS
FENIL TIUREA
FLUOROACETAMIDA
FOSFORO (ROJO, AMARILLO Y BLANCO)
FOSFORO DE ZINC
FOSMET
HEXACLORO NAFTALENO
HIDRURO DE LITIO
METIL ANZIFOS
METIL PARATHION
MONOCROTOFOS (AZODRIN)
OXIDO DE CADMIO
PARAQUAT

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

PARAQUAT-METASULFATO
PENTADECILAMINA
PENTOXIDO DE ARSENICO
PENTOXIDO DE FOSFORO
PENTOXIDO DE VANADIO
PIRENO
PIRIDINA, 2 METIL, 5 VINIL
SELENIATO DE SODIO
SULFATO DE ESTRICNINA
SULFATO TALOSO
SULFATO DE TALIO
TETRACLORURO DE IRIDIO
TETRACLORURO DE PLATINO
TETRAOXIDO DE OSMIO
TIOSEMICARBAZIDA
TRICLOROFON
TRIOXIDO DE AZUFRE

II. Cantidad de reporte: a partir de 10 kg.

a) En el caso de las siguientes sustancias en estado gaseoso:

ACIDO SULFHDRIICO
AMONACO ANHIDRO
FOSFINA
METIL MERCAPTANO
TRIFLUORURO DE BORO

b) En el caso de las siguientes sustancias en estado líquido:

1, 2, 3, 4 DIEPOXIBUTANO
2, CLOROETANOL
BROMO
CLORURO DE ACRILOILO
ISOFLUORFATO
MESITILENO
OXICLORURO FOSFOROSO
PENTACARBONILO DE FIERRO
PROPIONITRILLO
PSEUDOCUMENO
TETRACLORURO DE TITANIO
TRICLORO (CLOROMETIL) SILANO
VINIL NORBORNENO

c) En el caso de las siguientes sustancias en estado sólido:

ACETATO DE METOXIETILMERCURIO
ACETATO FENIL MERCURICO
ACETATO MERCURICO
ARSENITO DE POTASIO
ARSENITO DE SODIO
ASIDA DE SODIO
BROMURO CIANOGENO
CIANURO POTASICO DE PLATA
CLORURO DE MERCURIO
CLORURO DE TALIO
FENOL
FOSFATO ETILMERCURICO
HIDROQUINONA
ISOTIOSIANATO DE METILO
LINDANO
MALONATO TALOSO

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

MALONONITRILLO
NIQUEL METALICO
OXIDO MERCURICO
PENTACLOROFENOL
PENTACLORURO DE FOSFORO
SALCOMINA
SELENITO DE SODIO
TELURIO
TELURITO DE SODIO
TIOSEMICARBAIDA ACETONA
TRICLORURO DE GALIO
WARFARIN

III. Cantidad de reporte: a partir de 100 kg.

a) En el caso de las siguientes sustancias en estado gaseoso:

BROMURO DE METILO
ETANO (3)
OXIDO DE ETILENO

b) En el caso de las siguientes sustancias en estado líquido:

2, 6 -DIISOCIANATO DE TOLUENO
ACETALDEHIDO (3)
ACETATO DE VINILO
ACIDO NITRICO
ACRILONITRILLO
ALCOHOL ALILICO
BETA PROPIOLACTONA
CLOROACETALDEHIDO
CROTONALDEHIDO
DISULFURO DE CARBONO
ETER BIS - CLORO METILICO
HIDRACINA
METIL TRICLORO SILANO
NITROSODIMETILAMINA
OXIDO DE PROPILENO
PENTACLOROETANO
PENTAFLUORURO DE ANTIMONIO
PERCLOROMETIL MERCAPTANO
PIPERIDINA
PROPILÉNIMINA
TETRAMETILO DE PLOMO
TETRANITROMETANO
TRICLORO BENCENO
TRICLORURO DE ARSENICO
TRIETOXISILANO
TRIFLUORURO DE BORO

C) En el caso de las siguientes sustancias en estado sólido:

ACIDO CRESILICO
ACIDO SELENIOSO
ACRILAMIDA
CARBONATO DE TALIO
METOMIL
OXIDO TALICO
YODURO CIANOGENO

IV. Cantidad de reporte: a partir de 1,000 kg.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

a) En el caso de la siguiente sustancia en estado gaseoso:

BUTADIENO

b) En el caso de las siguientes sustancias en estado líquido:

ACETONITRILLO
BENCENO (3)
CIANURO DE BENCILO
CLOROFORMO
CLORURO DE BENZAL
CLORURO DE BENCILO
2,4-DIISOCIANATO DE TOLUENO
EPICLOROHIDRINA
ISOBUTIRONITRILLO
OXICLORURO DE SELENIO
PEROXIDO DE HIDROGENO
TETRACLORURO DE CARBONO (3)
TETRAETILO DE PLOMO
TRIMETILCLORO SILANO

V. Cantidad de reporte: a partir de 10,000 kg.

a) En el caso de las siguientes sustancias en estado líquido:

2,4,6-TRIMETIL ANILINA
ANILINA
CICLOHEXILAMINA
CLORURO DE BENZEN SULFONILO
DICLOROMETIL FENIL SILANO
ETILEN DIAMINA
FOSFATO
FORMALDEHIDO CIANOHIIDRINA
GAS MOSTAZA; SINONIMO (SULFATO DE BIS (2-CLOROETILO))
HEXAFLORO CICLO PENTADIENO
LACTONITRILLO
MECLORETAMINA
METANOL
OLEUM
PERCLOROETILENO (3)
SULFATO DE DIMETILO
TIOCIANATO DE ETILO
TOLUENO (3)

VI. Cantidad de reporte: a partir de 100,000 kg.

a) En el caso de las siguientes sustancias en estado líquido:

1,1-DIMETIL HIDRACINA
ANIHIDRIDO METACRILICO
CUMENO
DICLORVOS
ETER DICLOROETILICO
ETER DIGLICIDILICO
FENIL DICLORO ARSINA
NEVINFOS (FOSFORIN)
OCTAMETIL DIFOSFORAMIDA
TRICLORO FENIL SILANO

VII. Cantidad de reportes a partir de 1'000,000 kg.

a) En el caso de las siguientes sustancias en estado líquido:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ADIPONITRILLO
CLORDANO
DIBUTILFTALATO
DICROTOFOS (BIDRIN)
DIMETIL 4 ACIDO FOSFORICO
DIMETILFTALATO
DIOCTILFTALATO
FOSFAMIDON
METIL-5-DIMETON
NITROBENCENO
TRICLORURO FOSFOROSO

(1) Se aplica exclusivamente a actividades industriales y comerciales.

(2) Se aplica exclusivamente a actividades donde se realicen procesos de ozonización.

(3) En virtud de que esta sustancia presenta además propiedades explosivas o inflamables, también será considerada, en su caso, en el proceso para determinar los listados de actividades altamente riesgosas, correspondientes a aquéllas en que se manejen sustancias explosivas o inflamables.

Artículo 4.- Se exceptúa del listado de actividades altamente riesgosas, previsto en el artículo anterior, el uso o aplicación de plaguicidas con propiedades tóxicas.

Artículo 5.- Para efectos del presente Acuerdo, se entenderá como sustancias en estado sólido, aquéllas que se encuentren en polvo menor de 10 micras.

Artículo 6.- En el caso de las sustancias señaladas en el artículo 3 que correspondan a plaguicidas, la cantidad de reporte se entenderá referida a su ingrediente técnico llamado también activo.

En los demás casos, las cantidades de reporte de las sustancias indicadas en este Acuerdo, deberán considerarse de conformidad con su más alto porcentaje de concentración. Cuando dichas sustancias se encuentran en solución o mezcla, deberá realizarse el cálculo correspondiente, a fin de determinar la cantidad de reporte para el caso de que se trate.

Artículo 7.- Las Secretarías de Gobernación y de Desarrollo Urbano y Ecología, previa opinión de las Secretarías de Energía, Minas e Industria Parastatal; Comercio y Fomento Industrial; de Salud; Agricultura y Recursos Hidráulicos y del Trabajo y Previsión Social, podrán ampliar y modificar el listado objeto del presente Acuerdo, con base en el resultado de investigaciones que al efecto se lleven a cabo.

TRANSITORIO

ARTICULO UNICO.- El presente acuerdo entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ACUERDO POR EL QUE LAS SECRETARÍAS DE GOBERNACIÓN Y DESARROLLO URBANO Y ECOLOGÍA, CON FUNDAMENTO EN LO DISPUESTO POR LOS ARTICULOS 5, FRACCIONES X Y 146 DE LA LEY GENERAL DEL EQUILIBRIO ECOLÓGICO Y LA PROTECCIÓN AL AMBIENTE; 27 FRACCIÓN XXXII Y 37 FRACCIONES XVI Y XVII DE LA LEY ORGÁNICA DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA FEDERAL, EXPIDEN EL SEGUNDO LISTADO DE ACTIVIDADES ALTAMENTE RIESGOSAS

CONSIDERANDO

Que la regulación de las actividades altamente riesgosas, está contemplada en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, como asunto de alcance general de la nación o de interés de la Federación y se prevé que una vez hecha la determinación de las mismas se publicarán los listados correspondientes.

Que el criterio adoptado para determinar cuales actividades deben considerarse como altamente riesgosas, se fundamenta en que la acción o conjunto de acciones, ya sean de origen natural o antropogénico, estén asociadas con el manejo de sustancias con propiedades inflamables, explosivas, tóxicas, reactivas, radioactivas, corrosivas o biológicas, en cantidades tales que, en caso de producirse una liberación, sea por fuga o derrame de las mismas o bien una explosión, ocasionarían una afectación significativa al ambiente o a la población o a sus bienes.

Que por lo tanto, se hace necesario fijar dicha cantidad para cada sustancia peligrosa que presente las propiedades antes mencionadas. A esta cantidad se le denomina cantidad de reporte.

Que con base en el criterio anterior se ha procedido a determinar las actividades altamente riesgosas en función de las propiedades de las sustancias que se manejen y a agrupar dichas actividades en los listados correspondientes.

Que cuando una actividad este relacionada con el manejo de una sustancia que presente más de una de las características de peligrosidad señaladas, en cantidades iguales o superiores a su cantidad de reporte, dicha actividad será considerada altamente riesgosa y se incluirá en cada uno de los listados que correspondan.

Que el 28 de marzo de 1990 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el primer listado de actividades altamente riesgosas que corresponde a aquéllas en que se manejen sustancias tóxicas.

Que mediante este Acuerdo se expide el segundo listado de actividades altamente riesgosas que corresponde a aquéllas en que se manejen sustancias inflamables y explosivas, en cantidades tales que de producirse una liberación, ya sea por fuga o derrame de las mismas en la producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, uso o disposición final provocaría la formación de nubes inflamables, cuya concentración sería semejante a la de su límite inferior de inflamación de nubes inflamables, cuya concentración sería semejante a la de su límite inferior de inflamabilidad, en un área determinada por una franja de 100 metros de longitud en torno de las instalaciones o medio de transporte dados, y en el caso de formación de nubes explosivas, la presencia de ondas de sobrepresión de 0.5 lb/pulg², en esa misma franja.

Que tanto el primer listado que corresponde al manejo de sustancias tóxicas y éste, concerniente al manejo de sustancias inflamables y explosivas, así como los subsecuentes que se expidan para el caso de aquellas actividades relacionadas con el manejo de sustancias reactivas, corrosivas o biológicas, constituirán el sustento para determinar las normas técnicas de seguridad y operación, así como para la elaboración y presentación de los programas para la prevención de accidentes, previstos en el artículo 147 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, mismos que deberán observarse en la realización de dichas actividades.

Que aún cuando las actividades asociadas con el manejo de sustancias con propiedades radiactivas, podrían considerarse altamente riesgosas, las Secretarías de Gobernación y de Desarrollo Urbano y Ecología no establecerán un listado de las mismas, en virtud de que la expedición de las normas de seguridad nuclear, radiológica y física de las instalaciones nucleares o radiactivas compete a la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paralestatal y a la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias, con la participación que en su caso corresponda a la Secretaría de Salud, de conformidad con lo dispuesto por la legislación que de manera específica regula estas actividades.

Que la Secretaría de Gobernación y de Desarrollo Urbano y Ecología, previa opinión de las Secretarías de Energía, Minas e Industria Paralestatal, de Comercio y Fomento Industrial, de Agricultura y Recursos Hidráulicos, de Salud y del Trabajo y Previsión Social, así como con la participación de la Secretaría de la Defensa Nacional, llevarán a cabo los estudios que sirvieron de sustento para determinar los criterios y este segundo listado de actividades que deben considerarse altamente riesgosas.

En mérito de lo anterior, hemos tenido a bien dictar el siguiente:

ACUERDO

Artículo 1.- Se expide el segundo listado de actividades altamente riesgosas que corresponde a aquéllas en que se manejen sustancias inflamables y explosivas.

Artículo 2.- Se considerará como actividad altamente riesgosa, el manejo de sustancias peligrosas en cantidades iguales o superiores a la cantidad de reporte.

Artículo 3.- Para los efectos de este Acuerdo se considerarán las definiciones contenidas en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y las siguientes:

CANTIDAD DE REPORTE: Cantidad mínima de sustancia peligrosa en producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, uso o disposición final, o la suma de éstas, existentes en una instalación o medio de transporte dados, que al ser liberada, por causas naturales o derivadas de la actividad humana, ocasionaría una afectación significativa al ambiente, a la población o a sus bienes.

MANEJO: Alguna o el conjunto de las actividades siguientes: producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, uso o disposición final de sustancias peligrosas.

SUSTANCIA PELIGROSA: Aquélla que por sus altos índices de inflamabilidad, explosividad, toxicidad, reactividad, radiactividad, corrosividad o acción biológica puede ocasionar una afectación significativa al ambiente, a la población o a sus bienes.

SUSTANCIA INFLAMABLE: Aquélla que es capaz de formar una mezcla con el aire en concentraciones tales para prenderse espontáneamente o por la acción de una chispa.

SUSTANCIA EXPLOSIVA: Aquélla que en forma espontánea o por acción de alguna forma de energía, genera una gran cantidad de calor y energía de presión en forma casi instantánea.

Artículo 4.- Las actividades asociadas con el manejo de sustancias inflamables y explosivas que deben considerarse altamente riesgosas son la producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, uso y disposición final de las sustancias que a continuación se indican, cuando se manejen cantidades iguales o superiores a las cantidades de reporte siguientes:

I. Cantidad de reporte: a partir de 500 Kg.

a) En el caso de las siguientes sustancias en estado gaseoso:

ACETILENO
ACIDO SULFIDRICO
ANHIDRIDO HIPOCLOROSO
BUTANO (N,ISO)
BUTADIENO
1-BUTENO
2-BUTENO (CIS,TRANS)
CIANOGENO
CICLOBUTANO
CICLOPROPANO
CLORURO DE METILO
CLORURO DE VINILO
DIFLUORO 1-CLOROETANO
DIMETIL AMINA
2,2-DIMETIL PROPANO
ETANO
ETER METILICO
ETILENO

FLUORURO DE ETILO
 FORMALDEHIDO
 HIDROGENO
 METANO
 METILAMINA
 2-METIL PROPENO
 PROPANO
 PROPILENO
 PROPINO
 SULFURO DE CARBONILLO
 TETRAFLUOROETILENO
 TRIFLUOROCOROETILENO
 TRIMETIL AMINA

b) En el caso de las sustancias en estado gaseoso no previstas en el inciso anterior y que tengan las siguientes características:

Temperatura de inflamación	≥ 37.8 °C
Temperatura de ebullición	< 21.1 °C
Presión de vapor	> 760 mm Hg

c) En el caso de las siguientes sustancias en estado líquido:

2-BUTINO
 CLORURO DE ETILO
 ETILAMINA
 3-METIL-1-BUTENO
 METIL ETIL ETHER
 NITRITO DE ETILO
 OXIDO DE ETILENO
 1-PENTANO

II. Cantidad de reporte: a partir de 3,000 Kg.

a) En el caso de las siguientes sustancias en estado líquido:

ACETALDEHIDO
 ACIDO CIANHIDRICO
 AMILENO (CIS,TRANS)
 COLODION
 DISULFURO DE CARBONO
 2-METIL-1-BUTENO
 2-METIL-2-BUTENO
 OXIDO DE PROPILENO
 PENTANO (N,ISO)
 1-PENTENO
 1-PENTENO
 SULFURO DE DIMETILO

III. Cantidad de reporte: a partir de 10,000 Kg.

a) En el caso de las siguientes sustancias en estado líquido:

ACROLEINA
 ALIL AMINA
 BROMURO DE ALILO
 CARBONILLO DE NIQUEL
 CICLOPENTANO
 CICLOPENTENO
 1-CLORO PROPILENO
 2-CLORO PROPILENO
 CLORURO DE ALILO

CLORURO DE ACETILO
 CLORURO DE PROPILO (N.ISO)
 1,1-DICLOROETILENO
 DIETILAMINA
 DIHIDROPIRAN
 2,2 DIMETIL BUTANO
 2,3 DIMETIL BUTANO
 2,3-DIMETIL 1-BUTENO
 2,3-DIMETIL-2-BUTENO
 2-ETIL 1-BUTENO
 ÉTER DIETILICO
 ÉTER VINILICO
 ETILICO MERCAPTANO
 ETOXIACETILENO
 FORMIATO DE ETILO
 FORMIATO DE METILO
 FURANO
 ISOPRENO
 ISOPROPENIL ACETILENO
 2-METIL PENTANO
 3-METIL PENTANO
 2-METIL-1-PENTENO
 2-METIL-2-PENTENO
 4-METIL-1-PENTENO
 4-METIL-2-PENTENO
 2-METIL-2-PROPANOTIOL
 METIL PROPIL ACETILENO
 METIL TRICLOROSILANO
 PROPIL AMINA (N.ISO)
 PROPENIL ETIL ÉTER
 TETRAHIDROFURANO
 TRICLOROSILANO
 VINIL ETIL ÉTER
 VINIL ISOPROPIL ÉTER

IV. Cantidad de reporte: a partir de 20,000 Kg.

a) En el caso de las siguientes sustancias en estado líquido:

ACETATO DE ETILO
 ACETATO DE METILO
 ACETATO DE VINILO
 ACETONA
 ACRILATO DE METILO
 ACRILONITRILLO
 ALCOHOL METILICO
 ALCOHOL ETILICO
 BENCENO
 1-BROMO-2-BUTENO
 BUTILAMINA (N.ISO,SEC,TER)
 CICLOHEXANO
 CICLOHEXENO
 CICLOHEPTANO
 2-CLORO-2-BUTENO
 CLORURO DE BUTILO (N.ISO,SEC,TER)
 CLORURO DE VINILIDENO
 DICLOROETANO
 DICLOROETILENO (CIS,TRNS)
 1,2-DICLOROETILENO
 DIMETIL DICLOROSILANO
 1,1-DIMETIL HIDRAZINA
 2,3 DIMETIL PENTANO

2,4 DIMETIL PENTANO
 DIMETOXI METANO
 DIISOBUTILENO
 DIISOPROPILAMINA
 DIOXOLANO
 ETER ETIL PROPILICO
 ETER PROPILICO (N,ISO)
 ETIL BUTIL ETER
 ETIL CICLOBUTANO
 ETIL CICLOPENTANO
 ETIL DICLOROSILANO
 ETIL METIL CETONA
 ETILENIMINA
 FORMIATO DE PROPILO (N,ISO)
 FLUOROBENCENO
 1-HEXENO
 2-HEXENO (CIS,TRANS)
 HEPTANO (N,ISO Y MEZCLAS DE ISOMEROS)
 HEPTENO
 HEPTILENO
 HEPTILENO 2-TRANS
 1,4 HEXADIENO
 HEXANO (N, ISO Y MEZCLAS DE ISOMEROS)
 ISOBUTIRALDEHIDO
 2-METIL FURANO
 METIL CICLOHEXANO
 METIL CICLOPENTANO
 METIL DICLOROSILANO
 METIL ETER PROPILICO
 2-METIL HEXANO
 3-METIL HEXANO
 METIL HIDRAZINA
 2-METIL-1,3-PENTADIENO
 4-METIL-1,3-PENTADIENO
 METIL PIRROLIDINA
 2-METIL TETRAHIDROFURANO
 METIL VINIL CETONA
 MONOXIDO DE BUTADIENO
 NITRATO DE ETILO
 2,5-NORBORNADIENO
 OXIDO DE BUTILENO
 OXIDO DE PENTAMETILENO
 1,2-OXIDO DE BUTILENO
 PIRROLIDINA
 PROPIONALDEHIDO
 PROPIONATO DE METILO
 PROPIONATO DE VINILO
 TRIETILAMINA
 2,2,3-TRIMETIL BUTANO
 2,3,3-TRIMETIL 1-BUTENO
 2,3,4-TRIMETIL 1-PENTENO
 2,4,4-TRIMETIL 2-PENTENO
 3,4,4-TRIMETIL 2-PENTENO
 TRIMETILCLOROSILANO
 VINIL ISOBUTIL ETER

V. Cantidad de reporte: a partir de 50,000 Kg.

a) En el caso de las siguientes sustancias en estado gaseoso:

GAS L. P. COMERCIAL (1)

VI. Cantidad de reporte: a partir de 100,000 Kg.

a) En el caso de las siguientes sustancias en estado líquido:

ACETATO DE PROPILO (N,ISO)
 ALCOHOL ALILICO
 ALCOHOL DESNATURALIZADO
 ALCOHOL PROPILICO (ISO)
 AMILAMINA (N,SEC)
 BROMURO DE N-BUTILO
 BUTIRATO DE METILO
 BUTRONITRILLO (N,ISO)
 1,2-DICLOROPROPANO
 2,3-DIMETIL HEXANO
 2,4-DIMETIL HEXANO
 P-DIOXANO
 ETER ALILICO
 FORMATO DE ISOBUTILO
 2-METIL-2-BUTANOL
 2-METIL BUTIRALDEHIDO
 2-METIL-3-ETIL PENTANO
 3-METIL-2-BUTANOTIOL
 METIL METACRILATO
 PIPERIDINA
 PIRIDINA
 PROPIONATO DE ETILO
 PROPIONITRILLO
 TETRAMETILO DE PLOMO
 2,2,3-TRIMETIL PENTANO
 2,2,4-TRIMETIL PENTANO
 2,3,3-TRIMETIL PENTANO
 TOLUENO

VII. Cantidad de reporte: a partir de 200,000 Kg.

a) En el caso de las siguientes sustancias en estado líquido:

ACETAL
 ACETATO DE BUTILO (ISO,SEC)
 ACETATO DE ISOAMILLO
 ACETATO DE ISOPROPENILO
 ACETONITRILLO
 ACRILATO DE ISOBUTILO
 ALCOHOL AMILICO (N,SEC)
 ALCOHOL BUTILICO (ISO,SEC,TERT)
 AMIL MERCAPTAN
 BENZOTRIFLUORURO
 1-BUTANOL
 BUTIL MERCAPTAN (N,SEC)
 BUTIRATO DE ETILO (N,ISO)
 CLOROBENCENO
 CLORURO DE AMILO
 CROTONALDEHIDO
 CUMENO
 DIETIL CETONA
 DIETILICO CARBONATO
 1,3-DIMETIL BUTILAMINA
 1,3-DIMETIL CICLOHEXANO
 1,4-DIMETIL CICLOHEXANO (CIS,TRANS)
 ESTIRENO
 ETIL BENCENO
 ETIL BUTILAMINA

2-ETIL BUTIRALDEHIDO
 ETIL CICLOHEXANO
 ETILENDIAMINA
 ETILENO-GLICOL DIETILICO ETER
 FERROPENTACARBONILO
 ISOBROMURO DE AMILO
 ISOFORMIATO DE AMILO
 METACRILATO DE ETILO
 METIL ISOBUTIL CETONA
 METIL PROPIL CETONA
 NITROETANO
 NITROMETANO
 OCTANO (N,ISO)
 OCTENO (ISO)
 1-OCTENO
 2-OCTENO
 OXIDO DE MESITILO
 2,2,5-TRIMETIL HEXANO
 VINIL TRICLOROSILANO
 XILENO (M,O,P)

VIII. Cantidad de reporte: a partir de 10,000 Kg.

a) En el caso de las sustancias en estado líquido, no previstas en las fracciones anteriores y que tengan las siguientes características:

Temperatura de inflamación	¾ 37,8 °C
Temperatura de ebullición	¾ 21,1 °C
Presión de vapor	¾ 760 mm Hg

IX. Cantidad de reporte: a partir de 10,000 Barriles.

a) En el caso de las siguientes sustancias en estado líquido.

GASOLINAS (1)
 KEROSENAS INCLUYE NAFTAS Y DIAFANO (1)

(1) Se aplica exclusivamente a actividades industriales y comerciales.

Artículo 5.- Se exceptúa de este listado a las actividades relacionadas con el manejo de las sustancias a que se refiere el artículo 41 de la Ley Federal de Armas de Fuego y Explosivos.

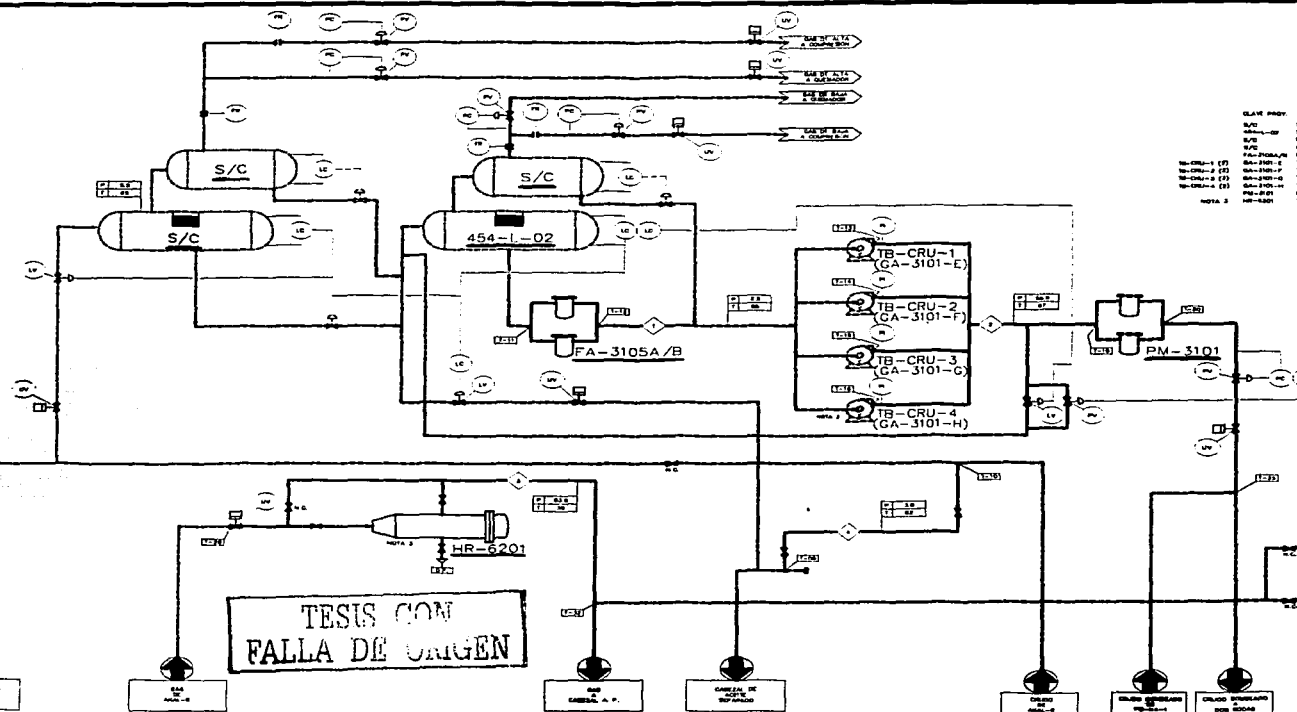
Artículo 6.- Las cantidades de reporte de las sustancias indicadas en este Acuerdo, deberán considerarse referidas a su más alto porcentaje de concentración. Cuando dichas sustancias se encuentran en solución o mezcla, deberá realizarse el cálculo correspondiente, con el fin de determinar la cantidad de reporte para el caso de que se trate.

Artículo 7.- Las Secretarías de Gobernación y de Desarrollo Urbano y Ecología, previa opinión de las Secretarías de Energía Minas e Industria Parastatal; de Comercio y Fomento Industrial, de Agricultura y Recursos Hidráulicos, de Salud y del Trabajo y Previsión Social podrán ampliar y modificar el listado objeto del presente Acuerdo, con base en el resultado de las investigaciones que sobre el particular se lleven a cabo.

APÉNDICE III

DIAGRAMAS DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN DEL NODO PRESENTADO COMO EJEMPLO

SECCION	COMPONENTE	UNIDAD	VALOR	UNIDAD	VALOR
1.1	SECCION 1.1	SECCION 1.1	SECCION 1.1	SECCION 1.1	SECCION 1.1
1.2	SECCION 1.2	SECCION 1.2	SECCION 1.2	SECCION 1.2	SECCION 1.2
1.3	SECCION 1.3	SECCION 1.3	SECCION 1.3	SECCION 1.3	SECCION 1.3
1.4	SECCION 1.4	SECCION 1.4	SECCION 1.4	SECCION 1.4	SECCION 1.4
1.5	SECCION 1.5	SECCION 1.5	SECCION 1.5	SECCION 1.5	SECCION 1.5
1.6	SECCION 1.6	SECCION 1.6	SECCION 1.6	SECCION 1.6	SECCION 1.6
1.7	SECCION 1.7	SECCION 1.7	SECCION 1.7	SECCION 1.7	SECCION 1.7
1.8	SECCION 1.8	SECCION 1.8	SECCION 1.8	SECCION 1.8	SECCION 1.8
1.9	SECCION 1.9	SECCION 1.9	SECCION 1.9	SECCION 1.9	SECCION 1.9
1.10	SECCION 1.10	SECCION 1.10	SECCION 1.10	SECCION 1.10	SECCION 1.10
1.11	SECCION 1.11	SECCION 1.11	SECCION 1.11	SECCION 1.11	SECCION 1.11
1.12	SECCION 1.12	SECCION 1.12	SECCION 1.12	SECCION 1.12	SECCION 1.12
1.13	SECCION 1.13	SECCION 1.13	SECCION 1.13	SECCION 1.13	SECCION 1.13
1.14	SECCION 1.14	SECCION 1.14	SECCION 1.14	SECCION 1.14	SECCION 1.14
1.15	SECCION 1.15	SECCION 1.15	SECCION 1.15	SECCION 1.15	SECCION 1.15
1.16	SECCION 1.16	SECCION 1.16	SECCION 1.16	SECCION 1.16	SECCION 1.16
1.17	SECCION 1.17	SECCION 1.17	SECCION 1.17	SECCION 1.17	SECCION 1.17
1.18	SECCION 1.18	SECCION 1.18	SECCION 1.18	SECCION 1.18	SECCION 1.18
1.19	SECCION 1.19	SECCION 1.19	SECCION 1.19	SECCION 1.19	SECCION 1.19
1.20	SECCION 1.20	SECCION 1.20	SECCION 1.20	SECCION 1.20	SECCION 1.20



LISTA DE EQUIPO

SECCION	SECCION	SECCION	SECCION
SECCION 1.1	SECCION 1.2	SECCION 1.3	SECCION 1.4
SECCION 1.5	SECCION 1.6	SECCION 1.7	SECCION 1.8
SECCION 1.9	SECCION 1.10	SECCION 1.11	SECCION 1.12
SECCION 1.13	SECCION 1.14	SECCION 1.15	SECCION 1.16
SECCION 1.17	SECCION 1.18	SECCION 1.19	SECCION 1.20

LISTA DE NOTAS

- 1.- PARA NOTAS Y OBSERVACIONES VER PLANO No. E-1000-PP-1000
- 2.- LA IDENTIFICACION DE LAS INSTRUMENTACIONES DE LOS EQUIPOS DE LA PLANTA SE HIZO DE ACUERDO CON EL PLAN No. E-1000-PP-1000
- 3.- SE AGREGARON LAS NOTAS DE LOS EQUIPOS QUE NO SE ENCONTRARON EN EL PLAN No. E-1000-PP-1000

PENDIENTES POR PMT

- 1.- VALORES DEFECTIVOS DE BALANCE DE MATERIAL Y ENERGIA
- 2.- PENDIENTES POR EQUIPOS QUE NO SE ENCONTRARON EN EL PLAN No. E-1000-PP-1000

1. SE AGREGARON NOTAS DE PMT 2. AGREGARON PARA INSTRUMENTACION 3. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION 4. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION	1. SE AGREGARON NOTAS DE PMT 2. AGREGARON PARA INSTRUMENTACION 3. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION 4. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION	1. SE AGREGARON NOTAS DE PMT 2. AGREGARON PARA INSTRUMENTACION 3. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION 4. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION	1. SE AGREGARON NOTAS DE PMT 2. AGREGARON PARA INSTRUMENTACION 3. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION 4. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION	1. SE AGREGARON NOTAS DE PMT 2. AGREGARON PARA INSTRUMENTACION 3. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION 4. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION	1. SE AGREGARON NOTAS DE PMT 2. AGREGARON PARA INSTRUMENTACION 3. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION 4. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION	1. SE AGREGARON NOTAS DE PMT 2. AGREGARON PARA INSTRUMENTACION 3. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION 4. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION	1. SE AGREGARON NOTAS DE PMT 2. AGREGARON PARA INSTRUMENTACION 3. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION 4. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION	1. SE AGREGARON NOTAS DE PMT 2. AGREGARON PARA INSTRUMENTACION 3. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION 4. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION	1. SE AGREGARON NOTAS DE PMT 2. AGREGARON PARA INSTRUMENTACION 3. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION 4. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION	1. SE AGREGARON NOTAS DE PMT 2. AGREGARON PARA INSTRUMENTACION 3. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION 4. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION	1. SE AGREGARON NOTAS DE PMT 2. AGREGARON PARA INSTRUMENTACION 3. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION 4. INSTRUMENTACION PARA INSTRUMENTACION
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

TESIS CON FALLA DE ORIGEN



ZONA
01

VER NOTA 5

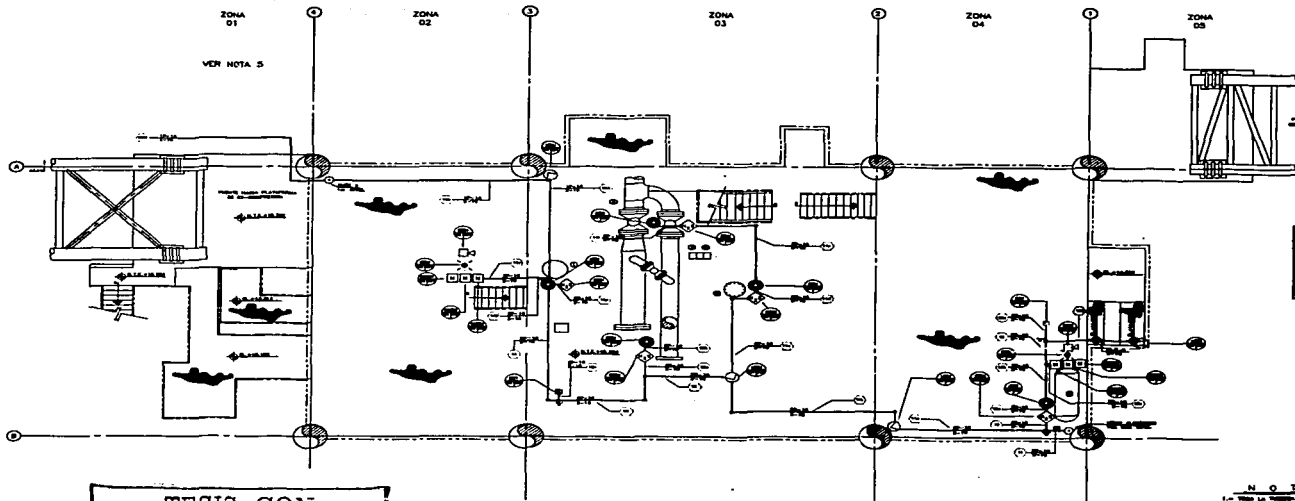
ZONA

ZONA

ZONA

ZON

ION



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

PLANTA BAJO 1er. NIVEL

LISTA DE EQUIPOS		
Numero de	DESCRIPCION	IAS
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32		
33		
34		
35		
36		
37		
38		
39		
40		
41		
42		
43		
44		
45		
46		
47		
48		
49		
50		
51		
52		
53		
54		
55		
56		
57		
58		
59		
60		
61		
62		
63		
64		
65		
66		
67		
68		
69		
70		
71		
72		
73		
74		
75		
76		
77		
78		
79		
80		
81		
82		
83		
84		
85		
86		
87		
88		
89		
90		
91		
92		
93		
94		
95		
96		
97		
98		
99		
100		

NOTAS

- 1.- Todo el sistema, incluyendo cable de conexión entre el cableado de la planta y el cableado de la sala de control, debe ser de tipo "PVC" de alta resistencia y libre de 50 años de garantía (A.P.).
- 2.- El cableado de la planta debe ser de tipo "PVC" de alta resistencia y libre de 50 años de garantía (A.P.).
- 3.- Todos los sistemas deben ser de tipo "PVC" de alta resistencia y libre de 50 años de garantía (A.P.).
- 4.- El cableado de la planta debe ser de tipo "PVC" de alta resistencia y libre de 50 años de garantía (A.P.).
- 5.- Todos los sistemas deben ser de tipo "PVC" de alta resistencia y libre de 50 años de garantía (A.P.).
- 6.- El cableado de la planta debe ser de tipo "PVC" de alta resistencia y libre de 50 años de garantía (A.P.).
- 7.- El cableado de la planta debe ser de tipo "PVC" de alta resistencia y libre de 50 años de garantía (A.P.).
- 8.- El cableado de la planta debe ser de tipo "PVC" de alta resistencia y libre de 50 años de garantía (A.P.).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN