



UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
DIRECCIÓN DE ÁREA DE INGENIERÍA
POSTGRADO EN INGENIERÍA AMBIENTAL

**“SISTEMA DE GERENCIA DE
SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS
Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL
EN UNA REFINERÍA DE CRUDO”**

Autor:

Ing° Betzaira de las Mercedes GUTIÉRREZ LEZAMA

Profesor Guía (Tutor):

Ing° Luis GUTIÉRREZ

Caracas, 15 de Febrero de 2006



UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS
BELLO
DIRECCIÓN DE ÁREA DE
INGENIERÍA
POSTGRADO EN INGENIERÍA AMBIENTAL

**“SISTEMA DE GERENCIA DE
SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS
Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL
EN UNA REFINERÍA DE CRUDO”**

Autor:

Ing° Betzaira de las Mercedes GUTIÉRREZ LEZAMA

**Trabajo especial de grado para obtener el título de:
Especialista en Ingeniería Ambiental**

Profesor Guía (Tutor):

Ing° Luis GUTIÉRREZ

A Dios y a San Judas Tadeo.

A mi esposo, por su amor infinito y su apoyo constante.

A mi madre, a mi padre, a mis hermanas, a mis primos y primas, a mis tíos y tías, a mis sobrinos y sobrinas, a mis comadres y ahijados y ahijadas, y a mis amigos y amigas.

A mi ciudad natal Ciudad Bolívar, a mi Estado Bolívar, región indómita de Guayana, selva de Venezuela, gentilicio del Sur del País, y a mi río Orinoco, a mi Catedral y a mi puente Angostura, fuente de mi inspiración y energía constante de mi vida.

A mis profesores de pregrado la Universidad de Oriente (UDO) y de postgrado de la UCAB.

AGRADECIMIENTO

A mi profesor de la UCAB Ing° Luís Gutiérrez, por sus valiosas enseñanzas y su infinito apoyo durante el postgrado en Ingeniería Ambiental y como tutor de este trabajo especial de grado.

Gracias y que Dios lo bendiga.

ÍNDICE DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.-EL PROBLEMA Y SU DELIMITACIÓN	3
1.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2.- INTERROGANTES DEL ESTUDIO.....	4
1.3.- OBJETIVOS DEL ESTUDIO.....	5
1.3.1.- Objetivo General.....	5
1.3.2.- Objetivos Específicos.....	6
1.4.- JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA.....	6
1.5.- DELIMITACIÓN O ALCANCE.....	8
1.6.- VARIABLES	8
CAPÍTULO II.- MARCO REFERENCIAL	9
CAPÍTULO III.- MARCO METODOLÓGICO	25
3.1.- MARCO METODOLÓGICO.....	25
3.2.- VIABILIDAD DEL ESTUDIO (Limitaciones)	27
3.3.- TIPO DE ESTUDIO.....	27
4.4.- DISEÑO DEL ESTUDIO (DOCUMENTAL Y DE CAMPO)	28
3.5.- POBLACIÓN O UNIVERSO DE ESTUDIO.....	29

3.6.- MUESTRA	29
3.7.-TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	29
3.8.- TÉCNICAS DE ANÁLISIS Y PROCESAMIENTO DE DATOS.....	30
3.8.1.- Estudio Documental.....	30
3.8.2.- Trabajo de Campo.....	31
3.9.- TÉCNICAS PARA LA FORMULACIÓN DEL MODELO O SISTEMA PROPUESTO.....	31
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.....	32
4.1.-BASES TEÓRICAS GERENCIALES.....	32
4.1.1.-Gerencia Estratégica.....	32
4.1.2.-Reingeniería.....	34
4.1.3.-Calidad Total.....	35
4.1.4.-Enfoque Sistémico.....	37
4.2.-FENÓMENOS DE RIESGO EN PROCESOS QUÍMICOS DE UNA REFINERÍA DE CRUDO.....	40
4.2.1.-Dispersión de Sustancias Tóxicas o Peligrosas y Explosión de una Nube de vapor (“VCE”)	40
4.2.2.-Rebosamiento Violento de un Líquido por Ebullición (“Boil–Over”)	40
4.2.3.-Explosión de los Vapores en Expansión de un Líquido en Ebullición (BLEVE)	41

4.3.-FILOSOFÍA DE DISEÑO SEGURO PARA UNA REFINERÍA DE CRUDO.....	42
4.3.1.-Principios Fundamentales para un Diseño Seguro en una Refinería de Crudo.....	43
4.3.2.-Criterios y Métodos para un Diseño Seguro en una Refinería de Crudo.....	44
4.3.2.1.-Seguridad intrínseca.....	44
4.3.2.2.-Análisis cuantitativo de riesgos.....	44
4.3.2.3.-Diseño por capas de seguridad.....	45
4.4. PROCESOS EN UNA REFINERÍA DE CRUDO.....	46
4.4.1.-Destilación.....	47
4.4.2.-Separación y Estabilización.....	48
4.4.3.-Tratamiento.....	48
4.4.4.-Conversión Media.....	48
4.4.5.-Conversión Profunda	49
4.4.6.-Mezclado de Productos.....	49
4.5 SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS PARA UNA REFINERÍA DE CRUDO.....	49
4.5.1.-Información de Seguridad de los Procesos Químicos.....	50
4.5.1.1.-Información sobre los riesgos de los materiales o sustancias peligrosas	50
4.5.1.2.-Información sobre la tecnología.....	51
4.5.1.3.-Información sobre el diseño de los equipos.....	52

4.5.2.-Análisis de Riesgos de los Procesos Químicos.....	53
4.5.2.1.-Análisis en instalaciones existentes	53
4.5.2.2.-Análisis en instalación nueva o modificada	54
4.5.2.3.-Análisis periódico.....	54
4.5.2.4.-Equipo de trabajo	54
4.5.2.5.-Resultado del análisis	54
4.5.3.-Manejo del Cambio.....	55
4.5.3.1.-Procedimiento para el manejo de los cambios	55
4.5.3.2.-Requerimientos de adiestramiento.....	56
4.5.4.-Procedimientos Operacionales.....	56
4.5.4.1.-Revisión periódica.....	57
4.5.5.-Prácticas de Trabajo Seguro.....	58
4.5.6.-Seguridad de Contratistas	58
4.5.6.1.-Responsabilidades de las organizaciones contratantes	59
4.5.6.2.-Responsabilidad de la contratista.....	59
4.5.7.-Adiestramiento.....	59
4.5.8.-Aseguramiento de Calidad e Integridad Mecánica	
de Equipos Críticos.....	59
4.5.8.1.-Procura.....	61
4.5.8.2.-Fabricación.....	61
4.5.8.3.-Instalación	61
4.5.8.4.-Mantenimiento	61
4.5.8.5.-Prueba, inspección y monitoreo	62

4.5.8.6.-Adiestramiento.....	62
4.5.9.-Revisión de Seguridad Pre-arranque.....	63
4.5.9.1.-Equipo de revisión.....	63
4.5.9.2.-Aspectos a ser examinados.....	63
4.5.10.-Respuesta y control de emergencias.....	64
4.5.10.1.-Centro de control de emergencias.....	64
4.5.10.2.-Adiestramiento y divulgación	65
4.5.10.3.-Simulacros de emergencia.....	66
4.5.11.-Investigación de Accidentes e Incidentes.....	66
4.5.11.1.-Procedimiento escrito.....	66
4.5.11.2.-Equipo de investigación.....	66
4.5.11.3.-Inicio de la investigación.....	67
4.5.11.4.-Informe de la investigación del accidente e incidente.....	67
4.5.11.5.-Seguimiento.....	67
4.5.12.-Evaluación del Sistema	67
4.5.12.1.-Equipo de evaluación	68
4.5.12.2.-Revisión periódica	68
4.5.12.3.-Informe de evaluación	68
4.5.12.4.-Seguimiento	68
4.6. SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL PARA	
UNA REFINERÍA DE CRUDO.....	69
4.6.1.-Alcance.....	72

4.6.2.-Requisitos del Sistema de Gestión Ambiental.....	72
4.6.2.1.-Generalidades.....	72
4.6.2.2.-Política ambiental.....	74
4.6.2.3.-Planificación.....	75
4.6.2.4.-Implementación y operación.....	79
4.6.2.5.-Comprobación y acción correctiva Control y medida.....	84
4.7.-ACTUALIDAD INTERNACIONAL AMBIENTAL	
ISO 14001.	89
4.7.1.-Periodo de transición.....	89
 CAPÍTULO V: RESULTADOS.....	 94
 CAPÍTULO VI.-CONCLUSIONES	 132
 CAPÍTULO VI.-RECOMENDACIONES.....	 134
 REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS Y BIBLIOGRAFIA.....	 136
 GLOSARIO DE TERMINOS	 142
 ANEXOS.....	 146

ANEXO A: Fire Protection in Refineries.

API RECOMMENDED PRACTICE 2001. 147

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- <i>Variables, Dimensiones e Indicadores</i>	8
Tabla 2.- <i>Cambios Claves de la Nueva ISO 14001:2004</i>	90
Lista de Chequeo : <i>Información de Seguridad de los Procesos Químicos</i>	98
Lista de Chequeo : <i>Análisis de Riesgos de los Procesos Químicos</i>	100
Lista de Chequeo : <i>Manejo del Cambio</i>	103
Lista de Chequeo : <i>Procedimientos Operacionales</i>	106
Lista de Chequeo : <i>Prácticas de Trabajo Seguro</i>	109
Lista de Chequeo : <i>Seguridad de Contratistas</i>	111
Lista de Chequeo : <i>Adiestramiento</i>	113
Lista de Chequeo : <i>Aseguramiento de Calidad e Integridad</i> <i>Mecánica de Equipos Críticos</i>	116
Lista de Chequeo : <i>Revisión de Seguridad Pre-arranque</i>	119
Lista de Chequeo : <i>Respuesta y Control de Emergencias</i>	121
Lista de Chequeo : <i>Investigación de Accidentes e Incidentes</i>	123
Lista de Chequeo : <i>Evaluación del Sistema</i>	126
Lista de Chequeo : <i>Sistema de Gestión Ambiental</i>	128

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1.-</i> Accidentes mayores en Refinería Puerto La Cruz.....	18
<i>Figura 2.-</i> Problema de ocurrencia de accidentes catastróficos	20
<i>Figura 3.-</i> Refinería Puerto La Cruz.....	47
<i>Figura 4.-</i> Tanques de almacenamiento.....	60
<i>Figura 5.-</i> Sistemas de tuberías	60
<i>Figura 6.-</i> Inspección equipo crítico	60
<i>Figura 7.-</i> Simulacros de emergencia	66
<i>Figura 8.-</i> Localización de muelles de la Refinería Puerto La Cruz.....	71
<i>Figura 9.-</i> Modelo operativo propuesto.....	95

RESUMEN

Los accidentes ambientales se pueden definir como eventos inesperados que afectan, directa o indirectamente, la seguridad y la salud de la comunidad involucrada y causan impactos en el ambiente.

Los accidentes ambientales se pueden caracterizar de dos maneras diferentes:

a. Desastres naturales:

b. Desastres tecnológicos:

Sin embargo, como por lo general es difícil prevenir la mayoría de los accidentes naturales, en diversos países del mundo, principalmente en donde estos fenómenos son más frecuentes, se ha invertido en sistemas y equipos de protección civil para atender estas situaciones.

Se puede afirmar que la mayoría de los accidentes de origen tecnológico es previsible, por lo que se debe trabajar principalmente en la prevención de estos episodios, sin descuidar la preparación e intervención durante la ocurrencia de éstos y posterior al evento.

De este modo, se puede observar que para los accidentes de origen tecnológico, se aplica perfectamente el concepto básico de gestión de riesgos. Es decir, es posible disminuir un riesgo si se actúa tanto en la "probabilidad" de la ocurrencia de un evento no deseado, como en las "consecuencias" generadas por tal evento.

Entre los diversos tipos de accidentes tecnológicos, se puede destacar como de especial interés el accidente químico, el cual se puede definir como un acontecimiento o situación que resulta en la liberación de una o varias sustancias peligrosas para la salud humana y/o el medio ambiente, a corto o largo plazo.

Los accidentes que entrañan riesgos mayores pueden comenzar con:

- la fuga de un compuesto inflamable, la mezcla del mismo con el aire, la formación de una nube de vapor inflamable y el desplazamiento de ésta hasta una fuente de ignición, lo que ocasiona un incendio o una explosión.

- la fuga de compuestos tóxicos, la formación de una nube de vapores tóxicos y el desplazamiento de ésta.

Igualmente, el efecto puede desplazarse a otras plantas de procesos, fábricas o industrias, localizadas en las cercanías y en las que existan productos químicos inflamables, reactivos o tóxicos, de modo que la catástrofe aumenta (el denominado "efecto dominó").

Se describen los fenómenos de riesgo de una refinería de crudo: Dispersión de Sustancias Tóxicas o Peligrosas y Explosión de una Nube de vapor ("VCE"), Rebosamiento Violento de un Líquido por Ebullición ("Boil-Over"), Explosión de los Vapores en Expansión de un Líquido en Ebullición (BLEVE).

Los códigos de ingeniería normalmente utilizados en el diseño de instalaciones no contemplan todos los posibles eventos y escenarios que generan accidentes, por lo tanto la sola aplicación de un código o conjunto de códigos de ingeniería no garantiza la integridad y seguridad de una instalación.

Entre los aspectos más importantes, no siempre considerados cuando se diseña una instalación con el solo uso de códigos de ingeniería, se pueden mencionar:

- Eventos sobre los cuales no se ha tenido experiencia previa.
- Eventos catastróficos de baja probabilidad de ocurrencia, tales como: sabotaje, terremotos, maremotos, caída de aviones, guerra, etc.
- Incidencias no reconocidas en el diseño, tales como: error humano y falla de los sistemas de protección.

La aplicación exitosa de todo código de ingeniería, presupone que todas sus provisiones y requerimientos serán cumplidos completamente y que el sistema es seguro mientras los sistemas de protección operen cuando sea requerido. No obstante, la realidad ha mostrado que tanto la gente como los sistemas de protección son susceptibles a fallas y pueden por tanto permitir o incluso originar la ocurrencia de accidentes.

Por las razones antes expuestas, esta filosofía de diseño seguro para una refinería de crudo, establece como buena práctica de ingeniería el uso conjunto de los códigos de diseño, criterios de seguridad intrínseca, criterios de diseño por capas de seguridad y análisis cuantitativo de riesgos, para el diseño de todas las instalaciones de procesos.

El tipo de estudio, según el nivel de conocimiento del objeto investigado, es proyectivo, en virtud de que el objetivo del mismo busca proponer un **“SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO”**, a fin de disponer de una herramienta que permita minimizar, eliminar y/o controlar, de manera sistemática, los diferentes tipos de riesgos asociados a las actividades operacionales de una refinería de crudo; y sobre todo que permita ayudar en prevenir la ocurrencia o minimizar las consecuencias de fugas catastróficas de materiales tóxicos o explosivos asociados a las actividades de una refinería de crudo; así como también desarrollar los elementos del sistema de gestión ambiental que permita una gestión sostenible ambientalmente.

El estudio es enfocado hacia la propuesta de un **“SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO”**.

El sistema propuesto puede usarse durante las etapas de ingeniería: diseño, construcción, pre-comisionado, comisionado, arranque, operación, mantenimientos mayores o mantenimientos ordinarios, modificaciones de instalaciones y desmantelamientos de las mismas. Ello aplica especialmente a procesos químicos altamente peligrosos e instalaciones, de una refinería de crudo.

De acuerdo a la naturaleza y características del problema objeto del estudio, según su propósito, este estudio, se enmarca dentro del estudio aplicado o proyecto factible, por cuanto a través del desarrollo se propondrán alternativas o propuestas de un **“SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO”**, en torno a la problemática en materia de seguridad y ambiente.

Las técnicas para la formulación del modelo o sistema propuesto, que en este caso es un sistema de gestión en seguridad y ambiente, aseguran las pautas definidas de acuerdo a un proyecto factible, es decir, cubre las fases de estudio, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable o sistema propuesto, operacionalizado en un Sistema de Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos y Sistema de Gestión Ambiental en una Refinería de Crudo, para solucionar el problema planteado.

Se puede decir que el sistema de gerencia propuesto “**SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO**”, se basa en dos pilares fundamentales, que son el sistema de gerencia de seguridad de procesos químicos y el sistema de gestión ambiental. Estos pilares del sistema de gestión propuesto son el modelo operativo del proyecto factible:

A.-SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS EN UNA REFINERÍA DE CRUDO

- Información de Seguridad de los Procesos Químicos
- Análisis de Riesgos de los Procesos Químicos
- Manejo del Cambio
- Procedimientos Operacionales
- Prácticas de Trabajo Seguro
- Seguridad de Contratistas
- Adiestramiento
- Aseguramiento de Calidad e Integridad Mecánica de Equipos Críticos
- Revisión de Seguridad Pre-arranque
- Respuesta y Control de Emergencias
- Investigación de Accidentes e Incidentes
- Evaluación del Sistema

B.- SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO

Requisitos del Sistema de Gestión Ambiental

- Generalidades
- Política ambiental
- Planificación
 - ❖ Aspectos ambientales
 - ❖ Requisitos legales y varios

- ❖ Objetivos y metas
- ❖ Programa de gestión ambiental
- Implementación y operación
 - ❖ Estructura y responsabilidad
 - ❖ Capacitación, conciencia y competencia
 - ❖ Comunicación
 - ❖ Documentación del sistema de gestión ambiental
 - ❖ Control de documentos
 - ❖ Control operativo
 - ❖ Preparación en caso de emergencia y respuesta
- Comprobación y acción correctiva
 - ❖ Control y medida
 - ❖ No-conformidad y acción correctiva y preventiva
 - ❖ Registros
 - ❖ Auditoría del sistema de gestión ambiental
- Revisión de dirección

El modelo operativo que se propone contiene las listas de chequeo o verificación a fin de hacerlo factible a la Gerencia de una Refinería de Crudo, las cuales son:

- Lista de Chequeo : Información de Seguridad de los Procesos Químicos
- Lista de Chequeo : Análisis de Riesgos de los Procesos Químicos
- Lista de Chequeo : Manejo del Cambio
- Lista de Chequeo : Procedimientos Operacionales
- Lista de Chequeo : Prácticas de Trabajo Seguro
- Lista de Chequeo : Seguridad de Contratistas
- Lista de Chequeo : Adiestramiento
- Lista de Chequeo : Aseguramiento de Calidad e Integridad Mecánica de Equipos Críticos
- Lista de Chequeo : Revisión de Seguridad Pre-arranque
- Lista de Chequeo : Respuesta y Control de Emergencias
- Lista de Chequeo : Investigación de Accidentes e Incidentes

➤ Lista de Chequeo : Evaluación del Sistema

En cuanto al objetivo general el sistema de gerencia propuesto: **“SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO”**, se concluye que puede ayudar sistemáticamente a prevenir la ocurrencia o minimizar las consecuencias, de fugas catastróficas de materiales tóxicos o explosivos, y puede permitir una gestión sostenible ambientalmente, en una refinería de crudo; para minimizar los daños a las personas, a las instalaciones y al ambiente; mediante la implantación y desarrollo de los elementos del Sistema de Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos y Sistema de Gestión Ambiental.

En cuanto a los objetivos específicos se concluye que:

- Se describe la filosofía de ingeniería de diseño seguro de plantas de procesos químicos en una refinería de crudo.
- Se proponen los elementos de un sistema de gerencia de seguridad de procesos químicos en una refinería de crudo.
- Se estima cuál es la información de seguridad de los procesos que requiere una refinería de crudo.
- Se analizan cuáles son los análisis de riesgos de los procesos en una refinería de crudo.
- Se propone la metodología para el manejo del cambio en una refinería de crudo.
- Se considera cuáles son los procedimientos operacionales en una refinería de crudo.
- Se formulan las prácticas de trabajo seguro en una refinería de crudo.
- Se adoptan los métodos de seguridad de contratistas en una refinería de crudo.
- Se formulan cuáles son los procedimientos de integridad mecánica en una refinería de crudo.
- Se escogen los procedimientos de respuesta y control de emergencias en una refinería de crudo.
- Se adoptan los procedimientos a seguir para el adiestramiento en una refinería de crudo.

- Se comprueban los procesos de revisión de seguridad pre-arranque en una refinería de crudo.
- Se confirman los protocolos de investigación de accidentes e incidentes en una refinería de crudo.
- Se sintetizan los requisitos del sistema de gestión ambiental en una refinería de crudo.

En cuanto a las interrogantes del estudio planteadas, se puede concluir que con la implantación del modelo operativo planteado en el **“SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO”**, se puede:

- prevenir la ocurrencia de hechos como los accidentes y explosiones catastróficas en refinerías de crudo.
- reducir las consecuencias de accidentes y escapes de sustancias tóxicas, reactivas, inflamables y explosivas, en los procesos de una refinería de crudo, que pudieran afectar a las personas, a las instalaciones y al ambiente.
- alcanzar cero (0) accidentes en materia de seguridad y ambiente en una refinería de crudo.
- desarrollar las operaciones de una refinería de crudo, en armonía con el ambiente y las comunidades vecinas.
- lograr un manejo de los riesgos en una refinería de crudo.
- implantar un sistema de gestión ambiental en una refinería de crudo.



INTRODUCCIÓN

La evolución de la industria química, petrolera y petroquímica en el mundo, principalmente después de la Segunda Guerra Mundial, es de gran importancia para el desarrollo social, económico y para la vida moderna, dado que diariamente la humanidad usa diversos tipos de productos y materiales, en los que está presente una gran variedad de sustancias químicas.

La gran diversidad de productos en el ámbito mundial, como también la existencia de procesos químicos cada vez más complejos, y el almacenamiento y transporte de las sustancias producidas por la industria química, petrolera y petroquímica, hace que el organismo humano esté expuesto a una serie de sustancias químicas que pueden representar un riesgo para su salud; también el ambiente puede ser expuesto a estas sustancias por lo cual las sustancias producidas por la industria química, petrolera y petroquímica, pueden igualmente ser un riesgo para el ambiente circundante.

En este sentido, la prevención y el control de los riesgos es un aspecto prioritario en las políticas y programas, tanto de la industria química, como de las industrias petrolera y petroquímica, en el ámbito nacional e internacional. Su objetivo es disminuir la posibilidad de ocurrencia de accidentes, enfermedades ocupacionales y daños al ambiente, de mitigar los impactos o consecuencias de pérdidas humanas, materiales y financieras, e impactos ambientales, que pudieran afectar su continuidad operacional y la ventaja competitiva de la buena imagen.

La diversidad de los riesgos y la importancia de su control para la continuidad y competitividad de estas industrias, han sido razones fundamentales para que en los últimos años orienten sus esfuerzos al desarrollo de una cultura preventiva en la cual todos los estratos organizacionales y gubernamentales, participen y autogestionen sistemáticamente el control de los riesgos en las actividades que ejecutan o por las cuales son responsables.

Estas complejas actividades operacionales implican riesgos potenciales, dentro de cada una de las fases de los procesos de la industria química, petrolera y petroquímica. En este mismo orden de ideas, se deben identificar, evaluar, minimizar y/o controlar de manera sistemática, los diferentes tipos de riesgos asociados con estas





actividades operacionales. De igual forma, se debe poseer una herramienta gerencial que permita ayudar en prevenir la ocurrencia o minimizar las consecuencias de fugas catastróficas de materiales tóxicos o explosivos asociados a las actividades de una refinería de crudo.

Es así, como se plantea proponer un **“SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO”**.

En resumen, la propuesta de un Sistema de Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos y Sistema de Gestión Ambiental en una Refinería de Crudo, a fin de minimizar daños a las personas, a las instalaciones y al ambiente, por fugas catastróficas de sustancias tóxicas o explosivas, permite sistematizar el manejo adecuado de los riesgos y lograr una mayor efectividad en los resultados de la operación y gerencia de la refinería de crudo, mediante una interrelación eficiente en el manejo mancomunado de los distintos tipos de riesgos. Igualmente, promueve un compromiso activo y el desarrollo de una cultura en seguridad y ambiente, que facilita el mejor uso de los recursos y hace efectiva la predicción, prevención y control de los riesgos, con la consiguiente reducción de pérdidas de vidas humanas y pérdidas materiales, daños al ambiente y daños a terceros.





CAPÍTULO I.-EL PROBLEMA Y SU DELIMITACIÓN

Este capítulo está organizado de la siguiente forma: abarca el planteamiento del problema, las interrogantes del estudio, los objetivos del estudio, los objetivos generales, los objetivos específicos, la justificación e importancia, la delimitación o alcance y las variables.

1.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La aplicación por el custodio de una instalación y específicamente de una refinería de crudo, de principios y sistemas administrativos para la identificación, evaluación y control de los riesgos asociados a los procesos industriales en las fases de diseño, construcción, arranque, operación, inspección, mantenimiento, modificación de instalaciones y desmantelamiento, a objeto de evitar la ocurrencia o reducir las consecuencias de escapes de sustancias tóxicas, reactivas, inflamables o explosivas que pudieran resultar en accidentes severos, mayores o catastróficos; denota estructurar un sistema de gestión que abarque sistemáticamente todos los esfuerzos de los operadores y gerentes, tendientes a evitar accidentes catastróficos que pudieran afectar las personas, el ambiente, las instalaciones y las comunidades vecinas.

Igualmente, organizaciones de todo tipo, y específicamente las refinerías de crudo, están cada vez más preocupadas en alcanzar y demostrar sólidos resultados ambientales, controlando el impacto de sus actividades, productos y servicios en el medio ambiente, tomando en consideración su política y objetivos ambientales. Todas estas actividades se desarrollan dentro del contexto de legislaciones cada vez más exigentes, el desarrollo de políticas económicas y otras medidas para promover protección ambiental, y un aumento de la preocupación de partes interesadas acerca de temas ambientales incluyendo un desarrollo adecuado.

Muchas organizaciones y sobre todo refinerías de crudo, se han sometido a "revisiones" o "auditorías" ambientales para evaluar sus resultados ambientales. Estas "revisiones" y "auditorías" de por sí, sin embargo, puede que no sean suficientes para proporcionar a una organización con la seguridad de que sus resultados no solamente





satisfacen, sino que continuarán satisfaciendo, sus requisitos legales y de política. Para que sean efectivos, necesitan llevarse a cabo dentro de un sistema de gestión estructurado e integrado con actividad directiva general.

Un sistema de este tipo permite a una refinería de crudo establecer y evaluar la eficacia de procedimientos para establecer una política y objetivos ambientales, alcanzar conformidad con los mismos, y demostrar tal conformidad a otros. La meta global del sistema es apoyar la protección ambiental y la prevención de contaminación en equilibrio con las necesidades socioeconómicas.

La gestión ambiental abarca una amplia gama de temas que incluye aquellos con aplicaciones estratégicas y competitivas. Demostración de la implementación con éxito del sistema, puede usarse por una organización o una refinería de crudo, para asegurar a las partes interesadas que un sistema de gestión ambiental apropiado está implementado.

La adopción e implementación de una gama de técnicas de gestión ambientales de forma sistemática, puede contribuir a resultados óptimos para todas las partes interesadas de una refinería de crudo. Sin embargo, la adopción de esta especificación no garantizará de por sí resultados ambientales óptimos.

A fin de alcanzar los objetivos ambientales, el sistema de gestión ambiental debe alentar a las organizaciones de una refinería de crudo, a considerar la implementación de la mejor tecnología existente donde sea apropiado y donde sea económicamente posible. Además, debe tomar en consideración en su totalidad, la eficacia de costo de tal tecnología.

Mientras que los sistemas de gestión de calidad tratan con las necesidades de los clientes, los sistemas de gestión ambientales tratan las necesidades de una amplia gama de partes interesadas y las cambiantes necesidades de protección ambiental de la sociedad.

Es por ello que se requiere aplicar un sistema de gestión ambiental en una refinería de crudo.

Todo lo anterior hace ver la necesidad de establecer un sistema de gerencia de seguridad de procesos químicos y sistema de gestión ambiental en una refinería de crudo.

1.2.- INTERROGANTES DEL ESTUDIO





En cuanto a la industria química, petrolera y petroquímica y en especial, en una refinería de crudo, en relación a sus planes de expansión, la normativa ambiental vigente, la edad cronológica de las mismas, lo complejo de las operaciones de sus procesos químicos y los accidentes ocurridos hasta la fecha, plantean varias interrogantes:

¿De qué manera se puede prevenir la ocurrencia de hechos como los accidentes y explosiones catastróficas en refinerías de crudo?.

¿A través de qué medios se pueden reducir las consecuencias de accidentes y escapes de sustancias tóxicas, reactivas, inflamables y explosivas, en los procesos de una refinería de crudo, que pudieran afectar a las personas, a las instalaciones y al ambiente?.

¿Existen sistemas de seguridad de procesos químicos que permitan alcanzar cero (0) accidentes en materia de seguridad y ambiente en una refinería de crudo?.

¿Es posible desarrollar las operaciones de una refinería de crudo, en armonía con el ambiente y las comunidades vecinas?.

¿Es posible lograr un manejo de los riesgos en una refinería de crudo?.

¿ De qué manera se puede implantar un sistema de gestión ambiental en una refinería de crudo?.

1.3.- OBJETIVOS DEL ESTUDIO

Los objetivos que se buscan completar con el siguiente trabajo son:

1.3.1.- Objetivo General

Proponer un “**SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO**”, a fin de disponer de una herramienta gerencial que permita ayudar en prevenir la ocurrencia o minimizar las consecuencias, de manera sistemática, de fugas catastróficas de materiales tóxicos o explosivos asociados a las actividades de una refinería de crudo, para minimizar los daños a las personas, a las instalaciones y al





ambiente, mediante la implantación y desarrollo de los elementos del sistema; así como también desarrollar los elementos del sistema de gestión ambiental que permita una gestión sostenible ambientalmente.

1.3.2.- Objetivos Específicos

1. Describir la filosofía de ingeniería de diseño seguro de plantas de procesos químicos en una refinería de crudo.
2. Proponer los elementos de un sistema de gerencia de seguridad de procesos químicos en una refinería de crudo.
3. Estimar cuál es la información de seguridad de los procesos que requiere una refinería de crudo.
4. Analizar cuáles son los análisis de riesgos de los procesos en una refinería de crudo.
5. Proponer la metodología para el manejo del cambio en una refinería de crudo.
6. Considerar cuáles son los procedimientos operacionales en una refinería de crudo.
7. Formular las prácticas de trabajo seguro en una refinería de crudo.
8. Adoptar los métodos de seguridad de contratistas en una refinería de crudo.
9. Formular cuáles son los procedimientos de integridad mecánica en una refinería de crudo.
10. Escoger los procedimientos de respuesta y control de emergencias en una refinería de crudo.
11. Adoptar los procedimientos a seguir para el adiestramiento en una refinería de crudo.
12. Comprobar los procesos de revisión de seguridad pre-arranque en una refinería de crudo.
13. Confirmar los protocolos de investigación de accidentes e incidentes en una refinería de crudo.
14. Sintetizar los requisitos del sistema de gestión ambiental en una refinería de crudo.

1.4.- JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA





La prevención y el control de los riesgos es un aspecto prioritario en las políticas y programas de la industria química, petrolera y petroquímica, en el ámbito nacional y mundial. Su objetivo es disminuir la posibilidad de ocurrencia de accidentes e impactos ambientales y de mitigar los impactos o consecuencias de pérdidas humanas, ambientales, materiales y financieras, que pudieran afectar su continuidad operacional y la ventaja competitiva de la buena imagen.

La diversidad de riesgos y la importancia de su control para la continuidad operacional y la competitividad de estas industrias, han sido razones fundamentales para orientar esfuerzos en los últimos años al desarrollo de una estrategia que permita implantar y consolidar sistemas gerenciales de manejo de esos riesgos. De esta manera, se busca desarrollar una herramienta gerencial, que permita ayudar en prevenir la ocurrencia o minimizar las consecuencias, de manera sistemática, de fugas catastróficas de materiales tóxicos o explosivos asociados a las actividades de una refinería de crudo, para minimizar los daños a las personas, a las instalaciones y al ambiente, mediante la implantación y desarrollo de los elementos del sistema; así como también desarrollar los elementos del sistema de gestión ambiental que permita una gestión sostenible ambientalmente. En esta perspectiva se difundirá una cultura de prevención, en la cual todos los estratos organizacionales participen y autogestionen sistemáticamente el control de los riesgos y del ambiente, en las actividades que ejecutan o por las cuales son responsables.

En el caso particular de las instalaciones industriales ubicadas en áreas sensibles ecológicamente, en áreas cercanas a poblaciones o en áreas remotas y con la finalidad de disminuir los riesgos que representan sus actividades para la comunidad, el ambiente circundante, y su personal, se hace necesario proponer un **“SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO”**.

El desarrollo de este sistema de gerencia de seguridad de procesos químicos y sistema de gestión ambiental en una refinería de crudo, constituye una herramienta de vital importancia a la gerencia de las instalaciones de plantas de procesos químicos y en especial de una refinería de crudo. En él se presentan un conjunto de políticas, principios, lineamientos, filosofías y estrategias en seguridad y ambiente, a fin de





obtener una sistematización del manejo estratégico de los riesgos que permite introducir una cultura de prevención en seguridad y ambiente, de cada una de las actividades de diseño, operación, mantenimiento, automatización, ingeniería y desmantelamiento, de estas instalaciones; que permita ayudar en prevenir la ocurrencia o minimizar las consecuencias de fugas catastróficas de materiales tóxicos o explosivos asociados a las actividades de una refinería de crudo y optimizar la gestión ambiental.

1.5.- DELIMITACIÓN O ALCANCE

El estudio estará circunscrito a la propuesta de un “**SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO**”, para ser aplicados en las instalaciones industriales mencionadas.

1.6.- VARIABLES

Es, metodológicamente hablando, la manera más expedita de focalizar los aspectos de la realidad que se estudia, lo cual nos evita desviar la indagación a la búsqueda de información no relevante y por lo tanto poco útiles para el logro de las metas propuestas. La variable es en principio una dimensión de un objeto, un atributo que puede variar de una o más maneras y que sintetiza conceptualmente lo que se quiere conocer acerca de las unidades de análisis.

Tabla 1.-*Variables, Dimensiones e Indicadores*

VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES
Accidentes	Alto	➤ Número de Accidentes
Incidentes	Medio	➤ Número de Derrames
Derrames	Bajo	➤ Número de Incidentes
Tipos de procesos de las Refinerías		➤ Frecuencia bruta
		➤ Severidad





CAPÍTULO II.- MARCO REFERENCIAL

Los accidentes ambientales se pueden definir como eventos inesperados que afectan, directa o indirectamente, la seguridad y la salud de la comunidad involucrada y causan impactos en el ambiente.

Los accidentes ambientales se pueden caracterizar de dos maneras diferentes:

a. Desastres naturales: Son las catástrofes provocadas por fenómenos de la naturaleza. En su mayoría no interviene la mano del hombre. En esta categoría están incluidos los terremotos, maremotos, huracanes, tormentas tropicales, inundaciones, deslaves, incendios forestales, sequías y hambrunas.

b. Desastres tecnológicos: Son las catástrofes provocadas por las actividades realizadas por el hombre, tales como los accidentes nucleares, las fugas de sustancias químicas, explosiones, incendios, derrames de hidrocarburos y otros.

Si bien las causas que originan estos dos tipos de catástrofes son independientes, algunas veces pueden estar relacionadas, como en el caso de una fuerte tormenta que ocasiona daños en una planta industrial de procesos químicos. En tal situación, además de los daños directos provocados por el fenómeno natural, también puede haber otros problemas derivados de los impactos en las instalaciones de la planta industrial afectada.

Las intervenciones del hombre en la naturaleza también pueden contribuir a la ocurrencia de accidentes naturales. Por ejemplo, el uso y ocupación desordenada del suelo puede acelerar los procesos de deslizamientos de tierras.

Sin embargo, como por lo general es difícil prevenir la mayoría de los accidentes naturales, en diversos países del mundo, principalmente en donde estos fenómenos son más frecuentes, se ha invertido en sistemas y equipos de protección civil para atender estas situaciones.

Se puede afirmar que la mayoría de los accidentes de origen tecnológico es previsible, por lo que se debe trabajar principalmente en la prevención de estos episodios, sin descuidar la preparación e intervención durante la ocurrencia de éstos y posterior al evento.





De este modo, se puede observar que para los accidentes de origen tecnológico, se aplica perfectamente el concepto básico de gestión de riesgos. Es decir, es posible disminuir un riesgo si se actúa tanto en la "probabilidad" de la ocurrencia de un evento no deseado, como en las "consecuencias" generadas por tal evento.

Entre los diversos tipos de accidentes tecnológicos, se puede destacar como de especial interés el accidente químico, el cual se puede definir como un acontecimiento o situación que resulta en la liberación de una o varias sustancias peligrosas para la salud humana y/o el medio ambiente, a corto o largo plazo.

Las consecuencias de los accidentes químicos están asociadas a diferentes tipos de impactos en el medio ambiente, las personas o el patrimonio (público y privado). Así, se resumen los daños causados por esos eventos como sigue:

1. Pérdida de vidas humanas
2. Daños a la salud humana
3. Daños económicos
4. Impactos ambientales
5. Efectos psicológicos en la población
6. Compromiso de la imagen de la industria y el gobierno.

Ha habido varios casos de desastres industriales mayores relacionados con el uso de productos químicos. Aunque se trata de accidentes individuales, diferentes en cuanto al modo en que acontecieron y a los productos químicos que los provocaron, todos ellos presentan una característica común: fueron sucesos incontrolados en los que se produjeron incendios, explosiones o la liberación de compuestos tóxicos, y que ocasionaron daños o incluso el fallecimiento de un gran número de personas tanto dentro como fuera de la planta de procesos, refinería de petróleo, fábrica o industria, o bien provocaron grandes daños materiales y/o daños ambientales.

Los accidentes que entrañan riesgos mayores pueden comenzar con:

- la fuga de un compuesto inflamable, la mezcla del mismo con el aire, la formación de una nube de vapor inflamable y el desplazamiento de ésta hasta una fuente de ignición, lo que ocasiona un incendio o una explosión.





- la fuga de compuestos tóxicos, la formación de una nube de vapores tóxicos y el desplazamiento de ésta.

Estas nubes pueden afectar directamente al lugar en que se generan y es posible que también a las zonas pobladas limítrofes. Si se trata de compuestos inflamables, el mayor peligro lo entraña el escape repentino de gases o de líquidos volátiles. Si la nube se incendia, los efectos de la combustión dependerán de muchos factores; por ejemplo, la velocidad del viento y el grado de dilución de la nube. La zona afectada estará limitada, por lo general, a unos pocos cientos de metros alrededor del lugar del accidente.

Mucho más extensas pueden ser las zonas afectadas cuando se produce una liberación de materiales tóxicos de forma repentina o en grandes cantidades. En condiciones favorables, una nube de este tipo puede seguir conteniendo concentraciones letales de tóxicos aún después de haber recorrido varios kilómetros desde el lugar del accidente. La magnitud del accidente depende del número de personas que se encuentren en el recorrido de la nube, así como de la eficiencia de los dispositivos de emergencia (la evacuación antes de que la nube alcance las zonas pobladas, por ejemplo).

Igualmente, el efecto puede desplazarse a otras plantas de procesos, fábricas o industrias, localizadas en las cercanías y en las que existan productos químicos inflamables, reactivos o tóxicos, de modo que la catástrofe aumenta (el denominado "efecto dominó").

En las décadas de los años 70, 80 y 90 del siglo pasado, han ocurrido una serie de accidentes catastróficos de índole tecnológico relacionado con líquidos y gases tóxicos, reactivos o inflamables, que han obligado a las autoridades gubernamentales de muchos países a elaborar e implantar legislaciones y regulaciones, dirigidas a eliminar la posibilidad de ocurrencia de estos eventos y sus consecuencias para efectos de la protección de las personas, instalaciones y el ambiente.

En este sentido, se pueden mencionar, algunos de los accidentes catastróficos ocurridos a nivel local y mundial, los cuales son:

a) Accidentes en plantas de procesos químicos, refinerías de petróleo, plataformas de petróleos costa afuera y plantas petroquímicas:





- La de la Bahía de Minamata en Japón entre 1932 y 1968, donde se vertieron a las aguas aproximadamente 27 toneladas de compuestos con mercurio.
- 1969 – Venezuela. Refinería Puerto La Cruz Explosión e Incendio de la Torre Destiladora (DA-1) y el incendio de 8 tanques de crudos y productos.
- 1974 - Flixborough (UK), Explosión de vapor no confinada (UVCE) de ciclohexano. 28 muertos y cientos de heridos. Destrucción completa de las instalaciones.
- 1974 – Venezuela. Refinería Puerto La Cruz Explosión e Incendio Torre Fraccionadora (FCC).
- 1974 - Cubato (Brasil). Bola de fuego de gasolina por fuga de un oleoducto. Al menos 500 muertos. Graves daños al medio ambiente.
- 1976 - El escape de gases en Seveso (Italia), que se produce al estallar una válvula de seguridad de una industria química liberando al ambiente TCDD (2,3,7,8 tetraclorodibenzodioxina), una de las dioxinas más peligrosas. Sin muertes. Evacuación de más de 1.000 personas. Abortos espontáneos y contaminación del suelo. Autoridades ilocalizables (fin de semana). Las primeras medidas se tomaron a los cuatro días.
- 1978 - Camping Los Alfaques, San Carlos de la Rápita (España). Explosión (Boiling liquid expanding vapor explosions: BLEVE: Explosión de los Vapores en Expansión de un Líquido en Ebullición) de un camión sobrecargado de propileno al chocar contra un camping. 215 muertos. Destrucción completa del camping.
- 1984 - 2 de diciembre. La tragedia de Bhopal en la India, durante la noche fueron liberados, provenientes de una fábrica de en una planta de fabricación de insecticidas, casi 40 toneladas de gases letales. Escape de gas metilisocianato. Constituyendo el peor desastre químico de la historia de la humanidad. Aproximadamente 3.500 muertes directas y el mismo número de personas en condiciones críticas. Igualmente, aproximadamente unas 150.000 personas requirieron tratamiento médico. Estas son cifras conservadoras. Efectos a largo plazo: cegueras, trastornos mentales, lesiones hepáticas y renales. La nube tóxica atravesó una de las vías de evacuación.
- 1984 – San Juan de Ixhuatepec, México D.F. (México). Numerosas explosiones de depósitos y tanques de GLP debidas a una fuga y posterior explosión no confinada de GLP. Más de 500 muertos. Más de 4.500 heridos. Más de 1.000





desaparecidos. Destrucción masiva de viviendas. Efecto dominó procedente de la primera UVCE.

- 1988 - Piper Alpha, Mar del Norte, U.K. Explosión en una plataforma petrolera (167 fatalidades). Pérdida total.

- 1989 - Pasadena, Texas, Usa. Explosión de una mezcla inflamable de productos químicos en un complejo petroquímico (23 fatalidades), 132 heridos, 700 MM \$ en pérdidas.

- 1990 - Channel - View, Texas, Usa. Explosión e incendio de vapores de productos químicos en una planta petroquímica (17 fatalidades), 22 heridos, 13 MM \$ pérdidas.

- 1992 - Guadalajara (México). Serie de explosiones en la red de alcantarillado de la ciudad de Guadalajara por vertidos incontrolados de combustible procedente de la planta de Petróleos Mexicanos, PEMEX. 190 muertos y 470 heridos, 6.500 damnificados. Destrucción de 1.547 edificaciones. Daños en 100 escuelas y 600 vehículos. Entre 13 y 14 kilómetros de calles destruidas.

- 1993 - Venezuela. Tejerías, Autopista Caracas – Valencia. Deflagración e incendio de una nube de vapores de un sistema de transmisión de gas natural (51 fatalidades), 30 heridos.

- 1993 - Venezuela. Planta Compresora de Gas – Lama, Lago de Maracaibo. Explosión de nube de gas (23 fatalidades). Pérdida total.

- 5 diciembre 1996, Rusia: Mueren tres personas y otras cuatro resultan heridas tras la explosión en una refinería de petróleo en la región de Irkutsk (Siberia occidental).

- 14 septiembre 1997 - India: 56 personas muertas en un incendio causado por una explosión en una refinería de petróleo en Hyderabad (sur). Más de 150.000 personas son evacuadas.

- 16 enero 1998 - Argentina: dos personas fallecen en la explosión de un contenedor con 3.000 m³ de petróleo en las instalaciones de la sociedad petrolera Termap, en Caleta Olivia (sur).

- 1998 – Venezuela. Refinería Puerto La Cruz. Fuga de gas (Isobutano / alquilato) con explosión e incendio en la Torre Depropanizadora (T-2) de la unidad de alquilación. Sin heridos.





- 4 diciembre 1999, Tailandia: Mueren siete personas en una explosión en una refinería de Thai Oil, cerca de Si Racha, en la costa este del país.
- 25 junio 2000, Kuwait: Seis obreros resultan muertos en una explosión provocada por una fuga de gas en la principal refinería del país, Al-Ahmadi, a 40 km. al sur de la capital.
- 21 febrero 2003, Estados Unidos: Dos personas mueren, y otra resulta gravemente herida, en un explosión provocada por un incendio en una terminal de productos petroleros de ExxonMobil en Staten Island, un barrio de Nueva York.
- 14 agosto 2003, España: ocho obreros mueren en una explosión accidental provocada por una fuga de gas en un complejo petroquímico del grupo petrolero Repsol YPF en Puertollano (230 Km. al sur de Madrid).
- 20 enero 2004, Indonesia: mueren cuatro personas, y otras 46 resultan heridas, en un incendio que devasta el complejo petroquímico de Gresik, al este de la isla Indonesia de Java.
- 1 septiembre 2004, Sudáfrica: nueve personas mueren, y 140 resultan heridas, en una explosión accidental en la fábrica de etileno del complejo petroquímico de Sasol, el mayor del país.
- 30 octubre 2004, China: Siete obreros mueren en una explosión en la refinería de petróleo de Daqing, provincia de Heilongjiang (noreste).
- 23 marzo 2005, Estados Unidos: Al menos 14 muertos y más de 70 heridos en la explosión de la mayor refinería estadounidense de BP, cerca de Houston (Texas). Esta refinería genera el 30% de la producción de BP en Estados Unidos y 3% del total de la producción estadounidense.

b) Derrames de hidrocarburos en el mar:

- 18 de marzo de 1967: La primera gran marea negra fue causada por el petrolero Torrey Canyon, que chocó contra unos arrecifes al suroeste de Inglaterra. Las 120.000 toneladas de crudo que transportaba el buque fueron derramadas al mar y generaron en pocos días una inmensa marea negra que alcanzó las costas inglesas y el litoral francés. El resultado fue estremecedor: más de 200.000 aves murieron y la





industria de la pesca quedó arruinada. El derrame cubría una superficie aproximada de 70 kilómetros de largo por 40 de ancho.

- 1976: Naufragio de petrolero español Urquiola a la entrada del puerto de La Coruña. Unas 100.000 toneladas de crudo perdidas.
- 1978: Varada del Amoco Cádiz, de bandera liberiana, en las costas de la Bretaña francesa. 220.000 toneladas de crudo derramadas al mar. (1.612.600 bbls).
- 1979: Naufragio y hundimiento del petrolero Atlantic Empress, de bandera griega, frente a las costas de la isla de Tobago, en el mar caribe. En julio de 1979, estos dos superpetroleros chocan frente a las costas de Tobago: el “Atlantic Express” y el “Aegean Captain”, debido a la niebla. 287.000 toneladas de petróleo derramadas al mar.
- el 3 de Junio de 1979: La plataforma de exploración IXTOC I explotó en la Bahía de Campeche cerca de la Ciudad del Carmen, México. Para el momento en que se logró controlarlo, se habían derramado unas 140 millones de galones de petróleo a la bahía. (454.752, 2 toneladas ó 3.333.333,3 bbls).
- 1983: Naufragio del petrolero español Castillo de Bellver en las costas de Sudáfrica. 252.000 toneladas de crudo fueron a parar al mar.
- 1988: Naufragio del Odyssey, perdido a 700 millas náuticas de la costa canadiense del Atlántico, 132.000 toneladas.
- 1989: Avería del casco del petrolero iraní Khark 5 (80.000 toneladas perdidas a 120 millas al oeste de la costa de Marruecos).
- 1989: Varada del Exxon Valdez, con bandera USA, en Prince William Sound (Alaska), con un derrame de 37.000 toneladas.
- 1991: Naufragio del ABT Summer a 700 millas de la costa de Angola (260.000 toneladas), y explosión del petrolero chipriota Haven frente al puerto de Génova con 144.000 toneladas de petróleo.
- 1992: Embarrancada del petrolero griego Aegean Sea en la entrada del puerto de La Coruña. España, 74.000 toneladas de crudo derramadas. La mancha de petróleo tenía 2 kilómetros de ancho por unos 20 de largo, y tomó fuego rápidamente. El enorme incendio en el mar causó grandes humaredas que afectaron a la ciudad de La Coruña. El accidente fue particularmente grave, en tanto las pésimas condiciones climáticas





impidieron trabajar en el barco. Por esa razón la mancha de crudo terminó afectando unos 200 kilómetros de costas gallegas.

- 1993: Embarrancada del Braer, de bandera liberiana, en las islas Shetland de Gran Bretaña, 85.000 toneladas de crudo al mar. Esa marea negra causó un gran desastre en las pesquerías de salmón que se encontraba en el momento del desove. Además afectó severamente la costa, sumándose un “efecto aerosol”, donde hidrocarburos volatilizados se esparcieron en tierra firme. Como resultado, en los primeros diez días se registraron tres mil aves muertas.

- 1994: la barcaza Morris J. Berman derramó aproximadamente 17.857 barriles (750.000 galones) de aceite Bunker C (fuel oil o gasoleo N. 6) en Playas de Punta Escambrón de San Juan, Puerto Rico.

- 1996: Naufragio del Sea Empress, de bandera liberiana, en Milford Haven (Sudoeste de Gales, Reino Unido). Derramadas 72.000 toneladas de petróleo.

- 1997: Quiebra del Nakhodka, de bandera rusa, a 60 millas al nordeste de las islas OKI, en Japón. 6.200 toneladas de fuel semi-pesado se derramaron en el mar.

- 1997: Nisos Amorgos, Buque tanque. Golfo de Venezuela. Derrame de 3,2 millones de litros de petróleo pesado. Alrededor de 20.000 barriles, provenientes de la carga de 474.615 barriles de petróleo pesado.

- 1997: Refinería Puerto La Cruz. Venezuela: Ocurrió un derrame de crudo de 5.142.000 barriles, el cual quedó confinado dentro de las instalaciones del patio de tanques.

- 1999: Naufragio y Hundimiento del Erika, bandera de Malta, fletado por Totalfinaelf, frente a las costas de la Bretaña francesa. 20.000 toneladas de fuel-oil pesado derramadas.

- Julio de 2000: Brasil. Por un olvido del encargado de abrir una válvula de un conducto que lleva petróleo, cuatro millones de litros de ese fluido se derramaron en la tierra y sobre el río Birigüi, afluente del río Iguazú.

- 2001: colisión del Baltic Carrier abanderado en las Islas Marshall, con el Torn, granelero chipriota, a 30 millas de Rostock (Alemania). Se derramaron 2.500 toneladas de fuel pesado.





- 16/01/2001: El Jessica se hundió en las Islas Galápagos, provocó un vertido de petróleo de bastante importancia.
- 20 de Marzo de 2001: Brasil. P-36. La mayor plataforma petrolera del mundo, de la empresa Petrobras, se hundió en el mar, frente al estado de Río de Janeiro. La estructura, de 120 metros de altura y 32.000 toneladas de peso, sufrió tres explosiones que provocaron la muerte de 11 obreros. Se calcula que se derramó 1,2 millones de litros de diésel y 300.000 litros de petróleo.
- Noviembre de 2001: Brasil. La bahía de Guanabara, que baña las costas de Río de Janeiro, fue contaminada luego de la rotura de un oleoducto. El escape de unos cien metros cúbicos de aceite se registró por una grieta en una de las tuberías de la refinería de Manguinhos, de la empresa Petrobrás. La mancha se concentró cerca del puerto de Río y en los alrededores de la isla del Fundao, próxima al aeropuerto internacional Tom Jobim. Para reducir el impacto del derrame en las playas trabajaron unas 30 embarcaciones y se colocaron más de 6.000 metros de barreras flotantes. Fue el tercer accidente en la misma zona en poco más de dos meses; en septiembre y octubre de ese año también hubo derrames.
- 2002: naufragio del Prestige, bandera de Bahamas, frente a las costas de Galicia, España. 77.000 toneladas de fuel pesado llegaron al mar.
- 13 octubre 2002: Brasil. La P-34, plataforma petrolera de Petrobrás sufrió un accidente, frente al estado de Río de Janeiro, bahía de Guanabara, por un desperfecto eléctrico dejó a la plataforma inclinada con su lado izquierdo sumergiéndose en el atlántico. Fue construida para operar como buque tanque. Pero después se la transformó para la explotación petrolera off-shore. Tiene 240 metros de largo y funciona a 80 kilómetros de la costa. Produce diariamente 34.000 barriles de petróleo y 195.000 metros cúbicos de gas. Recibe la producción de 10 pozos perforados a una profundidad de 840 metros bajo el mar. Treinta de sus tripulantes nadaron durante 40 minutos para salvarse.





Figura 1.-Accidentes mayores en Refinería Puerto La Cruz

c) Accidentes Nucleares:

- 1957, Kasli, oeste de los Montes Urales (ex URSS). Contaminación de hasta 600 km² y la evacuación definitiva de más de 30 aldeas.
- 1957, Windscale Pile, Irlanda (Reino Unido de Gran Bretaña). Un incendio de un reactor de plutonio liberó yodo (I) radiactivo que contaminó 500 km² y destruyó 5,6 millones de litros de leche en la zona. En 1983 se supo de más de 200 casos de cáncer en la glándula tiroidea, sobre todo en niños.
- 1963, Indian Point (USA). Un escape radiactivo de esa central nuclear puso fin a la fauna de los ríos cercanos y contaminó los productos agrícolas.
- 1971, Monticello, Minnesota (USA). Más de 190.000 litros de agua radiactiva desbordaron del depósito de desechos del reactor y se volcaron en el río Mississippi. Parte del derrame afectó al suministro de agua potable de St.Paul.



- 1979, Erwin, Tennessee (USA). Escape de uranio (U) altamente enriquecido contaminó aproximadamente 1.000 personas con casi 5 veces la radiación que normalmente recibían por año.
- 1979, Harrisburg (USA), Three Mile Island, Pennsylvania. Fuga de vapor radiactivo en la planta nuclear de Three Mile Island, nube que cubrió 30 km². Se evacuó 106 personas. Con el tiempo nacieron criaturas con severas malformaciones genéticas. El escape radiactivo a través de los circuitos de refrigeración del reactor en la central nuclear de Three Mile Island produce el más grave de los accidentes nucleares conocidos en EE.UU., obligando a evacuar el área. Aunque finalmente no provoca víctimas directas causa alarma y conmoción. Una imprevista sucesión de fallas en los sistemas de operación y de procedimientos por parte de los operadores ponen en estado crítico el sistema de enfriamiento del reactor produciendo una grave fuga de materiales radiactivos a los circuitos secundarios que obligan a la evacuación de la planta y de sus alrededores. El suceso sensibiliza a la opinión pública a comienzos de una década en donde los riesgos de la utilización de este tipo de energía comenzará a sufrir serios cuestionamientos, por lo cual la difusión de los alcances del suceso son motivo de un cuidadoso tratamiento informativo.
- 1981, Japón. Durante una reparación en la planta de Tsurunga, 45 trabajadores quedaron expuestos a material radiactivo. La filtración contaminó el lecho de una bahía pesquera cercana.
- 1986, Gore, Oklahoma, (USA). Estallido de un cilindro de material nuclear excesivamente cargado tras ser recalentado en la planta Kerr McGee.
- 1986, Chernobyl, (Ucrania). Estallido/fusión del reactor (núcleo). 25 personas murieron en los meses posteriores, 18.000 hospitalizadas, 92.000 evacuadas. Profusión de cánceres y malformaciones. Contaminación de flora y fauna de Bielorrusia desde Kiev hasta Gornel. La nube radiactiva sobrevoló toda Europa. El accidente nuclear de Chernobyl (Ucrania, 26 de abril de 1986) produjo una emisión de aproximadamente 100 millones de Curies (Ci). Cerca de la mitad de esta emisión quedó dentro de los 30 Km. de distancia del reactor. Aparte de la exposición externa a la radiación queda el peligro de ingestión de alimentos contaminados sobre todo con Cesio-137, cuya vida media es



de 30 años y el efecto contaminante durará muchas décadas más. Tal contaminación se ha producido también en países vecinos, incluyendo algunas áreas del Reino Unido.

- En septiembre de 1999 - El accidente nuclear de Tokaimura, el más grave de Japón en su historia nuclear. Esta instalación de reprocesamiento de combustible nuclear, ubicada a solo 140 kilómetros de Tokio quedó varias horas expuesta a una reacción nuclear incontrolada que provocó graves escapes radiactivos y amenazó extenderse al resto de la planta con riesgo de desatar un nuevo proceso de fisión aun mayor y de impredecibles consecuencias. El accidente fue calificado por la Agencia Internacional de Energía como el más grave en su tipo después de la tragedia de Chernobyl. A tres meses del suceso el número de personas afectadas alcanzó a 150, incluyendo la primera muerte por los efectos de la radiación, en lo que representa un caso inédito en la historia de la energía atómica civil del Japón.

- El 15 de febrero de 2000 - Accidente en la central nuclear Con Edison, se produce una grave falla en las tuberías del reactor Indian Point 2 de la central nuclear - Con Edison - ubicada en Buchanan a 50 kilómetros de Nueva York; como resultado del mismo un escape de vapor radiactivo superó las instalaciones de contención y llegó a la atmósfera. La emergencia obligó a neutralizar el funcionamiento del reactor y el escape por procedimientos manuales. El accidente, el primero desde la inauguración de la planta en 1974, no habría provocado víctimas entre el personal pero produjo la consiguiente alarma en la población a pesar de no haberse detectado variación en los valores normales de radiactividad ambiental.

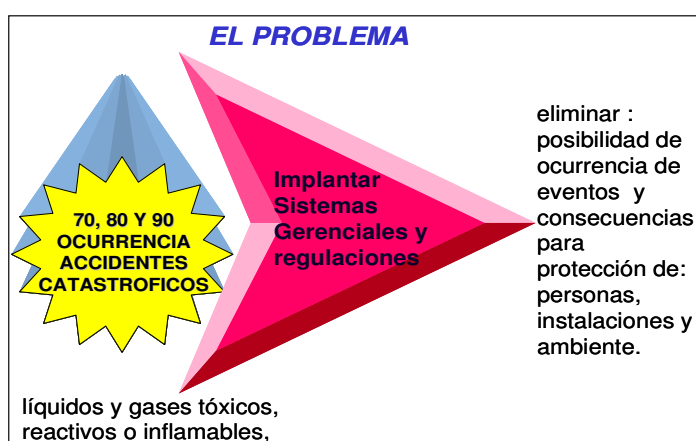


Figura 2.- Problema de ocurrencia de accidentes catastróficos



Por otra parte, han surgido guías y regulaciones internacionales para gerenciar los riesgos de los procesos de las industrias químicas altamente peligrosas, entre los cuales se pueden mencionar:

- La directiva de Seveso de la Comunidad Económica Europea, 1982.
- Gerencia Técnica de Seguridad de los Procesos Químicos, CCPS, “American Institute of Chemical Engineers”, 1989.
- American Petroleum Institute (API) - Standard. RP 750 “Management of Process Hazards”, 1990.
- Código de Práctica para la Prevención de Riesgos de Accidentes mayores de la Organización Internacional del Trabajo, 1991.
- Occupational Safety and Health Administration (OSHA) 29 CFR 1910 – 119. “Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals, Explosive and Blasting Agents”, 1992. Esta regulación (Gerencia de la Seguridad de los procesos químicos altamente peligrosos) se convierte en ley federal de USA una vez promulgada.

Por consiguiente, la aplicación de la ley y las reglamentaciones ambientales son cada vez más estrictas. Es por ello, que cada vez más, con mayor frecuencia, los clientes y accionistas de las refinerías de crudo son exigidos a que disminuyan el impacto ambiental producido por sus actividades, que demuestren lo que hacen para ello y cómo mejoran. El Sistema de Gestión Ambiental ayuda a las refinerías de crudo a controlar y administrar de manera exitosa los aspectos ambientales más significativos, por ejemplo: las emisiones atmosféricas, los efluentes líquidos, el manejo de desechos y sobre todo de desechos tóxicos y peligrosos, y la utilización de recursos naturales y el uso eficiente de la energía.

En este sentido, una mayor conciencia del desarrollo sustentable da a las refinerías de crudo, en cuanto a su desempeño ambiental, una ventaja comparativa en los mercados nacionales e internacionales. El Sistema de Gestión Ambiental prueba que la refinería toma medidas activas para cumplir con sus responsabilidades.

Un Sistema de Gestión Ambiental debe exigir a las organizaciones de una refinería de crudo, identificar todos los impactos ambientales y aspectos relacionados y luego implementar medidas para mejorar los procesos en áreas prioritarias con aspectos significativos. Debe establecer una mejor práctica para la gestión proactiva del impacto





ambiental de la organización. Si la refinería de crudo tiene un Sistema de Gestión Ambiental, significa que va más allá del mero cumplimiento de normativas legales y que su enfoque reside en la mejora continua.

Por otra parte, ha habido varios casos de desastres industriales mayores relacionados con el uso de productos químicos. Aunque se trata de accidentes individuales, diferentes en cuanto al modo en que acontecieron y a los productos químicos que los provocaron, todos ellos presentan una característica común: fueron sucesos incontrolados en los que se produjeron incendios, explosiones o la liberación de compuestos tóxicos, y que ocasionaron daños o incluso el fallecimiento de un gran número de personas tanto dentro como fuera de la fábrica, o bien provocaron grandes daños materiales y medioambientales.

Los accidentes que entrañan riesgos mayores pueden comenzar con:

- la fuga de un compuesto inflamable, la mezcla del mismo con el aire, la formación de una nube de vapor inflamable y el desplazamiento de ésta hasta una fuente de ignición, lo que ocasiona un incendio o a una explosión.
- la fuga de compuestos tóxicos, la formación de una nube de vapores tóxicos y el desplazamiento de ésta.

Estas nubes pueden afectar directamente al lugar en que se generan y es posible que también a las zonas pobladas limítrofes. Si se trata de compuestos inflamables, el mayor peligro lo entraña el repentino escape masivo de gases o de líquidos volátiles. Si la nube se incendia, los efectos de la combustión dependerán de muchos factores; por ejemplo, la velocidad del viento y el grado de dilución de la nube. La zona afectada estará limitada, por lo general, a unos pocos cientos de metros alrededor del lugar del accidente.

Mucho más extensas pueden ser las zonas afectadas cuando se produce una liberación de materiales tóxicos repentina o en grandes cantidades. En condiciones favorables, una nube de este tipo puede seguir conteniendo concentraciones letales de tóxicos aún después de haber recorrido varios kilómetros desde el lugar del accidente. La magnitud del accidente depende del número de personas que se encuentren en el





recorrido de la nube, así como de la eficiencia de los dispositivos de emergencia (el desalojo o evacuación, antes de que la nube alcance las zonas pobladas, por ejemplo).

Igualmente, el efecto puede desplazarse a otras fábricas localizadas en las cercanías y en las que existan productos químicos inflamables, reactivos o tóxicos, de modo que la catástrofe aumenta (es el denominado "efecto dominó").

Además del peligro para la salud que entraña la nube, los incendios provocan un déficit de oxígeno en el aire y la incorporación de humos que pueden contener gases tóxicos.

Por otra parte, por muchos años se han notificado emanaciones imprevistas de productos químicos altamente peligrosos que incluyen gases y líquidos tóxicos, reactivos o inflamables causadas por los procesos de una refinería de crudo o de otras instalaciones industriales. Los incidentes siguen ocurriendo en varias industrias que utilizan productos químicos altamente peligrosos que pueden ser tóxicos, reactivos, inflamables o explosivos, o que puedan ser una combinación de estas propiedades. Sin importar la industria que utilice estos productos químicos altamente peligrosos, existe la posibilidad de una emanación accidental siempre que no se controlen adecuadamente. A su vez, esto crea la posibilidad de un desastre.

En el plano internacional, la norma de OSHA, referente a seguridad de procesos, se aplica principalmente a las industrias estadounidenses de manufactura, particularmente las industrias de productos químicos, equipo de transporte y productos de fabricación de metal. Otros sectores afectados están asociados con los líquidos de gas natural, el almacenamiento de productos agrícolas, el procesamiento de alimentos, los servicios eléctricos, de gas y sanitarios; y el comercio al por mayor. La norma también cubre a los fabricantes de productos pirotécnicos y explosivos. Asimismo, establece disposiciones especiales para los contratistas trabajando en centros cubiertos por la misma. La evaluación de la integridad mecánica de equipo crítico, los requisitos de contratistas y procedimiento escritos para manejo de cambios. Requiere un sistema de permisos para el trabajo en caliente, la investigación de incidentes de emanación de productos químicos cubiertos por la norma o "casi accidentes", planes de acción de emergencias, auditorías de cumplimiento cada tres años como mínimo y la protección de secretos comerciales.





En Venezuela no existen leyes que regulen la obligatoriedad de un sistema de gerencia de seguridad de procesos químicos, para las industrias ni para las refinerías. Tampoco existen leyes que regulen la aplicación de un sistema de gestión ambiental, para las industrias ni para las refinerías.





CAPÍTULO III.- MARCO METODOLÓGICO

Este capítulo contiene el marco metodológico, la viabilidad del estudio con sus posibles limitaciones, tipo de estudio, diseño del estudio: documental y de campo, población o universo del estudio, muestra, técnicas e instrumentos de recolección de datos, técnicas de análisis y procesamiento de datos, técnicas para la formulación del modelo o sistema propuesto.

3.1.- MARCO METODOLÓGICO

El tipo de estudio, según el nivel de conocimiento del objeto investigado, es proyectivo, en virtud de que el objetivo del mismo busca proponer un **“SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO”**, a fin de disponer de una herramienta que permita minimizar, eliminar y/o controlar, de manera sistemática, los diferentes tipos de riesgos asociados a las actividades operacionales de una refinería de crudo; y sobre todo que permita ayudar en prevenir la ocurrencia o minimizar las consecuencias de fugas catastróficas de materiales tóxicos o explosivos asociados a las actividades de una refinería de crudo; así como también desarrollar los elementos del sistema de gestión ambiental que permita una gestión sostenible ambientalmente.

El estudio es enfocado hacia la propuesta de un **“SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO”**, mediante la conformación de un sistema de gestión gerencial, dirigidas hacia la protección de los seres humanos, protección de los procesos, y protección del ambiente y que permita ayudar en prevenir la ocurrencia o minimizar las consecuencias de fugas catastróficas de materiales tóxicos o explosivos asociados a las actividades de una refinería de crudo; así como permitir una gestión sostenible ambientalmente.





El sistema propuesto puede usarse durante las etapas de ingeniería: diseño, construcción, pre-comisionado, comisionado, arranque, operación, mantenimientos mayores o mantenimientos ordinarios, modificaciones de instalaciones y desmantelamientos de las mismas. Ello aplica especialmente a procesos químicos altamente peligrosos e instalaciones, de una refinería de crudo.

Hurtado J. (1996) explica las características principales de esta investigación o estudio proyectivo:

“Este tipo de investigación intenta proponer soluciones a una situación determinada, implica explorar, describir, explicar y proponer alternativas de cambio, más no necesariamente ejecutar la propuesta. Dentro de esta categoría entran los estudios de factibilidad o "proyectos factibles". Todas las investigaciones que conllevan el diseño o creación de algo también entran en esta categoría.” (Pág. 62).

El desarrollo de este estudio se lleva a cabo para una refinería de crudo de la industria petrolera nacional venezolana, teniendo como base la Refinería Puerto La Cruz. Asimismo, se revisó la documentación disponible en materia de Sistemas de Seguridad y Ambiente, para el período de tiempo establecido en este estudio, que es hasta el año 2005.

En consecuencia, la propuesta es para disponer de una herramienta gerencial que permita ayudar en prevenir la ocurrencia o minimizar las consecuencias, de manera sistemática, de fugas catastróficas de materiales tóxicos o explosivos asociados a las actividades de una refinería de crudo, para minimizar los daños a las personas, a las instalaciones y al ambiente, mediante la implantación y desarrollo de los elementos del sistema; así como también desarrollar los elementos del sistema de gestión ambiental que permita una gestión sostenible ambientalmente.

El marco metodológico de este estudio se refiere a las vías a seguir desde que se inicia el estudio hasta la finalización del mismo.

Ballestrini (1998) define el marco metodológico como:

“La instancia referida a los métodos, las diversas reglas, registros, técnicas y protocolos con los cuales una teoría y su método calculan las magnitudes de lo real. De allí que se deberán plantear el conjunto de operaciones técnicas que se incorporarán en el despliegue de la investigación en el proceso de obtención de datos.





El fin esencial del marco metodológico es el de situar en el lenguaje de la investigación los métodos e instrumentos que se emplearán en el trabajo planteado, desde su ubicación acerca del tipo de estudio y el diseño de la investigación, su universo o población, su muestra, los instrumentos y técnicas de recolección de datos, la medición, hasta la codificación, análisis y presentación de los datos. De esta manera, se proporcionará al lector una información detallada sobre cómo se realizará la investigación.” (Pág. 114).

3.2.- VIABILIDAD DEL ESTUDIO (Limitaciones)

Debido a que la materia de Seguridad y Ambiente, está teniendo una mayor importancia, tanto a nivel nacional como internacional, aunado a que en las universidades venezolanas existen pocas materias, dedicadas a este tópico, en las diferentes disciplinas de las ciencias sociales, administrativas y de las ciencias de la ingeniería, tanto en pregrado como en postgrado, y solamente existen contados postgrados en el área ambiental y de seguridad, a nivel nacional y mundial y la investigación en el área de seguridad industrial e ingeniería de riesgos en Venezuela es prácticamente nula, y poca en el área ambiental, aunado al hecho de la no existencia de carreras de pregrado en el área de seguridad industrial e ingeniería de riesgos, y muy pocas en el área ambiental y en el área de ingeniería ambiental, existe escasa bibliografía nacional que pueda servir de marco de referencia o de comparación.

3.3.- TIPO DE ESTUDIO

De acuerdo a la naturaleza y características del problema objeto del estudio, según su propósito, este estudio, se enmarca dentro del estudio aplicado o proyecto factible, por cuanto a través del desarrollo se propondrán alternativas o propuestas de un “SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO”, en torno a la problemática en materia de seguridad y ambiente.

Según el Manual de la UPEL (2003) el proyecto factible:





“Consiste en la elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales; puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos. El proyecto debe tener apoyo en una investigación de tipo documental, de campo o un diseño que incluya ambas modalidades.” (Pág. 16).

4.4.- DISEÑO DEL ESTUDIO (DOCUMENTAL Y DE CAMPO)

Para Arias (2004), ...*“el diseño es la estrategia adoptada por el investigador para responder al problema planteado”... (Pág. 47).* En este caso el diseño incluye las modalidades documental y de campo. El estudio documental según Arias, Op. cit., *(Pág. 47)... “es aquella que se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de Documentos”.*

Por otra parte, el manual de la UPEL (2003) conceptualiza el estudio documental como:

“El estudio de problemas con el propósito de ampliar y profundizar el conocimiento de la naturaleza, con apoyo, principalmente, en trabajos previos, información y datos divulgados por medios impresos, audiovisuales, o electrónicos. La originalidad del estudio se refleja en el enfoque, criterios, conceptualizaciones, reflexiones, conclusiones, recomendaciones y, en general, en el pensamiento del Autor.” (Pág. 15).

De igual forma en el manual de la UPEL, Op. cit., se define el estudio de campo como:

“El análisis sistemático de problemas en la realidad con el propósito bien sea de describirlos, interpretarlos, entender su naturaleza y factores constituyentes, explicar sus causas y efectos o predecir su ocurrencia, haciendo uso de métodos característicos de cualquiera de los paradigmas o enfoques de investigación conocidos o en desarrollo. Los datos de interés son recogidos en forma directa de la realidad; en este sentido se trata de investigaciones de datos originales o primarios.” (Pág. 14).





El presente estudio, según el diseño o estrategia a utilizar, es documental ya que se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos (fuentes secundarias) u otros tipos de documentos. El presente estudio también es de campo (fuente primaria), ya que datos son recogidos de la realidad.

3.5.- POBLACIÓN O UNIVERSO DE ESTUDIO

Para Balestrini (1998) se entiende por población “...*cualquier conjunto de elementos de los que se quiere conocer o investigar, alguna o algunas de sus características...*” (Pág. 122).

El universo de este estudio son todas las instalaciones de procesos químicos.

En el caso objeto de estudio, la población está constituida, por refinerías de crudo.

3.6.- MUESTRA

De la población señalada se toma una muestra no probabilística, la cual según Hernández et al (2001) “...*en las muestras de este tipo, la elección de los sujetos no depende de que todos tengan la misma probabilidad de ser elegidos, sino de la decisión de un investigador o grupo de encuestadores.*”, (Pág. 231). Esta muestra está integrada por la Refinería Puerto La Cruz y la Refinería El Palito, haciendo énfasis en la Refinería Puerto La Cruz.

3.7.- TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

En la recolección de información se utiliza la observación, diario de campo, y el fichaje.





La observación: es una técnica que se emplea para relacionar el sujeto de estudio con el objeto, dotando al investigador de este estudio de una teoría y un método adecuado para que el estudio tenga una orientación correcta y el trabajo de campo arroje datos exactos y confiables. Esta técnica se aplica en forma directa. Directa a propósito de observar y recoger información dentro de la instalación a estudiar, en este caso una refinería de crudo.

El diario de campo: se utiliza en las inspecciones a las áreas operativas mencionadas.

El fichaje: se aplica mediante la utilización de la ficha como instrumento, así se logrará la extracción de aspectos de interés para el estudio proporcionando el ordenamiento y clasificación en el área, así como la recopilación información.

3.8.- TÉCNICAS DE ANÁLISIS Y PROCESAMIENTO DE DATOS

Las técnicas de análisis y procesamiento de datos, para este estudio, son: estudio documental y trabajo de campo.

3.8.1.- Estudio Documental

La información proveniente de la fuente se recolecta, se selecciona, se ficha y luego se incorpora al texto definitivo lo que se considera de mayor relevancia para este estudio.

Para la instrumentación del estudio documental se emplean los procedimientos de:

- Ubicación y arqueo de fuentes bibliográficas y documentales: textos, informes, Proyectos, Foros, Seminarios, artículos de revista, Internet y bases de datos “on line” de las Universidades, que permite obtener la información pertinente al tema de estudio.
- Discriminación de la información significativa pertinente a la estructuración del cuerpo demostrativo del estudio.





- Codificación y sistematización de la información seleccionada y registro de la misma en el análisis acorde a sus contenidos.
- Interpretación y presentación de resultados.

3.8.2.- Trabajo de Campo

Los datos se obtienen con la aplicación de la observación en las visitas de inspección. El procesamiento de estos datos corresponde a la técnica de análisis cualitativo.

El trabajo de campo requerido para el estudio incluye la ejecución de las tareas básicas, que son:

- Contextualización y delimitación del problema a objeto de establecer las dimensiones de su análisis.
- Determinación de la población y selección de la muestra.
- Selección y construcción de los instrumentos de recolección de datos. Se escogió la observación en las visitas de inspección, por ser el instrumento más idóneo para la recolección de información sobre la problemática planteada.
- Organización y procesamiento de los datos producto de las respuestas obtenidas a través del instrumento.
- Interpretación y presentación de resultados.

El análisis e interpretación de los resultados que se obtienen con el trabajo de campo realizado, también es analizado de manera cualitativa. El mismo es interpretado para describir los indicadores que dan origen a una problemática que es vista como una necesidad que debe ser atendida.

3.9.- TÉCNICAS PARA LA FORMULACIÓN DEL MODELO O SISTEMA PROPUESTO

Las técnicas para la formulación del modelo o sistema propuesto, que en este caso es un sistema de gestión en seguridad y ambiente, aseguran las pautas definidas de





acuerdo a un proyecto factible, es decir, cubre las fases de estudio, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable o sistema propuesto, operacionalizado en un Sistema de Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos y Sistema de Gestión Ambiental en una Refinería de Crudo, para solucionar el problema planteado.





CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Este capítulo está organizado de la siguiente forma: bases teóricas gerenciales; fenómenos de riesgo en procesos químicos de una refinería de crudo; filosofía de diseño seguro para una refinería de crudo; procesos en una refinería de crudo; sistema de gerencia de seguridad de procesos químicos para una refinería de crudo; sistema de gestión ambiental para una refinería de crudo; actualidad internacional ambiental ISO 14.001.

4.1.-BASES TEÓRICAS GERENCIALES

Se explican las bases teóricas que sirven de referencia para el establecimiento del sistema propuesto de gerencia de seguridad de procesos químicos y sistema de gestión ambiental en una refinería de crudo.

4.1.1.-Gerencia Estratégica

Como señala Beer, M. (1992), la gerencia estratégica es un proceso que permite a una organización ser proactiva en vez de reactiva, que complementa el pensamiento intuitivo y el estratégico. Según David, F. (1988) consiste en la formulación, ejecución y evaluación de acciones tendentes al logro de los objetivos mediante un enfoque sistemático y objetivo dirigido a la toma de decisiones, con base en la creencia de que las organizaciones deben verificar continuamente los hechos y las tendencias internas y externas, analizando los cuatro factores de la matriz FODA: Fortalezas, Debilidades internas, Oportunidades y Amenazas externas.

Como lo indica David, F. (1988) y Sallenave, J. (1997), el proceso de gerencia estratégica involucra, por lo general, los pasos: definición de misión de la organización, formulación de sus objetivos, definición de estrategias, evaluación y ajustes.

La gerencia estratégica puede definirse como la formulación, ejecución y evaluación de acciones que permitirán que una organización logre sus objetivos. Tal como lo refiere David, F. (1988), la formulación de estrategias incluye la identificación





de las debilidades y fortalezas internas de una organización, la determinación de las amenazas y oportunidades externas de una firma, el establecimiento de misiones de la compañía, la fijación de objetivos, el desarrollo de estrategias alternativas, el análisis de dichas alternativas y la decisión de cuales escoger. La ejecución de estrategias requiere que la organización establezca metas, diseñe políticas, motive a sus empleados y asigne recursos de tal manera que las estrategias formuladas puedan ser llevadas a cabo en forma exitosa, mientras que la evaluación de estrategias comprueba los resultados de la ejecución y formulación.

4.1.2.-Reingeniería

La reingeniería es una forma comprobada de lograr cambios drásticos en la cultura (actitud), en los procesos, en la asimilación de tecnología y en la infraestructura de una organización. Según Hammer, M. (1990), Reingeniería es el rediseño rápido y radical de los procesos estratégicos de valor agregado y de los sistemas, las políticas y las estructuras organizacionales que los sustentan para optimizar los flujos del trabajo y la productividad de una organización.

Para el examen de esta definición, se observó la definición de un proceso: Un proceso es una serie de actividades relacionadas entre sí que convierten insumos en productos. Los procesos se componen de tres tipos principales de actividades: las que agregan valor (actividades importantes para los clientes); actividades de traspaso (las que mueven el flujo de trabajo a través de fronteras que son principalmente funcionales, departamentales u organizaciones); y actividades de control (las que se crean en su mayor parte para controlar los traspasos a través de las fronteras mencionadas).

Reingeniería significa volver a empezar arrancando de cero; reingeniería no es hacer más con menos, es con menos dar más al cliente. El objetivo es hacer lo que ya se está haciendo, pero hacerlo mejor, trabajar más inteligentemente. Es rediseñar los procesos de manera que estos no estén fragmentados, sin burocracias e ineficiencias. (Morrisey, G. 1996).

Propiamente hablando, como indica Hammer, M. (1990), reingeniería es la revisión fundamental y el rediseño radical de procesos para alcanzar mejoras





espectaculares en medidas críticas y actuales de rendimiento, tales como costos, calidad, servicio y rapidez.

Cuanto más serpentino sea el flujo del proceso dentro de la organización es decir, cuantas más fronteras tenga que cruzar a su paso a través de una corporación, empresa o cooperativa, mas actividades que no agregan valor se incorporan al proceso. Ante un nuevo contexto, surgen nuevas modalidades de administración, entre ellas está la reingeniería, fundamentada en la premisa de que no son los productos, sino los procesos creadores de los mismos, los que llevan a las empresas al éxito a largo plazo. Los buenos productos no hacen ganadores; los ganadores hacen buenos productos. Lo que se tiene que hacer es organizarse en torno al proceso.

Las operaciones fragmentadas situadas en departamentos especializados, hacen que nadie esté en situación de darse cuenta de un cambio significativo, o si se da cuenta, no puede hacer nada al respecto, porque sale de su radio de acción, de su jurisdicción o de su responsabilidad. Esto es consecuencia de un concepto equivocado de administración organizacional.

Un proceso de negocios es un conjunto de actividades que reciben uno o más insumos para crear un producto de valor para el cliente.

4.1.3.-Calidad Total

Kabboul, F. (1994), define el Mejoramiento del Personal como una forma de lograr la calidad total y como una conversión en el mecanismo viable y accesible a las empresas de los países en vías de desarrollo para cerrar la brecha tecnológica que mantienen con respecto al mundo competitivo y desarrollado.

Harrington, H. (1993), señala que mejorar un proceso para llegar a la calidad total y poder ser más competitivos, significa cambiarlo para hacerlo más efectivo, eficiente y adaptable. Qué cambiar y cómo cambiar depende del enfoque específico del empresario y del proceso.

Abell (1994), citado por Kabboul, F. (1994), define el Mejoramiento Continuo como un ejemplo de calidad total y de competitividad, más que una mera extensión





histórica de uno de los principios de la gerencia científica, establecida por Taylor, F., que afirma que todo método de trabajo es susceptible de ser mejorado.

Según la óptica de Deming, E. (1996), la administración de la calidad total requiere de un proceso constante, que será llamado mejoramiento continuo y competitividad, donde la perfección nunca se logra pero siempre se busca. El Mejoramiento Continuo es un proceso que describe muy bien lo que es la esencia de la calidad y refleja lo que las empresas necesitan hacer si quieren ser competitivas a lo largo del tiempo.

- *Calidad Total: Estrategia clave de la competitividad:*

El mundo vive un proceso de cambio acelerado, marco que hace necesario un cambio total de enfoque en la gestión de las organizaciones. En esta etapa de cambios, las empresas buscan elevar sus índices de productividad, lograr mayor eficiencia y brindar un servicio de calidad, lo que está obligando que los gerentes adopten modelos de administración participativa, tomando como base central al elemento humano y desarrollando el trabajo en equipo y con las comunidades cercanas, para alcanzar la competitividad y responder de manera idónea la creciente demanda de productos de óptima calidad y de servicios a todo nivel, cada vez mas eficiente, rápido y de mejor calidad.

Para comprender el concepto de calidad total, es útil hacerlo a través del concepto denominado "paradigmas", definido por Covey, S. (1996): un paradigma se entiende como modelo, teoría, percepción, presunción o marco de referencia, que incluye un conjunto de normas y reglas que establecen parámetros y sugieren como resolver problemas exitosamente dentro de esos parámetros. Un paradigma viene a ser, un filtro o un lente a través del cual se ve el mundo; no tanto en un plano visual propiamente, sino más bien perpetuo, comprensivo e interpretativo.

La calidad total es un concepto, una filosofía, una estrategia, un modelo de hacer negocios y está localizado hacia el cliente. No solo se refiere al producto o servicio en sí, sino que es la mejoría permanente del aspecto organizacional, gerencial; tomando una empresa como una máquina gigantesca, donde cada trabajador, desde el gerente, hasta el





funcionario del más bajo nivel jerárquico, están comprometidos con los objetivos empresariales.

Para que la calidad total se logre a plenitud, es necesario que se rescaten los valores morales básicos de la sociedad y es aquí, donde el empresario juega un papel fundamental, empezando por la educación previa de sus trabajadores para conseguir una población laboral más predispuesta, con mejor capacidad de asimilar los problemas de calidad, con mejor criterio para sugerir cambios en provecho de la calidad, con mejor capacidad de análisis y observación del proceso de manufactura (en caso de productos) y capacidad para enmendar errores.

- *Importancia del Mejoramiento y la Calidad Total:*

La importancia de esta técnica gerencial radica en que con su aplicación se puede contribuir a mejorar las debilidades y afianzar las fortalezas de la organización. A través del mejoramiento continuo se logra ser más productivo y competitivo en el mercado al cual pertenece la organización. Por otra parte, las organizaciones deben analizar los procesos utilizados, de manera tal que si existe algún inconveniente pueda mejorarse o corregirse; como resultado de la aplicación de esta técnica puede ser que las organizaciones crezcan dentro del mercado y hasta lleguen a ser líderes.

4.1.4.-Enfoque Sistémico

El concepto "Sistema" engloba la idea de un grupo de elementos conectados entre sí que forman un todo, que muestra propiedades que son propiedades del todo y no solo propiedades de sus componentes. El sabor del agua por ejemplo es una propiedad de la sustancia, no del hidrógeno y del oxígeno que se combinan para formarla (Checkland, P. 1993).

Así, un sistema es un todo que no puede ser dividido en partes independientes. De esto, se derivan dos de sus propiedades más importantes:

- Cada parte de un sistema tienen propiedades que se pierden cuando se separan del sistema.





- Cada sistema tiene algunas propiedades, esenciales, que no tiene ninguna de sus partes.

En el pensamiento sistémico se usa la síntesis, que significa poner juntas las cosas. La síntesis y el análisis son procesos complementarios, como dos caras de la misma moneda, pueden considerarse separadamente, pero no pueden separarse.

Como indica Checkland, P. (1993), en el enfoque sistémico existen tres pasos:

- Identificar un todo que contenga un sistema del cual el objeto que se va a explicar es una parte.
- Explicar la conducta o las propiedades del todo.
- Explicar la conducta o las propiedades del objeto que va a ser explicado, en términos de sus funciones dentro del todo.

El análisis permite mirar dentro de las cosas, mientras que por la síntesis se contemplan desde su exterior, existe una complementariedad. El análisis se aboca sobre su estructura: revela cómo trabajan las cosas. La síntesis se concentra en la función: revela por qué operan las cosas, cómo lo hacen. Así el análisis produce conocimiento, mientras que la síntesis genera comprensión. Con el análisis se puede describir, mientras que la síntesis permite explicar.

El buen funcionamiento de un sistema depende más de como interactúan entre sí sus partes que de cómo actúa cada una de ellas independientemente.

- *Importancia del Trabajo en Equipo:*

Una vez abordado el enfoque sistémico podemos hablar del poder de los equipos. Según Covey, S. (1996), se puede definir un equipo como una agrupación de personas que tienen objetivos similares, cuya finalidad es lograr un objetivo común, que difícilmente podrían lograrlo si lo hacen en forma individual. Como ejemplo de ello se puede mencionar un equipo de fútbol, una orquesta sinfónica, una comunidad, una empresa, una familia, etc. Un equipo tiene las propiedades de un sistema.

Covey, S. (1996), define la sinergia, como una relación, donde el todo es más que la suma de las partes. Esto significa que la relación de las partes entre sí es una parte en





y por sí misma, y no sólo una parte, sino la más catalizadora, la que genera más poder, la más unificadora y la más estimulante. La sinergia está en todas partes en la naturaleza. Por ejemplo, si se plantan dos vegetales, las raíces se entremezclan y mejoran la calidad del suelo, de modo que las dos plantas crecen mejor que se estuvieran separadas.

En este sentido, el trabajar en equipo, ofrece ventajas, tales como:

- **Mejor uso de los recursos:** Los recursos son usados más eficientemente porque se comparten entre los miembros del equipo de trabajo, y se minimizan costos, pues en vez de comprar recursos para cada miembro se suministran recursos para el equipo, de tal manera que es factible comprar más recursos con menos dinero.
- **Confiability.** Si alguno de los integrantes del equipo falla, el sistema sigue funcionando; para ello cada integrante debe ser multifuncional y polivalente a fin de reemplazar o ayudar al integrante que falla. Lo que no ocurriría si se trabaja individualmente, ya que en ese caso el sistema simplemente dejaría de funcionar.

Para lograr estos beneficios que ofrece el trabajo en equipo, principalmente se necesita:

- **El paradigma de integración humana ganar/ganar:** Que es una estructura de la mente y el corazón que constantemente procura el beneficio mutuo en todas las integraciones humanas. Con una solución de ganar/ganar todas las partes se sienten bien por la decisión que se tome, y se comprometen con el plan de acción. La opción Ganar/ Ganar (tú ganas, yo gano) permite ver la vida como un escenario cooperativo, no competitivo. El éxito de una persona no se logra a expensas o excluyendo el éxito de los otros (Covey, S. 1996).
- **Comunicación.** Dentro del equipo debe haber buenos sistemas de comunicación, cada integrante debe comunicarse con los otros, para comprender a sus otros integrantes y de esa manera desarrollar el equipo u organización.
- **Servicio.** Cada integrante debe pensar en el bienestar del equipo, antes que en el bienestar individual. O sea servir al equipo y no servirse de él.





4.2.-FENÓMENOS DE RIESGO EN PROCESOS QUÍMICOS DE UNA REFINERÍA DE CRUDO

En esta sección se describen los fenómenos de riesgo de una refinería de crudo: Dispersión de Sustancias Tóxicas o Peligrosas y Explosión de una Nube de vapor (“VCE”), Rebosamiento Violento de un Líquido por Ebullición (“Boil–Over”), Explosión de los Vapores en Expansión de un Líquido en Ebullición (BLEVE).

4.2.1.-Dispersión de Sustancias Tóxicas o Peligrosas y Explosión de una Nube de vapor (“VCE”)

Una dispersión de sustancias tóxicas o peligrosas puede ocurrir, cuando la pérdida de integridad, agujero o rotura en determinados equipos de la instalación, origina la formación de una nube de gas tóxico o vapor inflamable, la cual es dispersada vientos abajo en función de las condiciones atmosféricas y las propiedades físico-químicas del material.

La presencia de una fuente de ignición dentro del espacio en que la concentración de la nube de gas se encuentre entre sus límites de inflamabilidad, producirá una explosión, o un incendio de vapores (“Flash–Fire”).

La probabilidad de ocurrencia de uno u otro evento depende de factores tales como la masa del escape, el grado de confinamiento y la reactividad de la sustancia, y es un tema debatido actualmente. Sin embargo, en general se considera que los daños producidos en caso de VCE ó una dispersión tóxica, resultan más severos que en el caso de un incendio de vapores. Un escape de sustancia o material tóxico se dispersará vientos abajo en concentraciones capaces de afectar la salud o la vida. En general, se considera que los sistemas con alto inventario de gases peligrosos a presión, gases inflamables licuados, o líquidos inflamables/tóxicos muy volátiles manejados a temperaturas superiores a su punto de ebullición, representan un riesgo potencial de dispersión tóxica y/o VCE.

4.2.2.-Rebosamiento Violento de un Líquido por Ebullición (“Boil–Over”)





Este tipo de evento, puede ocurrir como consecuencia de un incendio de larga duración en un reservorio abierto, o tanque de almacenamiento que contenga petróleo crudo, u otros líquidos viscosos, de amplio rango de puntos de ebullición (fuel oil pesado). Debido al incendio en la superficie libre del líquido, los componentes más volátiles se desprenden y queman, mientras los más pesados aún permanecen y transmiten el calor a las capas de líquido inferiores. En consecuencia, se establece una onda de calor que va progresando en el interior del líquido, hacia el fondo. La presencia de una capa de agua en el fondo del tanque, o en forma estratificada a cualquier nivel, permite que la onda calórica produzca la ebullición instantánea del agua. El vapor de agua generado de forma tan súbita, produce la expulsión violenta del líquido contenido en el tanque y en consecuencia un derrame en el dique que ocasionalmente puede superar los muros de contención y destruir lo que encuentre en su camino.

4.2.3.-Explosión de los Vapores en Expansión de un Líquido en Ebullición (BLEVE)

Este evento catastrófico puede ocurrir cuando un tanque, o recipiente a presión, que contiene un gas licuado o un líquido volátil inflamable, está sometido directamente a un incendio externo. Las paredes del tanque, o recipiente, que no están “mojadas” por el líquido contenido, aumentan rápidamente su temperatura por efecto del calor del incendio, perdiendo su resistencia hasta el punto en que no pueden soportar la presión interna. Al ocurrir la rotura de la pared del tanque, se produce una explosión debido a la liberación súbita de la presión.

Por su parte, el gas o vapor inflamable liberado se incendia inmediatamente, originando una bola de fuego. Un BLEVE produce también la proyección de fragmentos metálicos a partir de la rotura del tanque. Debe destacarse, que las válvulas de seguridad con que suelen estar provistos tales tanques, o recipientes, no constituyen una protección adecuada ante este tipo de evento. La pérdida de resistencia del acero puede ocurrir tan rápidamente, que su rotura se produce a presiones inferiores a la de calibración de las válvulas de seguridad, o a pesar de que éstas estén descargando.





4.3.-FILOSOFÍA DE DISEÑO SEGURO PARA UNA REFINERÍA DE CRUDO

Los códigos de ingeniería normalmente utilizados en el diseño de instalaciones no contemplan todos los posibles eventos y escenarios que generan accidentes, por lo tanto la sola aplicación de un código o conjunto de códigos de ingeniería no garantiza la integridad y seguridad de una instalación. Las experiencias a nivel nacional e internacional, tales como Tacona, Flixborough, Bophal, Pasadena, San Juanico, Piper Alpha, BP Houston-Texas, etc., han demostrado en forma evidente la anterior afirmación; razón por la cual algunas organizaciones internacionales han dedicado grandes esfuerzos para el desarrollo de métodos y técnicas conducentes a complementar la aplicación de las prácticas de diseño.

Entre los aspectos más importantes, no siempre considerados cuando se diseña una instalación con el solo uso de códigos de ingeniería, se pueden mencionar:

- Eventos sobre los cuales no se ha tenido experiencia previa.
- Eventos catastróficos de baja probabilidad de ocurrencia, tales como: sabotaje, terremotos, maremotos, caída de aviones, guerra, etc.
- Incidencias no reconocidas en el diseño, tales como: error humano y falla de los sistemas de protección.

La aplicación exitosa de todo código de ingeniería, presupone que todas sus provisiones y requerimientos serán cumplidos completamente y que el sistema es seguro mientras los sistemas de protección operen cuando sea requerido. No obstante, la realidad ha mostrado que tanto la gente como los sistemas de protección son susceptibles a fallas y pueden por tanto permitir o incluso originar la ocurrencia de accidentes.

Por las razones antes expuestas, esta filosofía de diseño seguro para una refinería de crudo, establece como buena práctica de ingeniería el uso conjunto de los códigos de diseño, criterios de seguridad intrínseca, criterios de diseño por capas de seguridad y análisis cuantitativo de riesgos, para el diseño de todas las instalaciones de procesos.





4.3.1.-Principios Fundamentales para un Diseño Seguro en una Refinería de Crudo

El riesgo está definido por la frecuencia de ocurrencia de un evento no deseable y sus consecuencias en términos de pérdidas. Por lo tanto, los esfuerzos dedicados a la reducción de riesgos, estarán dirigidos a la disminución de la frecuencia, de su impacto, o de una combinación de estos. En todo caso, el objetivo principal del diseño seguro en una refinería de crudo, debe ser seleccionar y aplicar medidas apropiadas de ingeniería y otros recursos, para lograr la reducción del riesgo hasta un nivel mínimo al menor costo posible. Para ello se diseñará en función de la siguiente secuencia:

a. Todo peligro debe ser eliminado o reducido en su fuente, a través de la aplicación de medidas de diseño y usando los materiales y las condiciones de proceso menos peligrosas.

b. Si a pesar de haber realizado todos los esfuerzos posibles no se logra eliminar o reducir el peligro en su fuente hasta un nivel de riesgo mínimo, será necesario utilizar sistemas de protección. Estos sistemas deben ser diseñados y construidos cumpliendo con lo establecido en las Normas y Manuales de Ingeniería de Riesgos, aplicando en primer lugar sistemas pasivos y de ser necesario sistemas activos.

Los sistemas pasivos eliminan o reducen el peligro a través del diseño de equipos y procesos que disminuyen la frecuencia o consecuencias del riesgo, sin la necesidad de que un sistema funcione activamente, ejemplo: separación entre equipos e instalaciones, diques de contención, revestimiento contra incendios, etc.

Por otro lado, los sistemas activos requieren controles instrumentados, enclavamientos, sistemas de parada automáticos, sistemas de agua contra incendio, etc., para detectar y tomar acción correctiva, en caso de desviaciones peligrosas de los procesos.

c. Una vez agotadas las medidas de ingeniería mencionadas anteriormente, se deberán establecer procedimientos operacionales de respuestas de emergencia, listas de verificaciones, inspecciones, etc., para prevenir accidentes o reducir sus efectos.





4.3.2.-Criterios y Métodos para un Diseño Seguro en una Refinería de Crudo

Para cumplir con los principios indicados en el párrafo 4.3.1. se dispone de criterios y métodos para un diseño seguro en una refinería de crudo, como: Seguridad Intrínseca, Análisis Cuantitativo de Riesgos, y Diseño por Capas de Seguridad.

4.3.2.1.-Seguridad intrínseca

El proyectista debe diseñar instalaciones inherentemente seguras, con una flexibilidad tal, que tolere desviaciones a la buena práctica operacional sin causar efectos serios a la integridad de la instalación, al producto o a su eficiencia, utilizando los criterios de:

- Selección del proceso más seguro; en lo posible, diseñar procesos que utilicen materiales menos peligrosos, como por ejemplo, selección de procesos de alquilación en base a ácido sulfúrico en lugar de ácido fluorhídrico.
- Reducción o segregación de inventarios de materiales peligrosos tanto en almacenamiento como en proceso.
- Reducción de la magnitud de las variables operacionales, tales como presión, temperatura, en rangos donde se disminuya el potencial de ocurrencia o severidad de un accidente.
- Provisión de medios para evitar o reducir al mínimo las fugas de materiales peligrosos.
- Diseño ergonómico y simplificado de la planta que facilite la operación y mantenimiento de los equipos, con el objeto de reducir el error humano.
- Provisión de procedimientos operacionales y de mantenimiento, dirigidos a preservar la integridad de la instalación.

4.3.2.2.-Análisis cuantitativo de riesgos





Esta metodología no establece preconcepciones acerca de la credibilidad de cualquier accidente. De hecho, cualquier peligro o escenario de accidente que puede ser identificado es considerado para análisis, incluyendo error humano, fallas de los sistemas de protección y eventos como caída de aviones.

Una fortaleza particular del Análisis Cuantitativo de Riesgo, es que siendo cuantitativo en su naturaleza, provee una visión óptima de los riesgos asociados con una actividad particular, a diferencia de cualquier generalización cualitativa o subjetiva. Provee por lo tanto una mejor comprensión del sistema bajo estudio y sus debilidades potenciales y puede conducir a la identificación de posibles modificaciones que reduzcan significativamente el riesgo total.

Algunas de las principales ventajas del Análisis Cuantitativo de Riesgos son:

- Permite considerar todos los escenarios de accidentes incluyendo aquellos con muy baja probabilidad de ocurrencia o sobre los cuales no se tiene experiencia.
- Identifica las posibles secuencias de accidentes, cuantificando su frecuencia y severidad, con el objeto de clasificarlas de acuerdo con su importancia relativa.
- Ofrece oportunidades para analizar en base a criterios Costo-Beneficio, las propuestas de inversión en reducción de riesgos, facilitando la toma de decisiones más objetivas.
- Considera el entorno de la instalación, favoreciendo la armonía en las interacciones.

4.3.2.3.-Diseño por capas de seguridad

Una manera de englobar la aplicación de los códigos de diseño, Seguridad Intrínseca y Análisis Cuantitativo de Riesgos para lograr una instalación segura, es mediante el diseño por capas de seguridad.

La seguridad de los procesos descansa en la provisión de capas múltiples de defensa, las cuales comienzan con el diseño del proceso e incluyen el sucesivo establecimiento de sistemas de control, alarmas, sistemas de protección automáticos, sistemas de seguridad y mitigación y planes de respuesta a emergencias y contingencias.





Estas capas deben ser diseñadas de forma tal que la falla de una de ellas pueda ser cubierta por la siguiente.

Un diseño inherentemente seguro está dirigido a la primera capa, es decir al diseño del proceso. La primera línea de defensa es diseñar un proceso en el cual no ocurran accidentes, o en caso de que ocurran sus efectos sean mínimos. En la medida de que esto se logre se disminuirá la necesidad de proveer capas de seguridad adicionales.

En general en todo proyecto típico se pueden definir las capas de seguridad, que son:

- a. Primera Capa: Está referida al diseño de procesos intrínsecamente más seguros.
- b. Segunda Capa: Consiste en la dotación de sistemas de control con la intervención activa del operador.
- c. Tercera Capa: Consiste en la dotación de sistemas de protección automáticos que requieren verificación de su actuación por parte del operador.
- d. Cuarta Capa: En esta capa se considera la provisión de sistemas de seguridad y mitigación, como por ejemplo: válvulas de seguridad, diques de contención, sistemas de extinción de incendios, etc.
- e. Quinta Capa: En esta última capa se considera el establecimiento de medidas administrativas tales como planes de emergencia y contingencia.

4.4. PROCESOS EN UNA REFINERÍA DE CRUDO

El negocio petrolero comprende cuatro actividades fundamentales: Exploración, Producción, Manufactura y Mercadeo. Dentro del área de Manufactura, la Refinación es el conjunto de procesos de naturaleza física y química que convierten al petróleo en una gran variedad de productos de mayor valor agregado y altamente comercializables, primordialmente combustibles, aceites lubricantes, parafinas, ceras y asfaltos.





REFINERIA PUERTO LA CRUZ



Figura 3.- Refinería Puerto La Cruz

En refinación existen Procesos de Separación y Procesos de Conversión. Los primeros (Destilación y Separación) separan el crudo en fracciones diferentes, de acuerdo a los puntos de ebullición, mientras que los segundos (Conversión Media y Profunda) modifican la estructura química de los componentes.

4.4.1.-Destilación

Después de un calentamiento previo, la destilación es la primera operación a la que se somete el petróleo crudo en una refinería. Es un proceso de separación del crudo en productos intermedios, de acuerdo a sus diferentes puntos de ebullición: Gas, Naftas, Gasóleos, Residuales y Fondos de Vacío. El proceso comprende la Destilación Atmosférica (a presiones atmosféricas) y Destilación al Vacío (a presiones inferiores a la atmosférica).





4.4.2.-Separación y Estabilización

El gas y la Nafta provenientes de la destilación son sometidos a un proceso mediante el cual se les extraen fracciones livianas (vapores) para obtener productos de mayor pureza: naftas y normal butano. Además, se obtiene gas combustible.

4.4.3.-Tratamiento

Son los procesos a los que se someten ciertas corrientes de las refinerías, con la finalidad de despojarlos de impurezas, principalmente de azufre, para mejorar su calidad. Se someten a tratamiento productos que alimentan otros procesos o que son enviados al mezclado de productos finales, tales como naftas, gasolinas, kerosén, diesel y gasóleos. Entre los principales procesos de tratamiento se cuenta con Hidrodesulfuración (HDS), Hidrotatamiento de naftas (HDT) y Tratamiento Merox. A través de estos procesos se da cumplimiento a normativas ambientales impuestas a los combustibles derivados del petróleo.

4.4.4.-Conversión Media

En este grupo de procesos está la Reformación, el Craqueo Catalítico e Hidrocraqueo y dos procesos complementarios como son Alquilación e Isomerización.

Reformación: Proceso que permite transformar naftas en gasolinas de alto octanaje, llamada Reformada, en presencia de un catalizador.

Craqueo Catalítico e Hidrocraqueo: Son los procesos más importantes de una refinería que convierten las fracciones pesadas en gasolinas y productos livianos más valiosos, en presencia de un catalizador que acelera las reacciones de desintegración.

Craqueo Catalítico: Este proceso toma como alimento a los gasóleos de vacío ya tratados, para obtener nafta de alto octanaje, olefinas (carga a alquilación) y aceites catalíticos.





Hidrocrackeo: Proceso de craqueo de gasóleos de vacío en presencia de un catalizador e hidrógeno, para obtener productos de mejor calidad que en los procesos convencionales de craqueo catalítico, tales como gasolina, Jet A-1, y diesel.

Isomerización: Proceso que permite transformar el butano normal en su isómero, el isobutano, requerido como insumo para la fabricación de gasolinas de muy alto octanaje.

Alquilación: Proceso por el cual reaccionan el isobutano y las olefinas para obtener una gasolina de alto octanaje conocida con el nombre de Alquilato.

Los procesos de Isomerización y Alquilación se utilizan especialmente para la manufactura de gasolina de motor sin tetraetilo de plomo

4.4.5.-Conversión Profunda

Proceso mediante el cual los residuales provenientes de la destilación y de la conversión media son sometidos a un proceso de Coquización (craqueo térmico) que puede ser Flexicoquización cuando es fluido o Coquización Retardada cuando es en lechos fijos. En ambos procesos se produce nafta, gasóleos, combustibles residuales y carbón en forma de coque.

4.4.6.-Mezclado de Productos

Por razones de flexibilidad operacional, las refinerías fabrican productos básicos intermedios que luego son sometidos a un proceso final de mezcla, para obtener diferentes productos comerciales a satisfacción del cliente.

4.5 SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS PARA UNA REFINERÍA DE CRUDO

Esta propuesta tiene por objeto establecer los lineamientos y requerimientos mínimos para proponer la implantación del Sistema de Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos, con el propósito de evitar la ocurrencia o reducir las consecuencias





de escapes de sustancias tóxicas, reactivas, inflamables o explosivas que puedan causar accidentes severos, mayores o catastróficos originados por los procesos industriales de una refinería de crudo.

El sistema de Gerencia de la Seguridad de los Procesos Químicos requiere la implantación y aplicación integrada de 12 elementos, enunciados como:

- Información de Seguridad de los Procesos Químicos
- Análisis de Riesgos de los Procesos Químicos
- Manejo del Cambio
- Procedimientos Operacionales
- Prácticas de Trabajo Seguro
- Seguridad de Contratistas
- Adiestramiento
- Aseguramiento de Calidad e Integridad Mecánica de Equipos Críticos
- Revisión de Seguridad Pre-arranque
- Respuesta y Control de Emergencias
- Investigación de Accidentes o Incidentes
- Evaluación del Sistema

4.5.1.-Información de Seguridad de los Procesos Químicos

Es el conjunto de documentos que registran información sobre la tecnología, el diseño de los equipos y los riesgos de los Materiales o las Sustancias Peligrosas utilizadas en los procesos industriales.

Esta información sirve de base para adiestrar al personal de operaciones, mantenimiento, ingeniería y de contratistas, sobre los riesgos asociados con una instalación; así mismo esta información es vital para diseñar y operar de manera segura una instalación.

Se debe desarrollar y mantener actualizada esta información.

4.5.1.1.-Información sobre los riesgos de los materiales o sustancias peligrosas





Está compuesta por un conjunto de datos referentes a cada uno de los materiales o sustancias involucradas en el proceso, incluyendo corrientes intermedias. Esto comprende tanto las propiedades químicas y/o físicas, como datos sobre sus condiciones de inflamabilidad, reactividad, estabilidad térmica y efectos en la seguridad y salud de las personas.

La información referente a los materiales o sustancias peligrosas en el proceso, debe contener, como mínimo, lo siguiente:

- Límites de exposición permisibles
- Información de toxicidad
- Datos sobre su reactividad
- Datos sobre su corrosividad
- Datos físicos
- Datos sobre estabilidad térmica y química
- Efectos peligrosos que pudieran ocurrir por mezclas indeseables de diferentes sustancias peligrosas.
- Acciones inmediatas en caso de derrame, fuga o contacto con personas.

Se debe exigir a los proveedores, la Hoja de Datos de Seguridad de Materiales o Sustancias peligrosas (MSDS), usadas en el proceso.

La instalación debe contar con un archivo actualizado, incluyendo las MSDS, de materiales o sustancias peligrosas presentes en los recipientes, columnas, torres, separadores, tanques, y equipos mayores del proceso, a objeto de facilitar la identificación de riesgos químicos y físicos por parte del personal de la instalación, contratistas y terceros.

4.5.1.2.-Información sobre la tecnología

La información relacionada con la tecnología del proceso, debe incluir, como mínimo, lo siguiente:

- Diagrama de flujo del proceso
- Procesos químicos





- Inventario máximo de materiales o sustancias peligrosas, total y por equipo
- Límites máximos y mínimos de operación segura, relativos al proceso, para temperaturas, presiones, flujos, composiciones, etc.
- Evaluación de las consecuencias de desviaciones en los límites de operación, sobre la seguridad y salud de los trabajadores, seguridad de las instalaciones y medio ambiente.
- Balance de masa y energía en aquellos casos en que aplique.

La información de la tecnología del proceso, deberá ser actualizada cada vez que la misma sea modificada, de acuerdo a lo indicado en la Sección 4.5.3.

Cuando la información de la tecnología original de las unidades existentes no esté disponible, se podrá desarrollar en conjunto con un análisis de riesgos del proceso, y consulta a los fabricantes originales de los equipos.

4.5.1.3.-Información sobre el diseño de los equipos

La información relacionada con el diseño de los equipos, debe incluir, como mínimo, lo siguiente:

- Diagrama de tuberías e instrumentación (P&ID's)
- Material de construcción
- Clasificación de áreas
- Especificaciones de equipos y tuberías.
- Diseño y bases de diseño de los sistemas de alivio
- Diseño de los sistemas de venteo
- Descripción/especificación de los sistemas de seguridad, tales como sistemas contra incendios, detección de gas y fuego, paradas de emergencia, etc.

La información del diseño de los equipos debe ser consistente con los estándares y normas vigentes. En caso de no existir estas normas o estándares, deberá ser coherente con prácticas de ingeniería reconocidas y generalmente aceptadas.





Los equipos existentes, diseñados y construidos en el pasado, acorde a las normas y estándares existentes para ese momento, y fuera de vigencia en la actualidad, deben ser mantenidos, inspeccionados, probados y operados de acuerdo con prácticas y procedimientos seguros vigentes.

4.5.2.-Análisis de Riesgos de los Procesos Químicos

Es un procedimiento sistemático y formal para la identificación, evaluación y control de los riesgos de los procesos.

Todas las instalaciones deben ser sometidas a un Análisis de Riesgos de los Procesos: Análisis Cuantitativo de Riesgos.

La metodología de análisis de riesgos puede ser seleccionada de acuerdo con la complejidad del proceso, a objeto de identificar y evaluar apropiadamente los riesgos y recomendar las medidas de control o mitigación necesarias.

4.5.2.1.-Análisis en instalaciones existentes

Los Análisis de Riesgos de los Procesos para estas instalaciones deberán ser realizados en orden de prioridad. Los factores que pueden ser considerados, cuando se establezca prioridad en la selección de instalaciones, para el desarrollo de análisis de riesgos, son:

- Nivel de exposición al riesgo del personal y terceros.
- Inventario, rata de flujo y nivel de riesgo de sustancias tóxicas, reactivas, inflamables o explosivas.
- Características y complejidad del proceso, y tiempo en servicio de las instalaciones.
- Instalaciones con condiciones operacionales severas, tales como alta presión, alta temperatura, o fluidos altamente corrosivos.
- Instalaciones donde se desarrollan operaciones simultáneas, tales como produciendo mientras se construye, mantiene o modifica.
- Experiencia operacional y accidentalidad.





4.5.2.2.-Análisis en instalación nueva o modificada

Al realizar un Análisis de Riesgos de los Procesos en una instalación nueva o modificada, se debe dar especial consideración a los aspectos de:

- Experiencias previas con procesos o instalaciones similares.
- Diseño mientras el análisis está en progreso.
- Instalaciones con diseño o configuración inusuales.
- Prácticas y procedimientos operacionales.

4.5.2.3.-Análisis periódico

El custodio de la instalación deberá establecer un programa para actualizar los Análisis de Riesgos de los Procesos.

Los análisis de riesgos deberán ser revisados y actualizados de acuerdo a la criticidad de la instalación. La periodicidad de los análisis deberá estar documentada y en ningún caso excederá de 10 años. Igualmente deberán realizarse los análisis de riesgo cuando se ejecuten cambios como los indicados en el punto 4.5.3.

4.5.2.4.-Equipo de trabajo

El análisis de riesgos deberá ser realizado por personal con amplios conocimientos del proceso y en las disciplinas de ingeniería, operaciones, diseño, mantenimiento, seguridad, ambiente y otras especialidades. El líder del equipo deberá poseer la experticia en la metodología del análisis de riesgos que será empleada.

4.5.2.5.-Resultado del análisis

Los resultados del análisis de riesgos serán documentados por escrito. El informe deberá describir los riesgos identificados y las acciones recomendadas para eliminarlos, controlarlos o mitigarlos.





Se deben difundir los resultados del análisis y contemplar un sistema de control y seguimiento para verificar que las organizaciones o gerencias involucradas den respuesta a las recomendaciones, se documenten las acciones resultantes, y se informe adecuadamente al personal de la instalación.

La documentación del análisis de riesgos debe ser mantenida en archivo por el custodio/jefe de planta durante la vida del proceso.

4.5.3.-Manejo del Cambio

Es un procedimiento escrito que se debe desarrollar e implantar para la evaluación y autorización de cualquier cambio en la infraestructura (equipos o su ubicación, líneas, accesorios, etc.), condiciones de operación, tecnología del proceso, mantenimiento, cambios en la organización, en la definición de roles y responsabilidades, y en los procedimientos operacionales, de inspección, mantenimiento, y planes de respuesta y control de emergencias, que puedan afectar la seguridad e integridad física de personas, instalaciones o el ambiente.

Se exceptúan los reemplazos de equipos que cumplen con las especificaciones originales de diseño.

Siempre que ocurran cambios en el personal que supervisa u opera la instalación, se considera que existe un cambio en la organización. Los reemplazos rutinarios por vacaciones, rotación, cambios de guardia, sustituciones temporales, etc., son considerados en los Procedimientos Operacionales, Prácticas de Trabajo Seguro y Adiestramiento, por lo que no se requiere acción adicional en cuanto al Manejo del Cambio.

4.5.3.1.-Procedimiento para el manejo de los cambios

Este procedimiento deberá aplicarse tanto a los cambios menores como a los mayores, permanentes o temporales. El mismo deberá considerar los aspectos como:

- Bases técnicas del cambio propuesto.





- Un análisis de las consideraciones de seguridad, salud y ambiente involucradas en el cambio propuesto, incluyendo un Análisis de Riesgos del Proceso.
- Revisiones necesarias a los procedimientos operacionales, inspección, mantenimiento, planes de respuesta y control de emergencias, prácticas de trabajo seguro y programas de adiestramiento.
- Revisiones necesarias a la información de seguridad de los Procesos
- Comunicación al personal apropiado de los cambios propuestos y sus consecuencias.
- Autorizaciones requeridas para realizar el cambio.
- Duración del cambio, si es temporal.

4.5.3.2.-Requerimientos de adiestramiento

Los empleados así como el personal contratista cuyo trabajo se vea afectado por un cambio deberán ser informados y adiestrados antes de la implantación del mismo. Se debe mantener en la instalación un registro del adiestramiento impartido.

4.5.4.-Procedimientos Operacionales

Los procedimientos operacionales son instrucciones detalladas por escrito, para ejecutar en forma segura y eficiente las actividades operacionales requeridas en cada fase del proceso, incluyendo tanto la operación normal como arranque, parada y emergencia.

Los procedimientos operacionales deben estar en el sitio de las operaciones, contener el material necesario para la comprensión del proceso en conjunto y cómo manejarlo de una manera segura.

Se deberán desarrollar e implementar procedimientos operacionales escritos que provean una clara orientación para la realización de las actividades relacionadas con cada proceso, incluyendo los aspectos de la Información de la Seguridad de los Procesos Químicos pertinentes, especificados en la Sección 4.5.1.





Los procedimientos operacionales deben ser fácilmente accesibles a los empleados que operan o mantienen la instalación.

Los procedimientos operacionales incluirán, por lo menos, elementos, como:

Pasos por cada fase operacional:

- Arranque inicial.
- Operaciones normales.
- Operaciones temporales.
- Paradas de emergencia, incluyendo las condiciones bajo las cuales la parada de emergencia es requerida y la asignación de responsabilidades para ser ejecutada en forma segura.
- Operaciones de emergencia.
- Parada normal.
- Arranque posterior a un mantenimiento mayor o una parada de emergencia.

Límites de operación del proceso:

- Consecuencias de la desviación.
- Previsiones para evitar la desviación.
- Pasos requeridos para corregir la desviación.
- Sistemas de seguridad y su funcionamiento.

Consideraciones de seguridad e higiene industrial:

- Propiedades y riesgos de las sustancias químicas usadas en el proceso.
- Precauciones necesarias para prevenir exposición, incluyendo controles de ingeniería, controles administrativos y equipos de protección personal.
- Medidas de control a ser tomadas si ocurre contacto físico o exposición del personal, derrame o escape hacia el ambiente.
- Control de calidad de las materias primas y control del nivel de inventario de las sustancias químicas.
- Cualquier otro riesgo que amerite atención especial.

4.5.4.1.-Revisión periódica





Los procedimientos operacionales serán revisados tan frecuentemente como sea necesario para que reflejen las prácticas actuales de operación, incluyendo modificaciones que resulten de cambios en la instalación y en la Información de Seguridad de los Procesos, referidos en la Sección 4.5.1.

Se revisará y verificará anualmente que los procedimientos operacionales críticos estén completos y actualizados.

4.5.5.-Prácticas de Trabajo Seguro

Son procedimientos escritos para la ejecución de actividades no rutinarias en áreas de procesos, que contemplan sistemas de permisos de trabajo para: trabajos en caliente, aislamiento y desenergización de equipos, entrada a espacios confinados, uso de grúas y equipos pesados similares, excavación, apertura de líneas y equipos, etc.

Se deben implantar Prácticas de Trabajo Seguro, las cuales deben ser diseñadas para minimizar los riesgos asociados con las operaciones, mantenimiento, actividades de modificación, y el manejo de materiales o sustancias que pudieran afectar la seguridad o el medio ambiente. Estas Prácticas de Trabajo Seguro aplicarán a múltiples áreas y estarán en forma escrita.

4.5.6.-Seguridad de Contratistas

La implantación de este elemento debe contemplar requerimientos para que las empresas contratistas, subcontratistas, pequeñas empresas y cooperativas y su personal, sean debidamente evaluadas, seleccionadas, adiestradas e informadas de los riesgos involucrados y los métodos de trabajo apropiado relacionados con las actividades que realizan, incluyendo procedimientos actualizados para que las contratistas administren un sistema consistente con los requerimientos establecidos por su organización contratante.

Este elemento aplica a las empresas contratistas y subcontratistas, pequeñas empresas y cooperativas, que realicen diseños, trabajos de construcción, mantenimiento





rutinario y mayor, u otros trabajos especializados en la instalación o proceso considerado.

4.5.6.1.-Responsabilidades de las organizaciones contratantes

Aplicar y definir los requisitos establecidos que deben cumplir los contratistas.

4.5.6.2.-Responsabilidad de la contratista

Cumplir con los requerimientos de las Organizaciones Contratantes.

4.5.7.-Adiestramiento

Se debe establecer y ejecutar un programa de adiestramiento para todo el personal responsable por la operación y mantenimiento de la instalación, acorde a sus tareas y responsabilidades. Este adiestramiento debe considerar entre otros, una visión general del proceso y sus riesgos, la descripción y funcionamiento de los equipos, los procedimientos operacionales y de mantenimiento, las prácticas de trabajo seguro, las medidas de respuesta y control de emergencias, así como cualquier cambio en las instalaciones, tecnología o personal. Este programa incluirá el adiestramiento inicial así como la actualización correspondiente. El adiestramiento debe ser impartido por instructores calificados y se debe mantener un registro del mismo.

4.5.8.-Aseguramiento de Calidad e Integridad Mecánica de Equipos Críticos

Se debe contar con procedimientos escritos y actualizados en cada una de las instalaciones, para verificar que los equipos críticos sean diseñados, fabricados, instalados, probados, inspeccionados, monitoreados y mantenidos en una forma consistente con los requerimientos apropiados de servicio, recomendaciones del fabricante o estándares de la empresa.



Los equipos críticos, típicamente, se encuentran en:

- Tanques de almacenamiento.
- Recipientes a presión.
- Sistemas de extinción de fuego.
- Sistemas de alarmas, elementos de monitoreo, sensores, control y enclavamiento.
- Sistemas de parada de emergencia, válvulas de bloqueo y despresurización.
- Sistemas de tuberías y sus componentes (válvulas, conexiones, juntas, bridas).
- Sistemas de alivio, mechorrio y venteo, incluyendo válvulas o elementos de alivio de presión y sus componentes.
- Sistemas de detección de gas y fuego.
- Hornos y Calderas.
- Equipos de proceso y sus componentes, (compresores, bombas, intercambiadores de calor, torres, etc.).



Figura 4.- Tanques de almacenamiento



Figura 5.- Sistemas de tuberías



Figura 6.- Inspección equipo crítico



4.5.8.1.-Procura

Para garantizar la calidad e integridad mecánica se debe desarrollar un procedimiento escrito para la procura de equipos críticos y sus componentes (repuestos), a fin de verificar que los mismos cumplan con las especificaciones de diseño y materiales.

4.5.8.2.-Fabricación

Se debe establecer e implantar un procedimiento escrito de control de calidad y especificación de equipos críticos, para verificar que durante la etapa de fabricación, los materiales y la construcción estén de acuerdo con las especificaciones del diseño.

4.5.8.3.-Instalación

Se debe establecer e implantar un procedimiento escrito para la verificación e inspección de los equipos críticos antes del arranque de los mismos, con la finalidad de evaluar que dichos equipos han sido instalados de acuerdo con las especificaciones del diseño y las instrucciones del fabricante.

4.5.8.4.-Mantenimiento

Se debe establecer e implantar un programa de mantenimiento para equipos críticos, con la finalidad de velar por su integridad mecánica. Este programa debe incluir consideraciones como:

- Procedimientos de mantenimiento y prácticas de trabajo.
- Adiestramiento al personal de mantenimiento en la aplicación de estos procedimientos.
- Procedimientos de control de calidad para verificar que los materiales y partes del equipo utilizado, cumplen con las especificaciones de diseño.
- Procedimientos para verificar que el personal de mantenimiento y los contratistas están calificados para realizar el trabajo.





- Procedimientos para verificar que todos los cambios en la tecnología y en la instalación, sean apropiadamente revisados y desarrollados de acuerdo a lo descrito en la Sección 4.5.3.

4.5.8.5.-Prueba, inspección y monitoreo

Se debe establecer un programa para la prueba, inspección y monitoreo de equipos críticos. Este programa debe documentar las tecnologías utilizadas y los sistemas de medición usados para su cumplimiento, además de incluir aspectos como:

- Una lista de los equipos críticos y sistemas sujetos a inspección y pruebas. Esta lista debe especificar el método y frecuencia para las pruebas e inspecciones, los límites aceptables y los criterios para aceptación de dichas inspecciones y pruebas.
- Procedimientos utilizados para pruebas e inspecciones, referidos a las normas o estándares nacionales o internacionales, comúnmente aceptados.
- Documentación de las pruebas e inspecciones efectuadas. Esta documentación debe ser mantenida durante la vida del equipo, con la finalidad de determinar la necesidad de cualquier cambio en la frecuencia de prueba, inspección y mantenimiento preventivo.
- Procedimientos para corregir las deficiencias de los equipos o las operaciones que se encuentren fuera de los límites aceptables.
- Un sistema para la revisión y autorización de cambios en las pruebas e inspecciones.

4.5.8.6.-Adiestramiento

El personal responsable por mantener la integridad mecánica de los equipos del proceso, también debe ser adiestrado en los aspectos para el desarrollo de la tarea en una forma segura, tales como:

- Visión general del proceso y los riesgos asociados.
- Procedimientos aplicables a cada una de las tareas a ejecutar.





4.5.9.-Revisión de Seguridad Pre-arranque

Para efectuar la verificación final de los equipos o instalaciones nuevas, modificadas o después de un mantenimiento mayor, se implantarán procedimientos adecuados con el objetivo de confirmar que los elementos de seguridad han sido considerados satisfactoriamente y ejecutadas las recomendaciones resultantes de los Análisis de Riesgos de los Procesos.

Todo ello debe realizarse antes de admitir el paso de sustancias tóxicas, reactivas o inflamables en los equipos considerados.

4.5.9.1.-Equipo de revisión

La Gerencia responsable de la instalación designará un equipo de trabajo para conducir la revisión de seguridad pre-arranque. El número y experticia de los miembros del equipo debe ser apropiado para la instalación a ser revisada.

4.5.9.2.-Aspectos a ser examinados

Antes de introducir productos o sustancias químicas peligrosas en el proceso deberán verificarse ciertas condiciones, las cuales son:

- Los procedimientos de seguridad, operación, mantenimiento y de emergencia son adecuados y están en sitio.
- La construcción y los equipos están de acuerdo con las especificaciones del diseño.
- Para las nuevas instalaciones se efectuó un análisis de riesgo del proceso y las recomendaciones han sido resueltas o implantadas.
- Para las instalaciones modificadas, los requerimientos del Manejo del Cambio han sido cumplidos de acuerdo a la Sección 4.5.3.
- La Información de Seguridad del Proceso Químico está actualizada y en sitio.
- Se ha completado el adiestramiento de cada empleado involucrado con las operaciones.





4.5.10.-Respuesta y control de emergencias

Se debe establecer e implantar planes escritos, específicos por instalación, para una efectiva respuesta y control de las emergencias, independientemente de su magnitud.

El plan de Respuesta y Control de Emergencias requiere como mínimo la implantación de aspectos, como:

- Definición de la organización para el control de la emergencia con sus correspondientes niveles de autoridad.
- Responsabilidades del equipo de control de la emergencia, incluyendo ubicación, teléfonos e instructivos detallados de las acciones que debe tomar cada miembro de dicho equipo.
- Sistemas de alarma diferenciados para alertar a los trabajadores en caso de una emergencia.
- Procedimientos para el desalojo de la instalación incluyendo la señalización de las rutas de escape de emergencia.
- Procedimientos a ser seguidos por los empleados que deban permanecer en la instalación para realizar las operaciones críticas de la misma, antes de proceder a desalojarla.
- Procedimiento para el conteo del personal propio, contratado y visitantes, después de completada la evacuación de emergencia.
- Nombres de las personas, posiciones u organizaciones que pueden ser consultadas para obtener mayor información, apoyo o explicación de las tareas descritas en los Planes de Respuesta y Control de Emergencias.
- Procedimiento para el manejo de accidentes mayores que requieran el apoyo de otras organizaciones o terceros.

4.5.10.1.-Centro de control de emergencias

Se debe designar un centro de control de emergencias por instalación o grupos de instalaciones o procesos, entre cuyo equipamiento se sugiere lo siguiente:





- Plano general de la instalación o grupos de instalaciones y su entorno, incluyendo mapas de la comunidad (si aplica).
- Planos de los diferentes sistemas de la instalación, incluyendo el sistema de detección, alarma y extinción de incendios.
- Comunicaciones de emergencia.
- Iluminación de emergencia.
- Planes de respuesta y control de emergencias específicas.
- Planes de contingencia contra fugas y derrames de sustancias químicas e hidrocarburos.
- Lista de los números telefónicos del personal de la empresa a ser contactado.
- Información técnica, tales como la contenida en la Sección 4.5.1., las Hojas de Información de Seguridad de los Materiales y Sustancias Peligrosas (MSDS), manuales, diagramas de flujo, diagramas de instrumentos y tuberías (P&ID's), sistemas de paradas de emergencia, etc.
- Una lista de los equipos para la respuesta y el control de emergencias (incluyendo localización), así como información de ayuda de otras organizaciones.
- Acceso a información meteorológica.

4.5.10.2.-Adiestramiento y divulgación

Toda persona que labore en una instalación debe ser adiestrada en los aspectos pertinentes de los Planes de Respuesta y Control de Emergencias de esa instalación, tomando como base las premisas, que son:

- Cuando los planes sean desarrollados inicialmente.
- Cada vez que un nuevo empleado sea asignado a la instalación o cambien las responsabilidades del empleado o sus acciones establecidas en los planes.
- Cada vez que se efectúen cambios en los Planes de Respuesta y Control de Emergencias.
- Cuando se realicen simulacros.





- Todo visitante a la instalación será notificado de las acciones que debe tomar en caso de una emergencia.

4.5.10.3.-Simulacros de emergencia

La instalación debe desarrollar, al menos un simulacro de emergencia por año, basado en escenarios reales, con la finalidad de ejercitar los elementos contenidos dentro de los planes. Esta actividad debe ser analizada y discutida para identificar y corregir las desviaciones en la aplicación de los planes, inmediatamente después de su ejecución.



Figura 7.- Simulacros de emergencia

4.5.11.-Investigación de Accidentes e Incidentes

El propósito del proceso de investigación es el de identificar las causas fundamentales que produjeron el accidente o incidente, a objeto de tomar las acciones pertinentes e informar oportunamente a todo el personal involucrado o expuesto para prevenir su recurrencia o la ocurrencia de eventos similares.

4.5.11.1.-Procedimiento escrito

Se debe establecer y seguir un procedimiento escrito para permitir que sean investigados todos los accidentes e incidentes que pudieran resultar en consecuencias mayores.

4.5.11.2.-Equipo de investigación

Debe designarse un equipo de investigación del accidente o incidente, integrado por personal con amplios conocimientos en los procesos involucrados, en las técnicas de





investigación, y en otras especialidades que se consideren relevantes o necesarias según el caso.

4.5.11.3.-Inicio de la investigación

La investigación del accidente o incidente debe iniciarse tan pronto como sea posible, considerando la necesidad de asegurar la escena y proteger a las personas y medio ambiente, como también la necesidad de mantener y obtener evidencias y testimonios importantes. En todo caso la investigación debe iniciarse antes de las 24 horas de su ocurrencia.

4.5.11.4.-Informe de la investigación del accidente e incidente

Debe prepararse un informe al finalizar la investigación. Los resultados de la investigación deben ser divulgados, suministrados y compartidos con el personal de otras instalaciones similares.

Los reportes originados por la investigación de accidentes e incidentes deberán ser mantenidos durante la vida de la instalación.

4.5.11.5.-Seguimiento

Debe implantarse un sistema para el seguimiento de las recomendaciones emanadas de las investigaciones de los accidentes e incidentes, con el propósito de verificar su oportuno cumplimiento.

4.5.12.-Evaluación del Sistema

Para una implantación y aplicación adecuada del sistema de Gerencia de la Seguridad de los Procesos, en una refinería de crudo, se requiere que los once (11) elementos presentados en las Secciones 4.5.1. a la 4.5.11., sean evaluados periódicamente, para verificar que los requerimientos establecidos en cada uno de ellos





se estén cumpliendo y así medir la efectividad del proceso e identificar oportunidades de mejoras.

4.5.12.1.-Equipo de evaluación

El equipo designado para la evaluación debe ser multidisciplinario con amplios conocimientos en el proceso involucrado y en otras especialidades consideradas necesarias.

4.5.12.2.-Revisión periódica

Una vez implantado el sistema de Gerencia de la Seguridad de Procesos Químicos, en una refinería de crudo, se deberá efectuar la primera evaluación en el transcurso del primer año y posteriormente cada tres (3) años.

4.5.12.3.-Informe de evaluación

Los resultados de la evaluación deben ser suministrados al personal de la gerencia responsable por la instalación. La gerencia debe establecer un sistema para determinar y documentar la respuesta apropiada a las desviaciones encontradas y asegurar una solución satisfactoria. El informe de evaluación debe ser mantenido al menos hasta la completación de la próxima evaluación.

4.5.12.4.-Seguimiento

Se deberá establecer un procedimiento para el seguimiento de las acciones derivadas de la evaluación, con el fin de:

- a. Verificar la ejecución de todas las acciones que hayan sido acordadas.
- b. Generar los informes periódicos que contengan las acciones pendientes y los responsables por su ejecución.





4.6. SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL PARA UNA REFINERÍA DE CRUDO

Existe una gran preocupación en diversas organizaciones, y en especial en refinerías de crudo, en alcanzar y demostrar sólidos resultados ambientales, controlando el impacto de sus actividades, productos y servicios, en el ambiente, tomando en consideración su política y objetivos ambientales. Todas estas actividades se desarrollan dentro del contexto de legislaciones cada vez más exigentes, el desarrollo de políticas económicas y otras medidas para promover protección ambiental, y un aumento de la preocupación de partes interesadas acerca de temas ambientales incluyendo un desarrollo adecuado para hacerlo de forma sustentable.

Una gran cantidad de organizaciones de refinerías de crudo, se han sometido a "revisiones" o "auditorías" ambientales para evaluar sus resultados ambientales. Estas "revisiones" y "auditorías" de por sí, sin embargo, puede que no sean suficientes para proporcionar a una organización con la seguridad de que sus resultados no solamente satisfacen, sino que continuarán satisfaciendo, sus requisitos legales y de política. Para que sean efectivos, necesitan llevarse a cabo dentro de un sistema de gestión estructurado e integrado con actividad directiva general.

El sistema de gestión ambiental, está pensado para proporcionar a las organizaciones los elementos de un sistema de gestión ambiental efectivo, que pueden ser integrados con otros requisitos de dirección, para ayudar a las organizaciones a alcanzar metas ambientales y económicas.

Este sistema de gestión ambiental no está pensado para usarse en crear barreras de comercio no arancelarias o para aumentar o atacar las obligaciones legales de una organización.

Este sistema de gestión ambiental, propuesto, especifica los requisitos de tal sistema de gestión ambiental. Ha sido escrito para que sea aplicable a todos los tipos y tamaños de organizaciones de una refinería de crudo y para acomodar condiciones diversas geográficas, culturales y sociales. El éxito del sistema depende en el compromiso de todos los niveles y funciones, especialmente de la alta dirección, de la refinería de crudo.





Un sistema de este tipo permite a una organización, de una refinería de crudo, establecer y evaluar la eficacia de procedimientos para establecer una política y objetivos ambientales, alcanzar conformidad con los mismos, y demostrar tal conformidad a otros. La meta del sistema de gestión ambiental es apoyar la protección ambiental y la prevención de contaminación en equilibrio con las necesidades socioeconómicas. Debiera notarse que muchos de los requisitos pueden tratarse concurrentemente o revisarse en cualquier momento.

Existe una importante diferencia entre esta especificación que describe los requisitos para certificación/registro y/o autodeclaración del sistema de gestión ambiental de una organización, y una directriz no certificable con la intención de proporcionar asistencia general a una organización para implementar o mejorar un sistema de gestión ambiental.

La gestión ambiental abarca una amplia gama de temas que incluye aquellos con aplicaciones estratégicas y competitivas. Demostración de la implementación con éxito de la norma, puede usarse por una organización para asegurar a las partes interesadas que un sistema de gestión ambiental apropiado está implementado.

La especificación contiene solamente aquellos requisitos que puedan ser objetivamente auditados para propósitos de certificación/registro y/o autodeclaración.

Debe notarse que en este sistema de gestión ambiental, no se establecen requisitos absolutos de resultados ambientales más allá del compromiso en la política, para cumplir con la legislación y regulaciones aplicables y con una mejora continua. Por tanto, dos organizaciones, de dos refinerías de crudo diferentes, que realizan actividades similares pero con resultados ambientales diferentes, pueden ambas satisfacer sus requisitos.

La adopción e implementación de una gama de técnicas de gestión ambientales de forma sistemática, puede contribuir a resultados óptimos para todas las partes interesadas. Sin embargo, la adopción de esta especificación no garantizará de por sí resultados ambientales óptimos.

A fin de alcanzar los objetivos ambientales, el sistema de gestión ambiental debe alentar a las organizaciones a considerar la implementación de la mejor tecnología



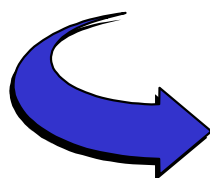


existente donde sea apropiado y donde sea económicamente posible. Además, debe tomarse en consideración en su totalidad, la eficacia de costo de tal tecnología.

Este sistema de gestión ambiental comparte principios comunes de sistemas de gestión con la serie ISO 9000 de normas de sistemas de calidad. Las organizaciones de una refinería de crudo, pueden escoger el usar un sistema de gestión actual consistente con la serie ISO 9000 como base para su sistema de gestión ambiental. Debe entenderse, sin embargo, que la aplicación de varios elementos del sistema de gestión pueden diferir debido a propósitos diferentes y diferentes partes interesadas.

Mientras que los sistemas de gestión de calidad tratan con las necesidades de los clientes, los sistemas de gestión ambientales tratan las necesidades de una amplia gama de partes interesadas y las cambiantes necesidades de protección ambiental de la sociedad.

Los requisitos del sistema de gestión especificados en este sistema de gestión ambiental no necesitan establecerse independientemente de los elementos de sistemas de gestión existentes. En algunos casos será posible satisfacer los requisitos, adaptando elementos del sistema de gestión existente.



MUELLES DE REFINERIA



En área cercana al Parque Nacional Mochima, área sensible ecológicamente.

Figura 8.- Localización de muelles de la Refinería Puerto La Cruz





4.6.1.-Alcance

Este sistema de gestión ambiental especifica los requisitos para un sistema de gestión ambiental que permita a la organización de una refinería de crudo, formular una política y objetivos tomando en consideración requisitos legislativos e información acerca de impactos ambientales específicos. Se aplica a aquellos aspectos ambientales que la organización de una refinería de crudo, puede controlar y sobre los que se espera tenga una influencia. No establece de por sí criterios específicos de resultados ambientales.

Este sistema de gestión ambiental es aplicable a cualquier organización que desee:

- ✓ Implementar, mantener y mejorar un sistema de gestión ambiental;
- ✓ Asegurarse de su conformidad con su política ambiental establecida;
- ✓ Demostrar su conformidad a otras normas;
- ✓ Buscar certificación/registro de su sistema de gestión ambiental por una organización externa; o,
- ✓ Hacer una autodeterminación y declaración independiente de conformidad con la norma.

Todos los requisitos de sistema de gestión ambiental se pretende sean incorporados dentro de cualquier sistema de gestión ambiental, ya existente. El grado de aplicación dependerá de tales factores como la política ambiental de la organización, la naturaleza de sus actividades y las condiciones en las que opera.

4.6.2.-Requisitos del Sistema de Gestión Ambiental

4.6.2.1.-Generalidades

La organización de una refinería de crudo, debe establecer y mantener un Sistema de Gestión Ambiental (SGA), que cumpla con los requisitos que se describen en esta sección.





Se espera que la implementación de un sistema de gestión ambiental como el aquí descrito, proporcionará mejores resultados ambientales. La especificación se basa en el concepto de que la organización revisará y evaluará periódicamente su sistema de gestión ambiental a fin de identificar oportunidades de mejora y su implementación. Las mejoras en su sistema de gestión ambiental se espera resulten en requisitos adicionales de resultados ambientales.

El sistema de gestión ambiental proporciona un proceso estructurado para el logro de mejora continua, cuyo ritmo y alcances serán determinados por la organización a la luz de circunstancias económicas y de otro tipo. Aunque alguna mejora en los resultados ambientales es posible que se logre debido a la adopción de un enfoque sistemático, debiera entenderse que el sistema de gestión ambiental es una herramienta que permite a la organización alcanzar y controlar sistemáticamente el nivel de resultados ambientales establecidos por ella misma. El establecimiento y operación de un sistema de gestión ambiental no resultará necesariamente de por sí en una reducción inmediata del impacto ambiental negativo.

Una organización tiene la libertad y flexibilidad para definir sus fronteras y puede que escoja implementar esta norma en toda la organización, o en unidades o actividades operativas específicas de la organización. Si esta norma se implementa en una unidad o actividad operativa específica, las políticas y procedimientos desarrollados por otras partes de la organización, pueden usarse para satisfacer los requisitos del Sistema de Gestión Ambiental, siempre y cuando sean aplicables a la unidad o actividad operativa específica que estará sujeta a la misma. El nivel de detalle y complejidad del sistema de gestión ambiental, el grado de documentación y los recursos dedicados al mismo, dependerán del tamaño de la organización y la naturaleza de sus actividades. Este puede ser el caso en particular de empresas de pequeño y mediano tamaño.

La integración de temas ambientales con el sistema de gestión general puede contribuir a la implementación efectiva del sistema de gestión ambiental así como a la eficacia y claridad de papeles.





El Sistema de Gestión Ambiental contiene requisitos del sistema de gestión, basados en el proceso cíclico y dinámico de "planificar, implementar, comprobar y revisar."

El Sistema de Gestión Ambiental debe permitir a una organización:

- ✓ Establecer una política ambiental apropiada a la misma;
- ✓ Identificar los aspectos ambientales que surgen del pasado de la organización, actividades existentes o planificadas, productos o servicios, para identificar los impactos ambientales importantes;
- ✓ Identificar los requisitos importantes legislativos y reguladores;
- ✓ Identificar prioridades y establecer objetivos y metas ambientales adecuadas;
- ✓ Establecer una estructura y un programa(s) para implementar la política y alcanzar los objetivos y metas,
- ✓ Facilitar las actividades de planificación, control, supervisión, acción correctiva, auditoria y revisión para asegurar que se cumple con la política que el sistema, de gestión ambiental permanece apropiado; y,
- ✓ ser capaz de adaptarse a las cambiantes circunstancias.

4.6.2.2.-Política ambiental

La alta dirección debe definir la política ambiental de la organización y asegurar que:

- Es adecuada al carácter, escala e impactos ambientales de las actividades, productos y servicio de la organización;
- Incluye un compromiso a la mejora continua y la prevención de la contaminación;
- Incluye un compromiso de obrar de acuerdo con toda la legislación aplicable y regulaciones y con otros requisitos a los que se adhiere la organización;
- Sirve como marco para establecer y revisar objetivos y metas ambientales.
- Es documentada, implementada y mantenida, y es comunicada a todos los empleados; y,
- Está disponible al público.





La política ambiental es el impulsor para implementar y mejorar el sistema de gestión ambiental de la organización, de forma que pueda mantener y potencialmente mejorar sus resultados ambientales. La política debiera por tanto reflejar el compromiso de la alta dirección a satisfacer las leyes aplicables y hacia la mejora continua. La política forma la base sobre la que la organización establece sus objetivos y metas. La política debiera ser lo suficientemente clara para que pueda entenderse por partes interesadas, internas o externas, y debiera ser revisada periódicamente para reflejar condiciones e información cambiantes. Su área de aplicación debiera ser claramente identificable.

La alta dirección de la organización debiera definir y documentar su política ambiental dentro del contexto de la política ambiental de cualquier cuerpo corporativo superior del cual forma parte y con el apoyo de ese cuerpo, si es que existe. La alta dirección puede consistir de un individuo o grupo de individuos con responsabilidad ejecutiva en la organización.

4.6.2.3.-Planificación

Aspectos ambientales

Debe establecerse y mantenerse un procedimiento por la organización para identificar los aspectos, ambientales de sus actividades, productos y servicios, que pueden ser controlados o influenciados, a fin determinar aquellos que tienen o puedan tener impactos importantes en el medio ambiente. La organización deberá asegurarse de que los aspectos relativos a estos impactos importantes se consideran al establecer sus objetivos ambientales.

La organización debe guardar esta información actualizada.

Esta sección tiene por objeto el proporcionar un proceso, para una organización, a fin de identificar aspectos ambientales importantes que debieran ser tratados como prioridad por el sistema de gestión ambiental de la organización. Este proceso debiera





tomar en consideración el costo y tiempo de realizar el análisis y la disponibilidad de datos fidedignos.

Información ya desarrollada para fines reguladores o de otro tipo, puede ser utilizada en este proceso. Las organizaciones pueden tomar también en consideración el grado de control práctico que pueden tener sobre los aspectos ambientales que están siendo considerados. La organización determina lo que son sus aspectos ambientales, tomando en consideración las entradas y salidas asociadas con su actual actividad y actividades, productos y servicios pasados importantes.

Una organización sin un sistema de gestión ambiental, debiera primeramente establecer su posición actual con respecto al medio ambiente, por medio de una revisión. El objetivo debiera ser, considerar todos los aspectos ambientales de la organización, como base para establecer el sistema de gestión ambiental.

Aquellas organizaciones con sistemas de gestión ambiental en uso no tienen que realizar tal revisión. La revisión debiera cubrir cuatro áreas clave:

- ✓ Requisitos legislativos y reguladores;
- ✓ Una identificación de aspectos ambientales, importantes;
- ✓ Un examen de todos los procedimientos y prácticas existentes de gestión ambiental; y,
- ✓ Una evaluación de la retroalimentación, de las investigaciones de incidentes previos.

En todos los casos, debiera darse consideración a operaciones normales y anormales dentro de la organización, y a condiciones potenciales de emergencia.

Un enfoque apropiado hacia la revisión, pudiera incluir listas de chequeo, entrevistas, inspección directa y medida, resultados de auditorías previas u otras revisiones dependiendo de la naturaleza de las actividades.

El proceso para identificar los aspectos ambientales importantes asociados con las actividades en las unidades operativas, debiera considerar, donde sea necesario:

- impacto en las comunidades;
- contaminación de la tierra;
- emisiones al aire;





- descargas al agua;
- gestión de desperdicios;
- uso de materias primas y recursos naturales; y
- otros temas ambientales locales.

Este proceso debiera considerar condiciones normales de operación, condiciones de parada y arranque, además de los impactos potenciales importantes realísticos asociados a situaciones de emergencia o que pudieran haberse anticipado razonablemente.

El proceso tiene por objeto el identificar aspectos ambientales importantes asociados con actividades, productos y servicios y no requiere una evaluación detallada del ciclo de vida. Las organizaciones no tienen que evaluar cada producto, componente o entrada de materias primas. Simplemente, pueden seleccionar categorías de actividades, productos o servicios para identificar aquellos aspectos que con mayor probabilidad pudieran tener un impacto importante.

El control e influencia sobre los aspectos ambientales de productos, varía significativamente, dependiendo de la situación de mercado de la organización. Un contratista o proveedor de la organización puede que tenga comparativamente poco control, mientras que la organización responsable del diseño del producto puede alterar los aspectos significativamente, al cambiar por ejemplo un sólo material de entrada. Si bien se reconoce que las organizaciones pueden tener un control limitado sobre el uso y eliminación de sus productos, aquellas debieran considerar, donde sea práctico, la manipulación y mecanismos de eliminación adecuados. Esta provisión no tiene por objeto cambiar o aumentar las obligaciones legales de una organización.

Requisitos legales y varios

Debe establecerse y mantenerse un procedimiento por la organización, para identificar y tener acceso a todos los requisitos ambientales - legales o de otro tipo - a los que la organización suscribe, y que son directamente aplicables a los aspectos ambientales de sus actividades, productos y servicios.





Ejemplos de otros requisitos a los que la organización pudiera adherirse son:

- códigos de práctica de la industria;
- acuerdos con autoridades públicas;
- directrices no-reguladoras

Objetivos y metas

Deben establecerse, mantenerse y definirse por la organización, objetivos y metas ambientales documentados a cada nivel y función importante dentro de la organización.

Al establecer y revisar objetivos, la organización debe dar consideración a los requisitos legales y varios, sus aspectos ambientales importantes, sus opciones tecnológicas, y sus requisitos financieros, operativos y de negocios, y los puntos de vista de las partes interesadas.

Los objetivos deben ser consistentes con la política ambiental, incluyendo el compromiso a la prevención de contaminación.

Los objetivos deben ser específicos y las metas debieran ser medibles, siempre que sea práctico y también debieran tomarse en consideración cuando sea apropiado la toma de medidas preventivas.

Al considerar sus opciones tecnológicas, una organización pudiera considerar el uso de la mejor tecnología existente donde sea posible económicamente, eficaz en costos y se juzgue apropiada. La referencia a los requisitos financieros de la organización no tiene por objeto implicar que las organizaciones están obligadas a usar metodologías de contabilidad de costos ambientales.

Programa de gestión ambiental

Debe establecerse y mantenerse por la organización un programa(s) para alcanzar objetivos y metas. Debe incluir:

- Designación de la responsabilidad para alcanzar objetivos y metas en cada nivel y función importante en la organización; y,





- Los medios y un programa de tiempos para lograr estos objetivos.

Si un proyecto está relacionado a nuevos desarrollos y actividades, productos o servicios nuevos o modificados, el programa (s) debe modificarse donde sea pertinente para asegurar que la gestión ambiental se aplica a tales proyectos.

La creación y uso de un programa(s) es un elemento clave para la implementación con éxito de un sistema de gestión ambiental. El programa debe describir cómo se alcanzarán las metas de la organización, incluyendo períodos de tiempo y el personal responsable de implementar la política ambiental de la organización. Este programa puede ser subdividido para tratar elementos específicos de las operaciones de la organización. El programa debiera incluir una revisión ambiental para nuevas actividades.

El programa puede incluir donde sea apropiado y práctico, consideración a las etapas de planificación, diseño, producción, marketing y eliminación. Esto puede realizarse para actividades, productos y servicios actuales o nuevos. Para productos, éste puede tratar diseño, materiales, procesos de producción, uso y eliminación final. Para instalaciones o modificaciones importantes de procesos, el programa puede tratar planificación, diseño, construcción, encargo, operación, y a su debido tiempo, determinado por la organización, desautorización.

4.6.2.4.-Implementación y operación

Estructura y responsabilidad

La dirección debe definir, documentar y comunicar roles, responsabilidades y autoridades para facilitar una gestión ambiental eficaz.

Deben proporcionarse por la dirección, los recursos esenciales para implementar y controlar el SGA. Los recursos incluyen personal, habilidades especiales, tecnología y recursos financieros.





La alta dirección debe nombrar (a) un representante de dirección específico, quien, independientemente de sus otras responsabilidades, debe tener papeles, responsabilidad y autoridad definidos para:

- Asegurar que se establecen, implementan y mantienen los requisitos del SGA, de acuerdo con este sistema; y,
- Informar sobre los resultados del SGA a la alta dirección con la idea de revisar y buscar modos en los que el sistema pueda ser continuamente mejorado.

La implementación con éxito de un sistema de gestión ambiental, para una refinería de crudo, requiere el compromiso de todos los empleados de la organización. Las responsabilidades ambientales, por tanto, no debieran verse como confinadas a la función ambiental, sino que pueden incluir otras áreas de una organización tales como gestión operativa o funciones de personal aparte de la ambiental.

Este compromiso debe comenzar en los más altos niveles de dirección, de la refinería de crudo. Por consiguiente, la alta dirección debiera establecer la política ambiental de la organización y asegurar que el sistema de gestión ambiental es implementado. Como parte de este compromiso, la alta dirección debiera designar un representante(s) específico(s) de dirección con responsabilidad y autoridad definidas para implementar el sistema de gestión ambiental. En grandes o complejas organizaciones puede que exista más de un representante designado. En refinerías de crudo pequeñas o empresas pequeñas o medianas, estas responsabilidades pueden ser asumidas por un individuo. La alta dirección también debe asegurarse de que se proporciona un adecuado nivel de recursos para asegurar que el sistema de gestión ambiental se implementa y se mantiene. Es también importante que las responsabilidades clave del sistema de gestión ambiental estén bien definidas y sean comunicadas al personal apropiado

Capacitación, conciencia y competencia





La organización debe identificar las necesidades de capacitación. Ello requerirá que todo el personal cuyo trabajo pueda crear un impacto ambiental importante haya recibido en entrenamiento adecuado.

Deben establecerse y mantenerse procedimientos para hacer a todos los empleados o miembros de la organización conscientes de:

- La importancia de mantener conformidad con la política ambiental y procedimientos y con los requisitos del SGA;
- Los impactos ambientales importantes, actuales o potenciales, de sus actividades de trabajo, y los beneficios ambientales que pueden derivarse de resultados personales mejorados;
- Sus papeles y responsabilidades en lo que respecta a satisfacer la política ambiental y procedimientos, y los requisitos ambientales del sistema de gestión ambiental, incluyendo requisitos sobre el estado de preparación y repuesta de emergencia; y,
- Las consecuencias que pueden resultar de no seguir los procedimientos operativos según están especificados.

El personal que lleva a cabo tareas que pudieran causar impactos ambientales importantes deben ser competentes en base a su educación, capacitación y experiencia.

La organización debe establecer y mantener procedimientos para identificar las necesidades de capacitación. La organización debiera requerir también que los contratistas trabajando en nombre de la empresa sean capaces de demostrar que sus empleados tienen la capacitación requerida.

La dirección debe determinar el nivel de experiencia, competencia y capacitación necesarios para asegurar la capacidad del personal, especialmente aquellos que llevan a cabo funciones de gestión ambiental especializadas.

Comunicación

Deben establecerse y mantenerse procedimientos por la organización para:





- Comunicaciones internas entre los varios niveles/funciones de la organización; y,
- Recibir, documentar y responder a comunicaciones importantes de entidades externas referentes al SGA y a los aspectos ambientales.

La organización debe considerar procesos para comunicaciones externas sobre sus aspectos ambientales importantes y registrar su decisión.

Las organizaciones deben implementar un procedimiento para recibir, documentar y responder a información y peticiones importantes de partes interesadas. Este procedimiento puede incluir un diálogo con partes interesadas y consideración de sus preocupaciones pertinentes.

En algunas circunstancias, respuestas a las preocupaciones de partes interesadas pueden incluir información importante acerca de los impactos ambientales asociados con las operaciones de la organización. Estos procedimientos deben también tratar las comunicaciones necesarias con autoridades públicas relativas a planificación de emergencia y otros temas importantes.

Documentación del sistema de gestión ambiental

La organización debe establecer y mantener información, en papel o en forma electrónica, para:

- Describir los elementos centrales del SGA y su interacción; y,
- Proporcionar guía a la documentación relacionada.

El nivel de detalle de la documentación debiera ser suficiente para describir los elementos centrales del sistema de gestión ambiental y su interacción, y proporcionar dirección sobre dónde obtener información más detallada sobre la operación de partes específicas del sistema de gestión ambiental. Esta documentación puede ser integrada y compartida con documentación de otros sistemas implementados por la organización. No tiene que ser en la forma de un manual.

La documentación relacionada puede incluir:





- información de proceso;
- organigramas;
- normas internas y procedimientos operativos; y
- planes de emergencia de la planta.

Control de documentos

Deben establecerse y mantenerse procedimientos por la organización para el control de todos los documentos requeridos por este Sistema de Gestión Ambiental, para asegurar que:

- Los documentos puedan ser localizados;
- Los documentos son revisados periódicamente, actualizados si es necesario, y aprobados por su suficiencia por personal autorizado;
- Versiones actuales de documentos pertinentes están disponibles en todos los lugares donde se llevan a cabo actividades esenciales al funcionamiento efectivo del SGA;
- Documentos obsoletos son retirados con prontitud de todos los puntos donde se usan, para evitar su uso inadvertido;
- Cualquier documento obsoleto, retenido por fines legales o de conocimientos, está debidamente identificado.

Toda la documentación debe ser legible, fechada (incluyendo fechas de las revisiones) y fácilmente identificable, mantenida de forma ordenada y retenida durante un período de tiempo especificado. Deben establecerse y mantenerse, procedimientos y responsabilidades relativas a la creación y modificación de los varios tipos de documentación.

El objetivo de esta sección de la especificación es asegurar que las organizaciones creen y mantengan documentos de una forma suficiente para implementar el sistema de gestión ambiental. Sin embargo, el objetivo primario de las organizaciones debiera centrarse en la implementación eficaz del sistema de gestión ambiental y en los resultados ambientales y no en un sistema complejo de control de la documentación.





Control operativo

La organización debe identificar operaciones y actividades asociadas con aspectos ambientales importantes identificados, en línea con su política, objetivos y metas. Estas operaciones y actividades identificadas incluyendo mantenimiento, deben ser planificadas por la organización para asegurar que son llevadas a cabo bajo condiciones específicas:

- Estableciendo y manteniendo procedimientos documentados para cubrir situaciones donde su ausencia pudiera conducir a desviaciones de la política ambiental, objetivos y metas;
- Especificando criterios en los procedimientos operativos; y,
- Estableciendo y manteniendo procedimientos relacionados a los aspectos ambientales importantes identificables de mercancías y servicios usados por la organización y comunicando aquellos procedimientos y requisitos a proveedores y contratistas.

Preparación en caso de emergencia y respuesta

Deben establecerse y mantenerse procedimientos por la organización para identificar y responder a situaciones de emergencia potenciales y accidentes, y para prevenir y minimizar cualquier impacto ambiental asociado.

La organización debe revisar, donde sea necesario, su preparación para casos de emergencia, procedimientos de respuesta, en particular, después de accidentes o situaciones de emergencia.

La organización también debe ensayar periódicamente tales procedimientos donde sea posible.

4.6.2.5.-Comprobación y acción correctiva

La organización debe establecer y mantener procedimientos para controlar y medir sus operaciones y actividades que puedan tener un impacto ambiental importante.





Control y medida

La organización debe establecer y mantener procedimientos para controlar y medir, de forma regular, las características claves de sus operaciones y actividades que pueden tener un impacto ambiental importante. Esto debe incluir el registro de información para seguir la pista a los resultados de control operativos importantes y a la conformidad con los objetivos y metas de la organización.

Debe calibrarse y mantenerse el equipo de control. Deben retenerse registros de este proceso de acuerdo con los procedimientos de la organización.

Debe establecerse y mantenerse un procedimiento por parte de la organización, para evaluar periódicamente conformidad con la legislación y las regulaciones ambientales importantes.

No-conformidad y acción correctiva y preventiva

La organización debe establecer y mantener procedimientos, definiendo la responsabilidad y autoridad para manejar e investigar una no - conformidad, tomar acción para disminuir cualquier impacto causado y para iniciar y completar acción correctiva y preventiva.

Cualquier acción correctiva y preventiva tomada para eliminar la causa(s) de una no – conformidad, actual o potencial, deberá ser apropiada a la magnitud del problema(s) y proporcionada al impacto ambiental asociado.

La organización debe implementar y registrar cualquier cambio en los procedimientos, documentando lo que resulten de la acción correctiva y preventiva.

Al establecer y mantener procedimientos para investigar y corregir no conformidades, la organización debiera incluir estos elementos básicos:

- identificación de la causa de la no conformidad;
- identificación e implementación de la acción correctiva necesaria;
- identificación o modificación de controles necesarios para evitar la repetición de la no conformidad; y,





- registro de cualquier cambio en los procedimientos escritos resultantes de la acción correctiva.

Dependiendo de la situación, esto puede lograrse rápidamente y con un mínimo de planificación formal o puede ser una actividad más compleja a largo plazo. La documentación asociada debiera ser apropiada al nivel de la acción correctiva.

Registros

La organización debe establecer y mantener procedimientos para la identificación, mantenimiento y eliminación de registros ambientales. Estos registros deberán incluir de capacitación resultados de auditorías y revisiones de la dirección.

Los registros ambientales deben ser legibles, identificables y trazables a la actividad, producto (servicio al que hacen referencia). Los registros ambientales deben ser almacenados y mantenidos de tal forma que sean fácilmente recuperables y protegidos contra daño, deterioro o pérdida. Deberá establecerse y registrarse sus tiempos de retención.

Deben mantenerse registros ambientales, según sea apropiado al sistema y a la organización, para demostrar conformidad a los requisitos de esta norma.

Los procedimientos para la identificación, mantenimiento y eliminación de registros, deben centrarse en aquellos registros necesarios para implementar y operar el sistema de gestión ambiental y en registrar el grado de cumplimiento de objetivos y metas planificados.

Los registros ambientales pueden incluir:

- a) información sobre leyes ambientales aplicables u otros requisitos;
- b) registros de quejas;
- c) registros de capacitación;
- d) información de proceso de producto;
- e) información de producto;
- f) registros de inspección, mantenimiento y calibración;
- g) información pertinente de contratistas y proveedores;





- h) informes de incidentes;
 - i) información sobre preparación y respuesta de emergencia;
 - j) registros de impactos ambientales importantes;
 - k) resultados de la auditoría
 - l) revisiones de dirección.
- Debiera tomarse nota de información de negocios confidencial.

Auditoría del sistema de gestión ambiental

La organización debe establecer y mantener un programa y procedimientos para auditorías periódicas del SGA a fin de:

- a) Determinar si el SGA:
 - Es conforme con las disposiciones planificadas para la gestión ambiental, incluyendo los requisitos de este Sistema,
 - Ha sido debidamente implementado y mantenido; y,
- b) Proporcionar información sobre los resultados de la auditoría a la dirección.

El programa de auditoría, incluyendo cualquier programa, debe basarse en la importancia ambiental de la actividad concerniente, y en los resultados de auditorías anteriores. A fin de ser completos, los procedimientos de auditoría deben tratar el alcance de la auditoría, frecuencia y metodologías, además de las responsabilidades y requisitos para llevar a cabo las auditorías y comunicar los resultados.

El programa de auditoría y procedimientos deben cubrir:

- las actividades y áreas que deben considerarse en las auditorías;
- la frecuencia de las auditorías;
- las responsabilidades asociadas con la gestión y ejecución de las auditorías;
- la comunicación de los hallazgos de la auditoría;
- competencia del auditor; y
- cómo las auditorías debieran llevarse a cabo





Las auditorías pueden ser realizadas por personal de dentro de la organización o por personas externas seleccionadas por la organización. En cualquier caso, las personas que llevan a cabo la auditoría deben estar en posición de hacerlo imparcial y objetivamente.

Revisión de dirección

La alta dirección de la organización debe, a los intervalos que determine, revisar el SGA para garantizar su continua idoneidad y eficacia. El proceso de revisión por parte de la dirección debe asegurar que la información necesaria es recogida para permitir a la dirección el llevar a cabo la evaluación. Esta revisión debe ser documentada.

El proceso de revisión por parte de la dirección, debe tratar la necesidad de hacer posibles cambios a la política ambiental, objetivos y metas, y elementos del SGA basada en los resultados de la auditoría del SGA, circunstancias cambiantes y el compromiso de la organización hacia la mejora continua.

A fin de mantener la mejora continua, adecuación y eficacia del sistema de gestión ambiental, y cómo consecuencia sus resultados, la dirección de la organización debe revisar y evaluar el sistema de gestión ambiental a intervalos definidos. El alcance de la revisión debiera ser completo, aunque no necesitan revisarse todos los elementos de un sistema de gestión ambiental a la vez, y el proceso de revisión puede tener lugar a lo largo de un cierto período de tiempo.

La revisión de la política, objetivos y procedimientos debe llevarse a cabo por el nivel de dirección que los definió.

Las revisiones deben incluir:

- resultados de auditorías;
- el grado en el que se han satisfecho los objetivos y metas;
- la continua idoneidad del sistema de gestión ambiental en relación a las condiciones e información cambiantes; y
- preocupaciones de las partes interesadas importantes.





Las observaciones, conclusiones y recomendaciones deben ser documentadas para la acción necesaria.

4.7.-Actualidad Internacional Ambiental ISO 14001.

La norma ISO 14001: 1996 de “Sistemas de Gestión Medioambiental. Especificaciones y directrices para su utilización” ha sido revisada y la nueva norma ISO 14001:2004: “Sistemas de gestión ambiental. Requisitos con orientación para su uso” se publicó el 15 de noviembre de 2004.

Un proceso paralelo de revisión se ha seguido para ISO 14004: “Directrices generales sobre principios, sistemas y técnicas de apoyo”, habiéndose publicado igualmente el 15 de noviembre de 2004.

Las reglas de la organización ISO requieren que las normas se revisen cada 5 años, y en el caso concreto de la norma ISO 14001 dicha revisión ha sido realizada por el Comité Técnico ISO (TC) 207 y el Subcomité (SC) 1, habiéndose iniciado el proceso en el año 2000.

En una fase temprana de trabajo, el citado Comité Técnico decidió que dada la relativa novedad de la norma ISO 14001, así como la inmadurez de su implantación y certificación la revisión se limitaría a:

Mejorar la compatibilidad entre ISO 14001 e ISO 9001:2000, y

Aportar una mayor claridad a la norma ISO 14001, basándose en la experiencia de la anterior norma (ISO 14001:1996) y sin añadir o suprimir requisitos.

En consecuencia, la nueva norma ISO 14001:2004 no presenta cambios importantes en relación con la edición de 1996, por lo que no debería suponer un importante trabajo adicional para las organizaciones que tienen implantada la versión anterior.

4.7.1.-Periodo de transición

ISO e IAF (Internacional Accreditation Forum) han acordado en 18 meses el período de transición entre ISO 14001:1996 e ISO 14001:2004. Concretamente, se ha





establecido el 15 de mayo de 2006 como fecha de expiración para los certificados acreditados emitidos con respecto a la antigua norma de 1996.

El periodo de transición se llevará a cabo en dos fases:

- **Fase 1** (6 meses) (15 noviembre 2004-15 mayo 2005):

Se considera un periodo de preparación. Durante este periodo las auditorías y la certificación pueden realizarse tanto con la nueva norma de 2004 como con la norma de 1996. Sin embargo, todos los certificados emitidos de acuerdo a ISO 14001:1996 deben ser transferidos a la nueva norma en mayo de 2006.

- **Fase 2** (12 meses) (15 mayo 2005-15 mayo 2006):

Todas las auditorías deberán realizarse de acuerdo a la nueva norma y todos los certificados deberán ser transferidos a la nueva norma. El 16 de mayo de 2006 dejarán de ser válidos todos los certificados acreditados emitidos con respecto a ISO 14001:1996.

Considerando que los cambios a la nueva norma no son importantes, la transición puede llevarse a cabo tanto durante una auditoría de recertificación como en una auditoría periódica, según acuerde la certificadora con el cliente.

Los cambios clave de la nueva ISO 14001: 2004 se resumen así:

Tabla 2.-Cambios Claves de la Nueva ISO 14001:2004

Sección	Cambios
3. Definiciones	Se han incluido 7 nuevos términos, para aumentar la compatibilidad con ISO 9001:2000 (auditoría, documento, procedimiento, registro, no conformidad, acción correctiva y acción preventiva).
4.1 Requisitos generales	Más explícita en: 1. Necesidad de demostrar mejora continua del SGMA. 2. Necesidad de definir claramente, por parte de las organizaciones el alcance del SGMA.
4.2 Política medioambiental	Más explícita en el requisito de comunicar la política a las personas que trabajan en nombre de la organización y no solamente a los empleados de la empresa, tal y como ocurría en la edición de 1996. (La comunicación a personal externo debe revisarse conjuntamente con cláusula 4.4.2 y 4.4.6 c).





Sección	Cambios
4.3.1 Aspectos medioambientales	Más explícita en: 1. Inclusión de los aspectos medioambientales relacionados con desarrollos nuevos o planificados, o las actividades, productos y servicios nuevos o modificados (anteriormente este requisito estaba en la cláusula 4.3.4) 2. Exigencia clara de documentar el resultado del proceso de evaluación de aspectos medioambientales. 3. Los aspectos significativos deberán ser considerados cuando se establezca y mantenga el SGMA y como base para el establecimiento de objetivos.
4.3.2 Requisitos legales y otros requisitos	Más explícita en: 1. Determinar los requisitos legales y otros requisitos aplicables a los aspectos medioambientales de la organización. 2. Asegurar que los requisitos legales y otros requisitos que la organización suscriba son considerados en el establecimiento, implementación y mantenimiento del SGMA.
4.3.3 Objetivos, metas y programa (s)	Más explícita en: 1. Que los objetivos y las metas sean consecuentes con el compromiso de mejora continua. 2. El texto del requisito 4.3.4 (programa) de la ISO 14001:1996 se ha incorporado en la nueva norma en el requisito 4.3.3.
4.4.1 Recursos, funciones, responsabilidad y autoridad	La nueva versión requiere que la dirección asegure recursos para establecer, implementar, mantener y mejorar el SGMA y no solamente para la implementación y control.
4.4.2 Competencia, formación y toma de conciencia	En la nueva norma este requisito es más explícito, abarcando a todo el personal relevante que trabaja en nombre de la organización (contratistas, personal temporal....) y no solamente a los empleados propios como ocurría en la edición de 1996. (La comunicación de la política medioambiental (4.2) a contratistas pueden tener una forma diferente a la declaración de la política propiamente dicha, como por ejemplo reglamentos, directivas, procedimientos, y pueden, por lo tanto, incluir solamente las secciones pertinentes de la política.
4.4.3 Comunicación	La nueva versión señala que la organización deberá establecer uno o varios métodos para la comunicación externa de los aspectos medioambientales significativos, si decide comunicarlos.
4.4.4 Documentación	Se presenta una lista más detallada y extensa de la documentación requerida. La documentación del SGMA debe incluir la descripción del alcance del SGMA.





Sección	Cambios
4.4.5 Control de documentación	Los cambios son: 1. Acercamiento a ISO 9001:2000 en cuanto a la estructura de los requisitos. 2. Más explícito en control de documentos de origen externo. 3. El término documento está ahora claramente definido como en ISO 9001:2000.
4.5.1 Seguimiento y medición	No hay exigencia de procedimiento documentado, pero sí se requieren procedimientos que incluyan documentación de la información para hacer el seguimiento del comportamiento medioambiental, de los controles operacionales aplicables y de la conformidad con objetivos y metas ambientales de la organización.
4.5.2 Evaluación de cumplimiento legal	Este es un nuevo requisito de la norma ISO 14001 creado a partir del último párrafo de 4.5.1 y con objeto de hacerlo más visible. No se precisa un procedimiento documentado pero se requiere mantener registros de las evaluaciones periódicas.
4.5.3 No Conformidad, acción correctiva y acción preventiva	Este requisito se ha redefinido para aclararlo. La nueva versión requiere: - Investigación de las no conformidades, determinando sus causas para evitar su recurrencia - Procedimiento para evaluar la necesidad de acciones preventivas para prevenir la ocurrencia de no conformidades potenciales - Registro de los resultados de acciones preventivas y acciones correctivas tomadas - Revisión de la eficacia de las acciones preventivas y acciones correctivas tomadas.
4.5.4 Control de los registros	La nueva versión requiere, en general, la existencia de registros para demostrar la conformidad con el SGMA y con la norma ISO 14001.
4.5.5 Auditoría interna	Este requisito se ha redactado de nuevo para dar una mayor claridad. El Anexo A refiere la norma ISO 19011:2002 como guía.





Sección	Cambios
4.6 Revisión por la dirección	<p>Mayor detalle en la lista de temas que debe atender la revisión (en línea con ISO 9001). Los elementos de entrada para la revisión deben incluir:</p> <ul style="list-style-type: none">a) resultados de las auditorías internas y evaluaciones de cumplimiento con los requisitos legales y otros requisitos que la organización suscriba;b) las comunicaciones de las partes interesadas externas, incluidas las quejas;c) resultados medioambientales de la organización;d) el grado de cumplimiento de los objetivos y metas;e) el estado de las acciones correctivas y preventivas;f) el seguimiento de las acciones resultantes de las revisiones previas llevadas a cabo por la dirección;g) los cambios en las circunstancias, incluyendo la evolución de los requisitos legales y otros requisitos relacionados con sus aspectos medioambientales; yh) las recomendaciones para la mejora.
ANEXO A	<p>La guía del Anexo A se ha mejorado en algunos de los requisitos y representa una útil herramienta que incluye referencias a ISO 14004 e ISO 19011.</p>





CAPÍTULO V: RESULTADOS

De acuerdo a todo lo anterior y a fin de disponer de una herramienta gerencial que permita ayudar en prevenir la ocurrencia o minimizar las consecuencias, de manera sistemática, de fugas catastróficas de materiales tóxicos o explosivos asociados a las actividades de una refinería de crudo, para minimizar los daños a las personas, a las instalaciones y al ambiente, mediante la implantación y desarrollo de los elementos del sistema; así como también desarrollar los elementos del sistema de gestión ambiental que permita una gestión sostenible ambientalmente, se puede decir que el sistema de gerencia propuesto **“SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO”**, se basa en dos pilares fundamentales, ya explicados, que son el sistema de gerencia de seguridad de procesos químicos y el sistema de gestión ambiental. Estos pilares del sistema de gestión propuesto son el modelo operativo del proyecto factible que se describe en la figura 5:





Figura 9.- Modelo operativo propuesto

A.-SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS EN UNA REFINERÍA DE CRUDO

- Información de Seguridad de los Procesos Químicos
- Análisis de Riesgos de los Procesos Químicos
- Manejo del Cambio
- Procedimientos Operacionales
- Prácticas de Trabajo Seguro
- Seguridad de Contratistas
- Adiestramiento
- Aseguramiento de Calidad e Integridad Mecánica de Equipos Críticos



- Revisión de Seguridad Pre-arranque
- Respuesta y Control de Emergencias
- Investigación de Accidentes e Incidentes
- Evaluación del Sistema

B.- SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO

Requisitos del Sistema de Gestión Ambiental

- Generalidades
- Política ambiental
- Planificación
 - ❖ Aspectos ambientales
 - ❖ Requisitos legales y varios
 - ❖ Objetivos y metas
 - ❖ Programa de gestión ambiental
- Implementación y operación
 - ❖ Estructura y responsabilidad
 - ❖ Capacitación, conciencia y competencia
 - ❖ Comunicación
 - ❖ Documentación del sistema de gestión ambiental
 - ❖ Control de documentos
 - ❖ Control operativo
 - ❖ Preparación en caso de emergencia y respuesta
- Comprobación y acción correctiva
 - ❖ Control y medida
 - ❖ No-conformidad y acción correctiva y preventiva
 - ❖ Registros
 - ❖ Auditoría del sistema de gestión ambiental
- Revisión de dirección





El modelo operativo que se propone contiene las listas de chequeo o verificación a fin de hacerlo factible a la Gerencia de una Refinería de Crudo, las cuales son:

- Lista de Chequeo : Información de Seguridad de los Procesos Químicos
- Lista de Chequeo : Análisis de Riesgos de los Procesos Químicos
- Lista de Chequeo : Manejo del Cambio
- Lista de Chequeo : Procedimientos Operacionales
- Lista de Chequeo : Prácticas de Trabajo Seguro
- Lista de Chequeo : Seguridad de Contratistas
- Lista de Chequeo : Adiestramiento
- Lista de Chequeo : Aseguramiento de Calidad e Integridad Mecánica de Equipos Críticos
- Lista de Chequeo : Revisión de Seguridad Pre-arranque
- Lista de Chequeo : Respuesta y Control de Emergencias
- Lista de Chequeo : Investigación de Accidentes e Incidentes
- Lista de Chequeo : Evaluación del Sistema





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
INFORMACIÓN DE SEGURIDAD DE LOS PROCESOS (ISP)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
1.-¿Está la ISP actualizada y disponible tanto en la instalación como en la oficina?						
¿Incluye la ISP lo siguiente?:						
2.-Hojas de Información de Seguridad de los Materiales (MSDS)						
3.-Riesgos de los productos y corrientes intermedias						
4.-Información del diseño del proceso						
5.-Descripción de la química del proceso						
6.-Diagrama de flujo del proceso						
7.-Inventario máximo de productos y materias primas						
8.-Límites máximos y mínimos de operación segura						
9.-Consecuencias probables de desviaciones a los límites						
10.-Cálculos de respaldo						
11.-Balance de masas y energía						
12.-Diagramas de tuberías e instrumentación (P&ID's)						
13.-Materiales de construcción						
14.-Dibujos, planos y diagramas de la distribución de equipos						
15.-Planos / descripción de los sistemas de seguridad						
16.-Clasificación eléctrica de áreas						
17.-Diagrama eléctrico unifilar						
18.-Diseño de los sistemas de alivio y drenaje						
19.-Diseño de los venteos y mechurrios						
21.- Hojas técnicas y de especificaciones de los equipos del proceso						
21.-Descripción de los sistemas de detección y control de fugas, escapes e incendios						
22.-Diagramas de lazo de instrumentación						
23.-Diagramas Causa-Efecto						
24.-Normas, estándares y códigos de diseño empleados						





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
INFORMACIÓN DE SEGURIDAD DE LOS PROCESOS (ISP)						
Refinería:				Planta:		
Gerente:				Fecha:		
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
25.-Información del fabricante	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ENTREVISTAS						
26.-¿Están los operadores familiarizados y tienen fácil acceso a la Información de Seguridad de los Procesos requerida?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
27.-¿Es fácilmente comprensible la Información de Seguridad de los Procesos?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
28.-¿Son oportuna y claramente comunicados los cambios en la Información de Seguridad de los Procesos a todo el personal que debe conocerlos?	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Porcentaje de Avance: $(\text{N}^\circ \text{ Si} / \text{N}^\circ \text{ de Preguntas}) \times 100 =$ %

Resultados: (No relevante hasta después del tercer mes)

- > 90% Excelente
- 75% - 90% Bueno, pero necesita mejora
- 50% - 74% Regular: Requiere acción del gerente
- < 50% Deficiente: Requiere acción inmediata del gerente general





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
ANÁLISIS DE RIESGOS DE LOS PROCESOS (ARP)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
PROGRAMA DE ANALISIS DE RIESGOS						
1.-¿Se ha establecido y documentado el orden de prioridades para la realización de Análisis de Riesgos de la instalación?						
2.-¿Está la realización de Análisis de Riesgos de la instalación de acuerdo con las prioridades establecidas?.						
3.-¿Han sido realizados los Análisis de Riesgos por un equipo multidisciplinario calificado?						
¿Se ha establecido un sistema que permita?:						
4.-Verificar que las recomendaciones sean atendidas con prontitud y queden registradas las acciones tomadas						
5.- Desarrollar un cronograma de ejecución de las acciones requeridas						
6.-Completar las acciones en las fechas previstas						
7.- Comunicar las acciones al personal de operaciones, mantenimiento o cualquier otro relacionado con el proceso o instalación, que pudiera ser afectado						
¿Es mantenida la siguiente información durante la vida del proceso?:						
8.-Análisis de Riesgos actualizados de los procesos cubiertos por el GSP						
9.-Documentación referente a la completación de las recomendaciones						
10.-¿Son los Análisis de Riesgos actualizados o revalidados conforme al programa establecido?						
REPORTE DEL ANALISIS DE RIESGOS						
11.- ¿Se ha puesto la debida atención a los pasos de la identificación de riesgos?						
12¿Se ha elegido la metodología de Análisis de Riesgos más adecuada al tipo de proceso?						





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
ANÁLISIS DE RIESGOS DE LOS PROCESOS (ARP)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
¿Considera el Análisis de Riesgos la siguiente información:?						
13.- Riesgos presentes en el proceso						
14.-Cualquier incidente previo con probabilidad de consecuencias catastróficas						
14.- Riesgos presentes en el proceso						
15.-Controles administrativos y de ingeniería aplicables a los riesgos						
16.- Consecuencias de fallas en los controles administrativos o de ingeniería						
17.- Ubicación de la instalación en relación con otras instalaciones y a terceros						
18.- Factores humanos						
19.- Evaluación cualitativa de los efectos posibles en la seguridad y salud del personal de la instalación, debido a fallas en los controles						
¿Ha sido empleada alguna de las siguientes metodologías en la identificación y evaluación de los riesgos presentes en el proceso?:						
20.-¿Qué pasaría si...? (What-if...?)						
21.-Listas de Verificación (Checklist)						
22.-What-if/Checklist						
23.-Análisis de Riesgos y Operabilidad (HAZOP)						
24.-Análisis de Modo de Falla y Efecto (Failure Mode and Effects Analysis-FMEA)						
25.-Análisis de Árbol de Fallas (Fault Tree Analysis-FTA)						
26.-Análisis de Árbol de Eventos (Event Tree Analysis-ETA)						
27.-Cualquier otra metodología equivalente apropiada						
28.-¿Realizó el equipo un recorrido por el área como parte del Análisis de Riesgos?						
¿Se contempla en el Reporte del Análisis de Riesgos los siguientes aspectos?:						
29.- Documentación de todas las preguntas y respuestas						
30.- Documentación de la condición de cada elemento analizado						



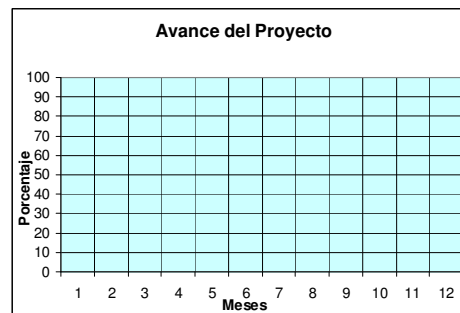


Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
ANÁLISIS DE RIESGOS DE LOS PROCESOS (ARP)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
31.- Uso de Listas de Verificación cuando sean apropiadas para estimular las preguntas						
32.- Referencia en las Recomendaciones a las preguntas que las generaron						
¿Se alcanzó un consenso interdisciplinario?:						
33.-Inclusión de recomendaciones de alta prioridad para continuar la operación segura						
34.-Se indica en el reporte los nombres de los miembros del equipo de revisión						
35.-¿Concluyó el equipo de revisión que el proceso puede ser operado con seguridad?						
36.- ¿Son las Recomendaciones claras y precisas?						
37.-¿Puede este Análisis de Riesgos servir de Guía para futuros Análisis de Riesgos?						
ENTREVISTAS						
38.-¿Son asignados los recursos y tiempo necesarios para la realización adecuada de los Análisis de Riesgos?.						
39.-¿Son los hallazgos y recomendaciones atendidos en forma diligente?						
40.-¿Son comunicadas las acciones requeridas al personal apropiado?						
41.-¿Realizó el equipo un recorrido por el área como parte del Análisis de Riesgos?						

Porcentaje de Avance: $(\text{N}^\circ \text{ Si} / \text{N}^\circ \text{ de Preguntas}) \times 100 = \quad \%$

Resultados: (No relevante hasta después del tercer mes)

- > 90% Excelente
- 75% - 90% Bueno, pero necesita mejora
- 50% - 74% Regular: Requiere acción del gerente
- < 50% Deficiente: Requiere acción inmediata del gerente general





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
MANEJO DEL CAMBIO (MDC)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
DIVISION / AREA						
1.-¿Existen procedimientos escritos para el MDC, incluyendo la organización del sistema y las responsabilidades?						
2.-¿Son actualizados los Procedimientos Operacionales (PRO), afectados por el cambio propuesto, y adiestrado al personal antes de la puesta en operación de la instalación?						
3.-¿Se mantienen archivos con todos los Formatos de Requerimientos de Cambios (FRC) generados desde el último Análisis de Riesgos a cada instalación.?						
4.-¿Es adecuado el nivel gerencial de aprobación de los FRC?						
5.-¿Se establece el período de tiempo requerido para el cambio, antes de iniciarlo?						
6.-¿Existe seguimiento en sitio de la condición de los cambios temporales para garantizar su conclusión y cierre en un período de tiempo apropiado?						
7.-¿Existen Guías que indiquen cuando deben desarrollarse Análisis de Riesgos de Proceso, como consecuencia de cambios o modificaciones.?						
8.-¿Se exige el cumplimiento cabal del procedimiento para el MDC?						
INSTALACION						
9.-¿Describen claramente los Formatos de Requerimientos de Cambios (FRC), las bases y justificación de los cambios propuestos o solicitados?						
10- ¿Atienden los FRC en forma específica y precisa los aspectos de seguridad, ambiente e higiene ocupacional relacionados con el cambio solicitado?						
11.-¿Se anexa el correspondiente Reporte al FRC cuando se requiere un Análisis de Riesgos del Proceso.?						





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
MANEJO DEL CAMBIO (MDC)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
12.-¿Se atienden adecuadamente todas las recomendaciones generadas por los Análisis de Riesgos del Proceso previos, antes de iniciar el cambio?						
13.-¿Se atienden todos los requerimientos de actualización y divulgación establecidos por la Información de Seguridad de los Procesos (ISP), derivados de los cambios?						
14.-¿Son los FRC empleados como medio para asegurar que todos los requerimientos establecidos por los elementos que conforman el sistema de Gerencia de Seguridad de los Procesos (GSP), hayan sido revisados y completados, antes de aprobar e iniciar los cambios solicitados.?						
15.-¿Se efectúa el cierre de los FRC sólo después de que el Autorizador del Cambio verifica el cumplimiento de todos los requerimientos establecidos por el sistema de Gerencia de la Seguridad de los Procesos (GSP)?						
DESVIACIONES						
16. ¿Existen los procedimientos para el manejo de las Desviaciones en el proceso de autorización de cambios y modificaciones, debidas a situaciones de Emergencia, Arranque o Construcción, no previstas en el proceso previo?						
ENTREVISTAS						
17.-¿Todos los empleados involucrados entienden y aplican los procedimientos del Manejo del Cambio (MDC)?						
18.-¿Se suministra adiestramiento específico al personal afectado, cuando se realizan cambios y se mantiene un registro del adiestramiento impartido.?						
19.-¿Se cumplen cabalmente los requerimientos establecidos por el Manejo del Cambio (MDC).?						

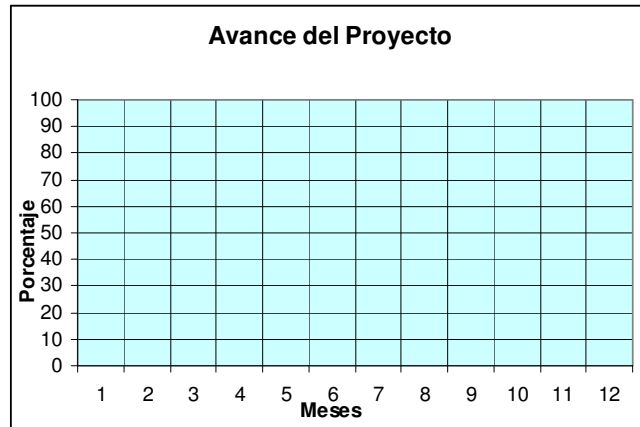




$$\text{Porcentaje de Avance: } \frac{(\text{N}^\circ \text{ Si} / \text{N}^\circ \text{ de Preguntas}) \times 100}{=} \%$$

Resultados: (No relevante hasta después del tercer mes)

- > 90% Excelente
- 75% - 90% Bueno, pero necesita mejora
- 50% - 74% Regular: Requiere acción del gerente
- < 50% Deficiente: Requiere acción inmediata del gerente general





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES (PRO)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
1.-¿Proveen los Procedimientos Operacionales escritos, instrucciones claras respecto a la ejecución segura de las actividades comprendidas en cada instalación cubierta y son consistentes con la Información de Seguridad de los Procesos.?						
¿Cubren los Procedimientos Operacionales los siguientes aspectos?:						
2.-Arranque inicial						
3.-Arranque normal						
4.-Arranque después de una parada de emergencia						
5.-Operación normal						
6.-Operaciones temporales						
7.-Operaciones de emergencia						
8.-Parada normal						
9.-Parada de Emergencia						
10.-¿Están claramente definidos los límites operacionales y explícitamente establecidas las consecuencias de posibles desviaciones, y las acciones para evitar o corregir estas desviaciones.?						
¿Incluyen los Procedimientos Operacionales los siguientes aspectos de seguridad, ambiente e higiene ocupacional:?						
11.-Propiedades, características y riesgos de los materiales empleados en el proceso						
12.-Precauciones necesarias para prevenir exposición a los riesgos, incluyendo las medidas de control administrativas y de ingeniería, y los equipos de protección personal						
13.-Medidas de control que deben asumirse si ocurre contacto físico o inhalación de materiales o sustancias peligrosas por parte del personal						
14.-Control de calidad de las materias primas y control de inventario de los materiales peligrosos						





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES (PRO)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
15.-Riesgos especiales o particulares REPORTE DEL ANALISIS DE RIESGOS						
16.-¿Se describen y contemplan los sistemas de seguridad en los Procedimientos Operacionales?						
17.-¿Son los Procedimientos Operacionales fácilmente accesibles y comprensibles por el personal que opera o mantiene el proceso?						
18.-¿Son los Procedimientos Operacionales revisados y actualizados con la frecuencia necesaria para garantizar que correspondan con las prácticas operacionales actuales, incluyendo los cambios en los procesos (sustancias, tecnología y equipos).?						
19.-¿Son los Procedimientos Operacionales revisados anualmente.? 9. ¿Incluyen los Procedimientos Operacionales la fecha y firma (s) de la última revisión.?						
ENTREVISTAS						
20.-¿Existen y se aplican los Procedimientos Operacionales escritos, en los procesos cubiertos por el GSP.?						
21.-¿Se entienden claramente todos los Procedimientos Operacionales, las consecuencias de desviaciones y las acciones requeridas para evitar o corregir esas desviaciones.?						
22.-¿Están disponibles los Procedimientos Operacionales requeridos por todos los empleados que operan o mantienen los procesos o instalaciones.?						
23.-¿Están asignadas las responsabilidades para la activación de las Paradas de Emergencia.?						
24.-¿Conocen los trabajadores los requerimientos para las Paradas.?						
25.-¿Conocen y utilizan adecuadamente los trabajadores los requerimientos para el uso de los Equipos de Protección Personal.?						



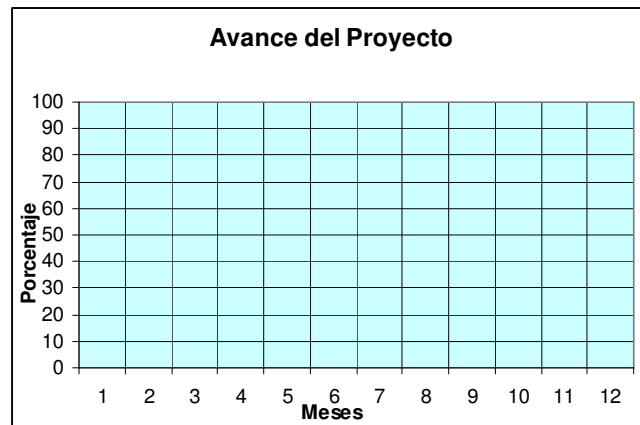


Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES (PRO)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
26.- ¿Se adiestra al personal respecto a los riesgos relacionados con los materiales empleados en los procesos e instalaciones, en las precauciones necesarias para prevenir la exposición del personal a los riesgos, y en qué acciones tomar si ocurre una exposición.?						
27.-¿Son los Procedimientos Operacionales actualizados y precisos						

Porcentaje de Avance: $(\text{N}^\circ \text{ Si} / \text{N}^\circ \text{ de Preguntas}) \times 100 = \%$

Resultados: (No relevante hasta después del tercer mes)

- > 90% Excelente
- 75% - 90% Bueno, pero necesita mejora
- 50% - 74% Regular: Requiere acción del gerente
- < 50% Deficiente: Requiere acción inmediata del gerente general





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
PRACTICAS DE TRABAJO SEGURO (PTS)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
¿Se han desarrollado las Prácticas de Trabajo Seguro (PTS) para los siguientes trabajos no rutinarios:?						
1.-Trabajos en Caliente, y otras operaciones que involucren fuentes de ignición						
2.- Aislamiento, Bloqueo y Desenergización						
3.- Entrada a espacios confinados.						
4.-Uso de grúas y equipos pesados						
5.- Excavaciones						
6.-Apertura de equipos, líneas e instalaciones del proceso						
7.-¿Se exige a las empresas contratistas el desarrollo y establecimiento de las Prácticas de Trabajo Seguro correspondientes a sus operaciones en las áreas de procesos?						
8.-¿Se provee el adiestramiento necesario sobre las Prácticas de Trabajo Seguro.?						
9.-¿Existen formatos adecuados para la aprobación de los Permisos de Trabajo.?						
10.-¿Permite el sistema establecido de Permisos de Trabajo la ejecución segura de todas las actividades no rutinarias que se desarrollan en las áreas de procesos, identificando los riesgos, estableciendo las medidas de prevención y control necesarias, y verificando la capacitación del personal que realizará el trabajo.?						
¿Contienen los Permisos de Trabajo la siguiente información:?						
11.-Fecha y hora autorizada para iniciar el trabajo						
12.-Finalidad para la cual se efectuará el trabajo						
13.-Certificación/autorización que todas las medidas de seguridad, higiene, ambiente y prevención de incendios correspondientes han sido adoptadas antes de iniciar los trabajos. ¿Se mantiene un registro y archivo de todos los Permisos de Trabajo emitidos.?						
14.-¿Está el supervisor debidamente autorizado por la Gerencia para emitir los Permisos de Trabajo necesarios.?						



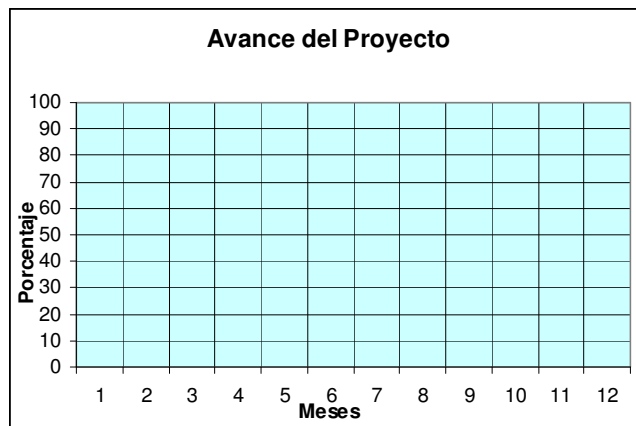


Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
PRACTICAS DE TRABAJO SEGURO (PTS)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
ENTREVISTAS						
15.-Se emiten los Permisos de Trabajo correspondientes para todas las operaciones no rutinarias que se ejecutan, en o cerca de las instalaciones o procesos cubiertos por el sistema de Gerencia de la Seguridad de los Procesos Químicos?						
16.-¿Se mantiene un registro y archivo de todos los Permisos de Trabajos emitidos.?						
17.-¿Ha autorizado la Gerencia adecuadamente a los supervisores para la emisión de los Permisos de Trabajo necesarios.?						

Porcentaje de Avance: $(\text{N}^\circ \text{ Si} / \text{N}^\circ \text{ de Preguntas}) \times 100 =$ %

Resultados: (No relevante hasta después del tercer mes)

- > 90% Excelente
- 75% - 90% Bueno, pero necesita mejora
- 50% - 74% Regular: Requiere acción del gerente
- < 50% Deficiente: Requiere acción inmediata del gerente general





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
SEGURIDAD DE CONTRATISTAS (SDC)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
1.-¿Se contempla el desempeño en seguridad y los Programas de Seguridad de las empresas aspirantes, en el proceso de selección de las contratistas.?						
2.-¿Se ha informado a los contratistas respecto a los riesgos potenciales de incendio, explosión y/o escape de sustancias peligrosas relacionados con los procesos antes de iniciar los trabajos.?						
3.-¿Han sido evaluadas las empresas contratistas por la filial para verificar que éstas hayan informado adecuadamente a su personal respecto a los riesgos de las instalaciones.?						
4.-¿Cumplen las empresas contratistas con la certificación de su personal.?						
5.-¿Se ha informado a las empresas contratistas sobre los aspectos que les conciernen del Plan de Emergencia y Contingencia de las instalaciones.?						
6.-¿Han sido evaluadas las empresas contratistas para verificar que éstas hayan informado adecuadamente a su personal respecto a los Planes de Emergencia y Contingencia de las instalaciones.?						
7.-¿Se ha implantado un sistema de control del acceso, permanencia y salida de las contratistas de las áreas de proceso.?						
8.-¿Se ha suministrado a la empresa contratista toda la información necesaria para que ésta adiestre adecuadamente a su personal.?						
9.-¿Se han evaluado los registros de adiestramiento de la empresa contratista, para verificar que su personal haya recibido y entendido el adiestramiento requerido.?						
10.-¿Hacen las empresas contratistas cumplir a su personal las normas de seguridad y de las prácticas de Trabajo Seguro de la instalación.?						
11.-¿Corrigen las empresas contratistas diligentemente cualquier desviación en el cumplimiento de las Prácticas de Trabajo Seguro en el área de trabajo.?						



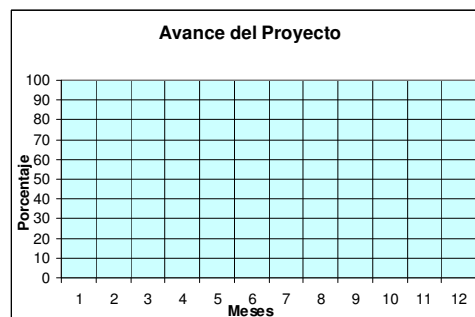


Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
SEGURIDAD DE CONTRATISTAS (SDC)						
Refinería:				Planta:		
Gerente:				Fecha:		
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
12.-¿Comunican las empresas contratistas a la organización contratante cualquier riesgo identificado en su área de trabajo o generado por su propia actividad.?						
13.-¿Se mantiene un registro actualizado de los informes de accidentes, enfermedades profesionales de trabajadores contratados, por la empresa contratistas?						
14.-¿Es evaluada la actuación de la empresa contratista durante la ejecución y finalización de la obra.?						
15.-¿Son llenadas las planillas de evaluación de actuación y alimentada esta información al sistema de Registro de Actualización de Contratistas?						
ENTREVISTAS						
16.-¿Se ha informado a las contratistas sobre los riesgos con potencial catastrófico, relacionados con su trabajo.?						
17.-¿Conocen las contratistas el Plan de Emergencia y Contingencia de la instalación.?						
18.-¿Conocen y aplican las contratistas las Prácticas de Trabajo Seguro, trabajos en caliente, y otras operaciones que involucren fuentes de ignición?						

Porcentaje de Avance: $\frac{(\text{N}^\circ \text{ Si} / \text{N}^\circ \text{ de Preguntas}) \times 100}{\text{Preguntas}} = \%$

Resultados: (No relevante hasta después del tercer mes)

- > 90% Excelente
- 75% - 90% Bueno, pero necesita mejora
- 50% - 74% Regular: Requiere acción del gerente
- < 50% Deficiente: Requiere acción inmediata del gerente general





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
ADiestRAMIENTO (ADI)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
ADiestRAMIENTO BASICO						
¿Contempla el Adiestramiento Básico los siguientes aspectos?:						
1.-Información básica de seguridad e higiene en el trabajo						
2.-Visión general del proceso						
3.-Descripción y funcionamiento de los equipos del proceso						
¿Incluye la documentación del Adiestramiento Básico la siguiente información?:						
4.-Actualización de la información individual de Adiestramiento de los trabajadores						
5.-Fecha del Adiestramiento						
6.-Nombre de los instructores						
7.-¿Se evalúa a los trabajadores al concluir el Adiestramiento Básico dejando constancia de la misma.?						
8.-¿Están los instructores capacitados para impartir el Adiestramiento Especifico.?						
ADiestRAMIENTO OPERACIONAL						
9.-¿Recibe el personal de operaciones el adiestramiento adecuado antes de iniciar cualquier nuevo trabajo.?						
¿Contempla el Adiestramiento Operacional los siguientes aspectos?:						
10.-Procedimientos de arranque						
11.-Procedimientos de parada						
12.-Procedimientos de emergencia						
13.-Operación normal						
14.-Límites operacionales						
15.-Sistemas de seguridad y su funcionamiento						
16.-Procedimient. Operacionales especiales						
17.-Precauciones de seguridad para evitar la exposición a materiales peligrosos						
18.-Prácticas de Trabajo Seguro						
19.-Procedimientos de Mantenimiento						
¿Incluye la documentación del Adiestramiento Operacional la siguiente información?:						
20.-Actualización de información individual de Adiestramiento de los trabajadores						
21.-Fecha de Adiestramiento						





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
ADiestRAMIENTO (ADI)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
22.-Nombre de los instructores						
23.-¿Al concluir el Adiestramiento Operacional se documenta el mismo?						
24.-¿Están los instructores capacitados para impartir el adiestramiento específico.?						
REFRESCAMIENTO DEL ADiestRAMIENTO						
¿Es sometido el personal a un proceso/periódico de refrescamiento del adiestramiento recibido sobre los siguientes tipos de Procedimientos Operacionales.?						
25.-Procedimientos de emergencia						
26.-Procedimientos de arranque						
27.-Procedimientos de parada						
28.-Operación normal						
29.-Prácticas de Trabajo Seguro						
30.-Procedim.Operacionales especiales						
31.-¿Son los procedimientos de arranque revisados con los operadores antes del arranque planificado?						
32.- ¿Son los procedimientos de parada revisados con los operadores antes de las paradas programadas?						
33.-¿Recibe el personal de operaciones y de mantenimiento adiestramiento adicional cada vez que ocurre un cambio en la tecnología, instalaciones o química del proceso?						
34.-¿Están documentadas las pruebas y evaluaciones, tanto escritas como de campo, del conocimiento adquirido por el personal en el Adiestramiento.?						
35.-¿Está establecido el lapso requerido para el Refrescamiento del Adiestramiento recibido por el personal propio y contratado involucrado con el proceso.?						
36.-¿Recibe el personal propio y contratado relacionado con la operación del proceso un Refrescamiento periódico del Adiestramiento.?						
ENTREVISTAS						
37.-¿Son los operadores capaces de describir sus responsabilidades para la operación segura de la instalación.?						



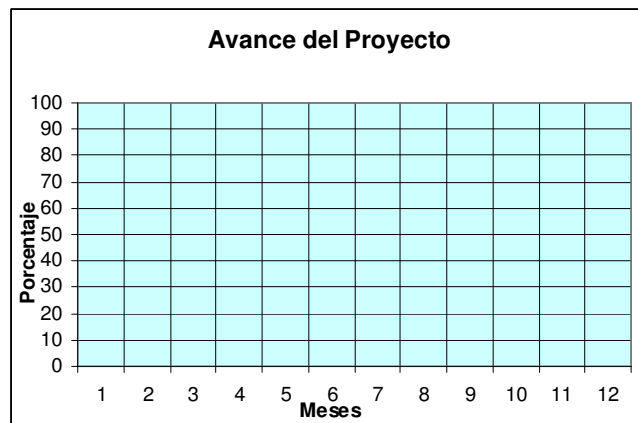


Lista de Chequeo Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo ADIESTRAMIENTO (ADI)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
38.-¿Reciben los operadores el Refrescamiento del Adiestramiento con la frecuencia adecuada.?						
39.-¿Se enfatizan los aspectos de Seguridad e Higiene ocupacional, los riesgos del proceso, las operaciones de emergencia y las Prácticas de Trabajo Seguro (PTS) aplicables a sus actividades en el Adiestramiento recibido.?						
40.-Han consultado los supervisores a su personal para fijar la frecuencia adecuada del Refrescamiento del Adiestramiento.?						

Porcentaje de Avance:	$(\text{N}^{\circ} \text{ Si} / \text{N}^{\circ} \text{ de Preguntas}) \times 100 =$	%
------------------------------	--	---

Resultados: (No relevante hasta después del tercer mes)

- > 90% Excelente
- 75% - 90% Bueno, pero necesita mejora
- 50% - 74% Regular: Requiere acción del gerente
- < 50% Deficiente: Requiere acción inmediata del gerente general





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
INTEGRIDAD MECANICA (IME)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
1.-¿Existe una lista de equipos críticos de la instalación accesible por los trabajadores.?						
2.-¿Existe un programa y procedimientos escritos para mantener la integridad mecánica de los equipos críticos e instalaciones de los procesos.?						
3.-¿Se realizan las inspecciones y pruebas en cada uno de los elementos incluidos en el programa de Integridad Mecánica.?						
4.-¿Se basan los procedimientos de inspección y prueba de los equipos críticos en las normas de los fabricantes.?						
5.-¿Existe la documentación correspondiente a cada inspección y prueba efectuada.?						
¿Incluye la documentación de las inspecciones y pruebas al menos la siguiente información:?						
6.-Fecha de la inspección o prueba						
7.-Nombre de la persona que efectuó la inspección o prueba						
8.-Identificación (tipo, ubicación y serial) del equipo evaluado						
9.-Descripción del procedimiento de inspección o prueba empleado						
10.-Resultados de la inspección o prueba						
11.-¿Son corregidas las deficiencias y desviaciones detectadas en los equipos críticos e instalaciones antes de continuar su uso u operación.?						
12.-¿Se verifica en la construcción de nuevos equipos, que sean fabricados de acuerdo al uso que se les dará.?						
13.-¿Se realizan las inspecciones requeridas para verificar que los equipos sean instalados apropiadamente y de acuerdo con las especificaciones de diseño y las instrucciones del fabricante.?						
14.-¿Se verifica que los materiales de mto., herramientas, repuestos y equipos son apropiados para el uso que se les dará en el proceso.?						





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
INTEGRIDAD MECANICA (IME)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
15.-¿Proveen los Procedimientos de Mantenimiento información clara de las tareas y actividades que deben realizarse.?						
16.-¿Está especificada y documentada la frecuencia de inspección mecánica.?						
17.-¿Se mantienen actualizados los Procedimientos de Mantenimiento.?						
18.-¿Están estos procedimientos a la disposición del personal propio y contratado.?						
19.-¿Son documentados y divulgados adecuada y diligentemente los cambios en los Procedimientos de Mantenimiento mediante el proceso de Manejo del Cambio (MDC)?						
20.-¿Son los Procedimientos de Mantenimiento específicos para cada instalación.?						
21.-¿Es el personal de mantenimiento el adecuado y/o certificado.?						
22.-¿Realiza el personal de mantenimiento las tareas/actividades tal cual como se indican en el procedimiento.?						
23.-¿Incluyen los Procedimientos de Mantenimiento una lista de los materiales y equipos especiales requeridos para la realización de cada tarea.?						
24.-¿Consideran los Procedimientos de Mantenimiento los aspectos de seguridad e higiene en el trabajo.?						
25.-¿Se consideran los comentarios y sugerencias de los usuarios para el mejoramiento y cambios de los Procedimientos de Mantenimiento.?						
26.-¿Se evalúan los Procedimientos de Mantenimiento en relación a la inclusión de las recomendaciones resultantes de investigaciones de accidentes e incidentes.?						
27.-¿Son las evaluaciones de los Procedimientos de Mantenimiento suficientemente minuciosas para generar recomendaciones en las áreas que requieren mejorarse.?						



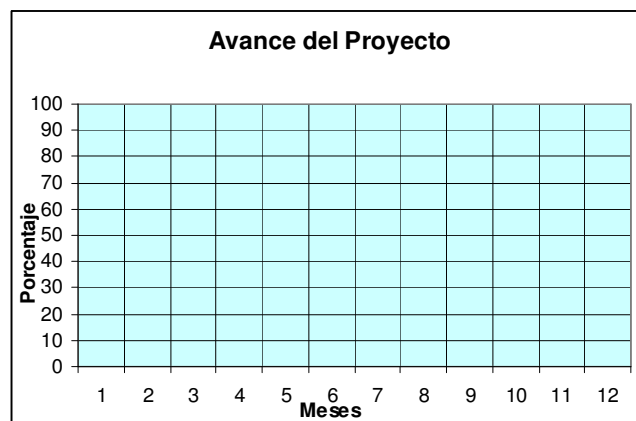


Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
INTEGRIDAD MECANICA (IME)						
Refinería:				Planta:		
Gerente:				Fecha:		
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
ENTREVISTAS						
28.-¿Apoya la Gerencia el uso de los Procedimientos de Mantenimiento, delega la autoridad apropiada, y provee los recursos necesarios para su adecuada aplicación.?						
29.-¿Tienen acceso y usan los empleados los Procedimientos de Mantenimiento.?						
30.-¿Son los Procedimientos de Mantenimiento claros, y fáciles de cumplir.?						
31.-¿Es adecuado el tipo de adiestramiento que se ha impartido sobre el mantenimiento de la integridad mecánica de los equipos críticos e instalaciones.?						
32.-¿Se cumplen los cronogramas y procedimientos de inspección y prueba.						
33.-¿Ha ocurrido algún problema en la instalación como consecuencia del uso de repuestos o materiales inadecuados, fallas en los equipos, materiales o herramientas de mantenimiento o pericias de los mantenedores.?						

Porcentaje de Avance: $\frac{(\text{N}^\circ \text{ Si} / \text{N}^\circ \text{ de Preguntas}) \times 100}{=} \%$
--

Resultados: (No relevante hasta después del tercer mes)

- > 90% Excelente
- 75% - 90% Bueno, pero necesita mejora
- 50% - 74% Regular: Requiere acción del gerente
- < 50% Deficiente: Requiere acción inmediata del gerente general





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
REVISIONES DE SEGURIDAD PRE-ARRANQUE (RSP)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
1.-Se realizan Revisiones de Seguridad Pre-arranque (RSP) para todos los procesos nuevos o para las modificaciones a los procesos existentes.?						
¿Verifican las RSP los siguientes aspectos antes del arranque del proceso?:						
2.-Equipos y construcción de acuerdo con las especificaciones de diseño						
3.-Procedimientos de seguridad, operación, mantenimiento y emergencia adecuados						
4.-Análisis de Riesgos y completación de recomendaciones para instalaciones nuevas y modificadas						
5.-Adiestramiento a todo el personal relacionado con la operación del proceso						
6.-¿Está involucrado el personal adecuado en las Revisiones de Seguridad Pre-arranque (RSP).?						
7.-¿Certifica el personal involucrado en las RSP que la instalación reúne las condiciones de seguridad para ser arrancada.?						
8.-¿Se verifican que las modificaciones han sido realizadas conforme a lo establecido en el Manejo del Cambio (MDC).?						
9.-¿Se mantiene la documentación adecuada para las RSP.?						
10.-¿Es anexada la documentación generada en las RSP a los Formatos de Requerimiento de Cambios (FRC).?						
11.-¿Existen y se emplean Listas de Verificación apropiadas en las RSP.?						
ENTREVISTAS						
12.-¿Verifican las Revisiones de Seguridad Pre-arranque (RSP), que los procedimientos de seguridad, operaciones, mantenimiento y emergencia son adecuados y están disponibles antes del arranque.?						
13.-¿Verifican las Revisiones de Seguridad Pre-arranque (RSP), que el adiestramiento de todos los trabajadores involucrados con la operación del proceso haya sido completado antes del arranque?						



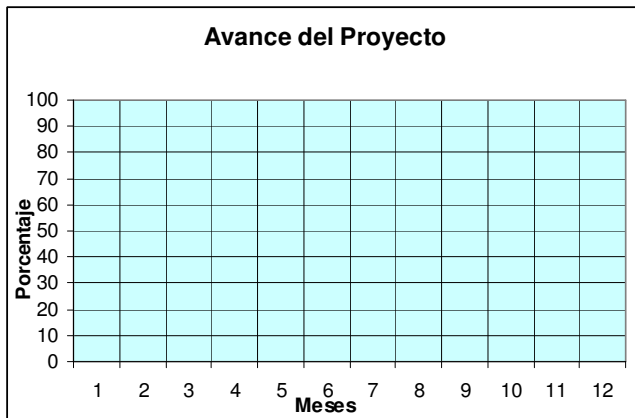


Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
REVISIONES DE SEGURIDAD PRE-ARRANQUE (RSP)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
14.-¿Se cumplen adecuadamente las recomendaciones de seguimiento generadas en las Revisiones de Seguridad Pre-arranque (RSP)						

$$\text{Porcentaje de Avance: } \frac{(\text{N}^\circ \text{ Si} / \text{N}^\circ \text{ de Preguntas}) \times 100}{=} \%$$

Resultados: (No relevante hasta después del tercer mes)

- > 90% Excelente
- 75% - 90% Bueno, pero necesita mejora
- 50% - 74% Regular: Requiere acción del gerente
- < 50% Deficiente: Requiere acción inmediata del gerente general





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
RESPUESTA Y CONTROL DE EMERGENCIAS (RCE)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
1.-¿Existe en la instalación un Plan de Respuesta de Emergencias y Contingencias.?						
2.-¿Existe un centro de control de emergencias.?						
¿Incluye el Plan de Respuesta y Control de Emergencias los siguientes aspectos:?						
3.-Procedimientos para el desalojo y rutas de escape de la instalación, y puntos de concentración						
4.-Procedimientos a seguir por el personal para realizar las operaciones críticas de control						
5.-Procedimientos para el conteo de personal luego de la evacuación o desalojo						
6.-Medios y sistemas preferenciales para el reporte de emergencias						
7.-Asignación de las responsabilidades y procedimientos correspondientes						
8.-Identificación de las personas contacto para mayor información respecto al Plan						
9.-Sistema de alarma para el personal, distancias seguras y ubicación de refugios						
10.-Equipos de Protección Personal y de emergencias requeridos						
11.-Coordinación con entes externos cuando sea necesario						
12.- Línea de autoridad y de comunicación						
13.-Adiestramiento del personal y realización de simulacros						
14.-Tratamiento médico de emergencia y Primeros Auxilios						
15.-¿Existe suficiente personal designado y entrenado para realizar todas las tareas necesarias para el control de la emergencia, incluyendo la evacuación de personal.?						
16.-¿Es el Plan de Respuesta y Control de Emergencias de la instalación revisado con cada uno de los involucrados, al implantarse, cada vez que cambian las responsabilidades del trabajador en el Plan, o al sufrir modificaciones el Plan.?						



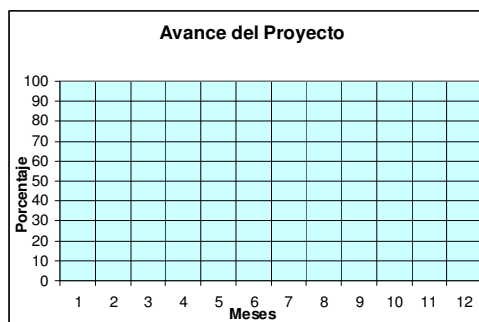


Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
RESPUESTA Y CONTROL DE EMERGENCIAS (RCE)						
Refinería:				Planta:		
Gerente:				Fecha:		
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
17.-¿Se contemplan y anexan al Plan de Respuesta y Control de Emergencias de la instalación, los procedimientos necesarios para el control de emergencias previsibles.?						
ENTREVISTAS						
18.-¿Están los trabajadores en conocimiento del Plan actualizado de Respuesta y Control de Emergencias de la instalación.?						
19.-¿Han sido los trabajadores adiestrados en el cumplimiento de sus responsabilidades Centro del Plan de Respuesta y Control de Emergencias (RCE).?						
20.-¿Son los visitantes informados, antes de entrar a las instalaciones, sobre sus responsabilidades al momento de activarse el Plan de Respuesta y Control de Emergencias.?						
21.-¿Se informa a las empresas contratistas y a sus trabajadores sobre los aspectos necesarios del Plan de Respuesta y Control de Emergencias de la instalación.?						
22.- ¿Está la información referida en el punto anterior a la disposición de las empresas contratistas antes de que éstas ingresen a las instalaciones.?						

Porcentaje de Avance: $(\text{N}^\circ \text{ Si} / \text{N}^\circ \text{ de Preguntas}) \times 100 = \%$

Resultados: (No relevante hasta después del tercer mes)

- > 90% Excelente
- 75% - 90% Bueno, pero necesita mejora
- 50% - 74% Regular: Requiere acción del gerente
- < 50% Deficiente: Requiere acción inmediata del gerente general





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
INVESTIGACION DE ACCIDENTES E INCIDENTES (IAI)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
PROCESOS DE INVESTIGACION						
1.-¿Se realizan las investigaciones requeridas, por un equipo adecuado, de todos los accidentes, y de todos los incidentes que razonablemente pudieran haber resultado en consecuencias mayores.?						
2.-Se inician las investigaciones de los eventos antes de las 24 horas después de su ocurrencia.?						
3.-Se cumplen los plazos establecidos en cuanto a la investigación y presentación de informes a todos los niveles correspondientes.?						
4.-¿Son nombrados el Comité de Investigación y su respectivo coordinador antes de las 24 horas después de la ocurrencia del evento.?						
5.-¿Cumplen los miembros de los Comité de Investigación con las responsabilidades establecidas.?						
6.-¿Se incluye siempre en el Comité de Investigación al menos un trabajador con amplios conocimientos en el proceso, operación o instalación involucrada.?						
7.-Los Comités de Investigación han sido conformados por personal calificado de acuerdo a la complejidad o magnitud de los casos particulares investigados.?						
8.-¿Se ha suministrado copia de los procedimientos a cada miembro del Comité de Investigación a fin de que se familiarice con lo dispuesto en ellos.?						
INFORMES DE LA INVESTIGACION						
9.-¿Existe un informe escrito de investigación de todos los accidentes, y de todos los incidentes que razonablemente pudieran haber resultado en consecuencias mayores.?						
¿Contienen los Informes de Investigaciones la siguiente información:?						
10.- Título y resumen Ejecutivo						
11.-Día, fecha, hora y lugar del evento, accidente o incidente.						





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
INVESTIGACION DE ACCIDENTES E INCIDENTES (IAI)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
12.-Identificación y descripción de la instalación, operación y equipos involucrados						
13.-Lesionados y testigos; daños y costos materiales, ambientales y a terceros						
14.-Naturaleza y descripción del evento, accidentes o incidente						
15.-Hechos anteriores, posteriores y adicionales al evento, accidente o incidente						
16.-Hallazgos de la investigación del evento, accidente o incidente.						
17.-Factores contributivos a la ocurrencia del evento, accidente o incidente						
18.-Conclusiones y recomendaciones para acciones correctivas o preventivas						
CUMPLIMIENTO DE RECOMENDACIONES						
19.-¿Existe un procedimiento establecido que garantice la pronta y adecuada atención y cumplimiento de las recomendaciones generadas por las investigaciones de los eventos, accidentes e incidentes.?						
20.-¿Se asignaron responsables para el cumplimiento de las recomendaciones generadas por el Informe del Comité de Investigación del evento, accidente o incidente.?						
21.-¿Se establecieron las Fechas Estimadas de Terminación (FET) para el cumplimiento de cada una de las recomendaciones emitidas.?						
22.-¿Se han documentado e incorporado al archivo respectivo, las acciones tomadas para el cumplimiento de cada una de las recomendaciones del Informe de Investigación.?						
23.-¿Se discute y divulga el contenido de los informes de investigación de eventos, accidentes e incidentes con el personal, propio y contratado, cuyas actividades de trabajo están vinculadas con los hallazgos de la investigación?						



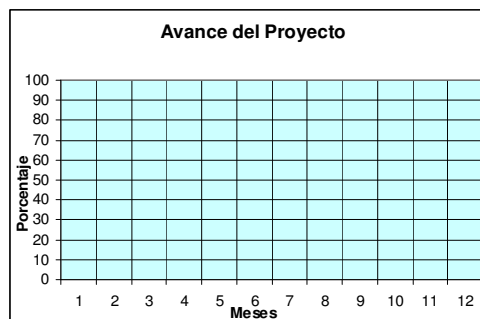


Lista de Chequeo Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo INVESTIGACION DE ACCIDENTES E INCIDENTES (IAI)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta						
	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
24.-¿Se mantienen archivados en la instalación los reportes de eventos, accidentes e incidentes durante la vida de la instalación.?						
EVALUACIONES						
25.-¿Se han cumplido oportunamente las recomendaciones generadas por evaluaciones anteriores.?						
26.-¿Se han documentado e incorporado al archivo correspondiente, las acciones y respuestas a las recomendaciones emitidas en informes de evaluaciones anteriores.?						
ENTREVISTAS						
27.-¿Se realizan las investigaciones requeridas, por un equipo adecuado, de todos los accidentes, y de todos los incidentes que razonablemente pudieran haber resultado en consecuencias mayores.?						
28.-¿Se incluye siempre en el Comité de Investigación al menos un trabajador con amplios conocimientos en el proceso, operación o instalación involucrada.?						
29.-¿Son los hallazgos de las investigaciones de eventos, accidentes e incidentes, revisados y discutidos con el personal afectado.?						

Porcentaje de Avance: $\frac{\text{N}^\circ \text{ Si} / \text{N}^\circ \text{ de Preguntas}}{100} \times 100 = \%$

Resultados: (No relevante hasta después del tercer mes)

- > 90% Excelente
- 75% - 90% Bueno, pero necesita mejora
- 50% - 74% Regular: Requiere acción del gerente
- < 50% Deficiente: Requiere acción inmediata del gerente general





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
EVALUACIÓN DEL SISTEMA (EDS)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
1.-¿Se dispone de un programa de evaluación, a través de autoevaluaciones, auditorías internas o externas, para la verificación periódica y documentada del avance en la implantación del Sistema de Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos, y del cumplimiento de los requisitos de cada uno de sus elementos y de la efectividad en su aplicación?						
¿Se verifica que el programa de evaluación incluya como mínimo?.						
2.-Frecuencia y alcance, tomando en cuenta la complejidad de los procesos e instalaciones, el nivel de riesgo y el desempeño histórico						
3.-Metodología, responsabilidades y requerimientos para conducir el programa de evaluación						
4.-Informe de la evaluación y plan de comunicación de hallazgos.						
5.-¿La organización auditada se involucra y suministra toda la información requerida por el grupo que lleva a cabo la evaluación del sistema?						
6.-¿Los resultados de la evaluación del sistema son suministrados a la gerencia responsable de la instalación para dar respuesta apropiada y solución satisfactoria a las desviaciones encontradas en la evaluación del sistema?						
7.-¿La gerencia responsable por la instalación dispone de un procedimiento para el seguimiento de las acciones derivadas de la evaluación del sistema?						
8.-¿Los resultados de la revisión gerencial y las acciones preventivas y correctivas que se derivan de las mismas son documentadas y comunicadas a las gerencias operativas para su ejecución?						



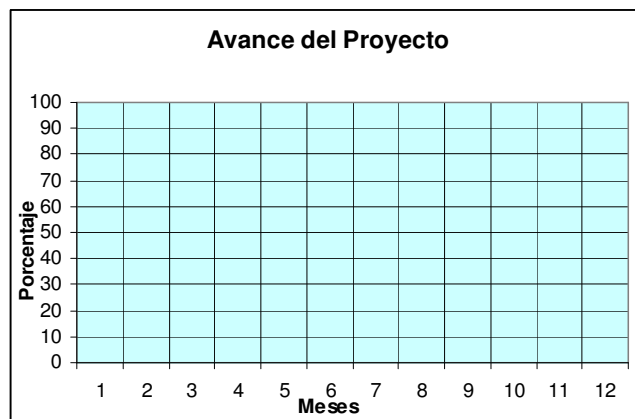


Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
EVALUACIÓN DEL SISTEMA (EDS)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
9.-¿La gerencia hace seguimiento a la implantación de estas acciones y vela por que sean incorporadas oportunamente al proceso de revisión del Sistema de Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos, para su mejora continua?						

Porcentaje de Avance:	$(\text{N}^\circ \text{ Si} / \text{N}^\circ \text{ de Preguntas}) \times 100 =$	%
------------------------------	--	---

Resultados: (No relevante hasta después del tercer mes)

- > 90% Excelente
- 75% - 90% Bueno, pero necesita mejora
- 50% - 74% Regular: Requiere acción del gerente
- < 50% Deficiente: Requiere acción inmediata del gerente general



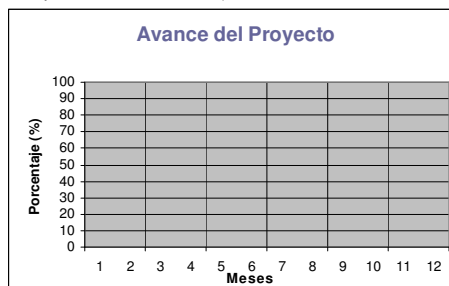


Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL (SGA)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
GENERALIDADES						
1.-¿La Refinería de Crudo, tiene establecido y mantenido un Sistema de Gestión Ambiental (SGA)?						
POLÍTICA AMBIENTAL						
2.-¿Está definida la política ambiental de la Organización?						
PLANIFICACIÓN						
3.-¿Está establecido y mantenido un procedimiento para identificar los aspectos ambientales de sus actividades, productos y servicios, a fin de determinar aquellos que puedan tener impacto en el medio ambiente?						
4.-¿Tienen establecido y mantenido un procedimiento para identificar y tener acceso a todos los requisitos ambientales, legales o de otro tipo, que suscribe y que son directamente aplicable a los aspectos ambientales de sus actividades, productos y servicios?						
5.-¿Están establecidos, se mantienen y se encuentran definidos por la Organización los objetivos y metas ambientales a cada nivel y función importante dentro de la Organización?						
¿Esta establecido y mantenido por la Organización un programa(s) para alcanzar objetivos y metas? y deberá incluir:						
6.-Designación de la responsabilidad para alcanzar objetivos y metas en cada nivel y función importante en la organización; y						
7.-Los medios y un programa de tiempos para lograr estos objetivos						

Porcentaje de Avance: $\frac{(\text{N}^\circ \text{ Si} / \text{N}^\circ \text{ de Preguntas}) \times 100}{100} = \%$

Resultados: (No relevante hasta después del tercer mes)

- > 90% Excelente
- > 75% - 90% Bueno, pero necesita mejora
- > 50% - 74% Regular: Requiere acción del gerente
- > < 50% Deficiente: Requiere acción inmediata del gerente general





Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL (SGA)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
IMPLEMENTACIÓN Y OPERACIONES						
1.-¿Están definidos, documentados y comunicados los roles, responsabilidades y autoridades para facilitar una gestión ambiental eficaz?						
2.-¿La Organización a identificado las necesidades de capacitación de su personal cuyo trabajo pueda crear un impacto ambiental, y este personal ha sido entrenado adecuadamente?						
¿La Organización ha establecido y mantiene procedimientos para?:						
3.-Comunicaciones internas entre varios niveles/funciones						
4.-Recibir, documentar y responder a comunicaciones importantes de entidades externas referentes al SGA y a los aspectos ambientales						
¿La Organización establece y mantiene información en papel o en forma electrónica para?:						
5.-Describir los elementos centrales del SGA y su interacción						
6.-Proporcionar guía a la documentación relacionada						
¿La Organización establece y mantiene procedimientos para el control de todos los documentos requeridos por este SGA, para asegurar que:?						
7.-Los documentos puedan ser localizados						
8.-Los documentos sean revisados periódicamente, actualizados si es necesario, y aprobados por su suficiencia por personal autorizado						
9.-Versiones actuales de documentos pertinentes estén disponibles en todos los lugares donde se llevan a cabo actividades esenciales al funcionamiento efectivo del SGA						
10.-Documentos obsoletos sean retirados con prontitud de todos los puntos donde se usan, para evitar su uso inadvertido						
11.-Cualquier documento obsoleto, retenido por fines legales o de conocimientos, está debidamente identificado						



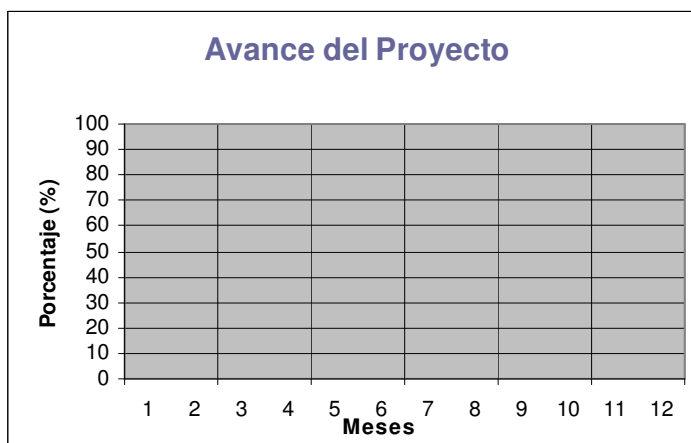


Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL (SGA)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
12.- Toda la documentación deberá ser legible, fechada (incluyendo fechas de las revisiones) y fácilmente identificable, mantenida de forma ordenada y retenida durante un período de tiempo especificado						
13.-Deberán establecerse y mantenerse, procedimientos y responsabilidades relativas a la creación y modificación de los varios tipos de documentación.						
14.-¿La Organización ha identificado Operaciones y actividades asociadas con aspectos ambientales importantes identificados, en línea con su política, objetivos y metas?						
15.-¿La Organización ha establecido y mantiene procedimientos identificar y responder a situaciones de emergencia potenciales y accidentes, y para prevenir y minimizar cualquier impacto ambiental asociado?						

$$\text{Porcentaje de Avance: } \left(\frac{\text{N}^{\circ} \text{ Si}}{\text{N}^{\circ} \text{ de Preguntas}} \right) \times 100 = \text{\%}$$

Resultados: (No relevante hasta después del tercer mes)

- > 90% Excelente
- 75% - 90% Bueno, pero necesita mejora
- 50% - 74% Regular: Requiere acción del gerente
- < 50% Deficiente: Requiere acción inmediata del gerente general



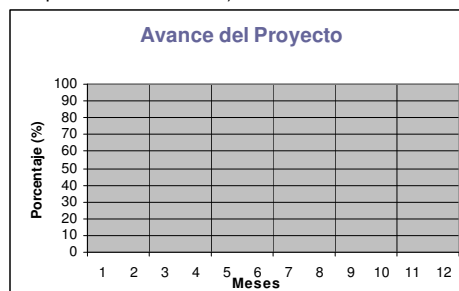


Lista de Chequeo						
Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos en una Refinería de Crudo						
SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL (SGA)						
Refinería:			Planta:			
Gerente:			Fecha:			
Pregunta	En Sitio		Acción Comunicada		Cuando?	
	Si	No	Acción	Quien?	Plan	Real
COMPROBACIÓN Y ACCIÓN CORRECTIVA						
1.-¿La Organización ha establecido y mantiene procedimientos para controlar y medir, de forma regular, las características claves de sus operaciones y actividades que puedan tener un impacto ambiental importante?						
2.-¿La Organización tiene establecido y mantiene procedimientos, definiendo la responsabilidad y autoridad para manejar e investigar una no-conformidad, tomar acción para disminuir cualquier impacto causado y para iniciar y completar acción correctiva y preventiva?						
3.-La Organización ha establecido y mantiene procedimientos para identificación, mantenimiento y eliminación de registros ambientales?						
¿La Organización establece y mantiene un programa y procedimientos para auditorías periódicas del SGA a fin de::?						
4.-Determinar si el SGA es conforme con las disposiciones planificadas para la gestión ambiental, incluyendo los requisitos de Sistema						
5.-Determinar si el SGA ha sido debidamente implementado y mantenido						
6.-Proporcionar información sobre los resultados de la auditoría a la dirección.						
REVISIÓN DE DIRECCIÓN						
7.-¿Se ha revisado por la alta dirección de la Organización el SGA para garantizar su continua idoneidad y eficacia a intervalos que ella determine?						

Porcentaje de Avance: $\frac{\text{N}^\circ \text{ Si} / \text{N}^\circ \text{ de Preguntas}}{1} \times 100 = \%$

Resultados: (No relevante hasta después del tercer mes)

- > 90% Excelente
- 75% - 90% Bueno, pero necesita mejora
- 50% - 74% Regular: Requiere acción del gerente
- < 50% Deficiente: Requiere acción inmediata del gerente general





CAPÍTULO VI.-CONCLUSIONES

En cuanto al objetivo general el sistema de gerencia propuesto: “**SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO**”, se concluye que puede ayudar sistemáticamente a prevenir la ocurrencia o minimizar las consecuencias, de fugas catastróficas de materiales tóxicos o explosivos, y puede permitir una gestión sostenible ambientalmente, en una refinería de crudo; para minimizar los daños a las personas, a las instalaciones y al ambiente; mediante la implantación y desarrollo de los elementos del Sistema de Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos y Sistema de Gestión Ambiental.

En cuanto a los objetivos específicos se concluye que:

- Se describe la filosofía de ingeniería de diseño seguro de plantas de procesos químicos en una refinería de crudo.
- Se proponen los elementos de un sistema de gerencia de seguridad de procesos químicos en una refinería de crudo.
- Se estima cuál es la información de seguridad de los procesos que requiere una refinería de crudo.
- Se analizan cuáles son los análisis de riesgos de los procesos en una refinería de crudo.
- Se propone la metodología para el manejo del cambio en una refinería de crudo.
- Se considera cuáles son los procedimientos operacionales en una refinería de crudo.
- Se formulan las prácticas de trabajo seguro en una refinería de crudo.
- Se adoptan los métodos de seguridad de contratistas en una refinería de crudo.
- Se formulan cuáles son los procedimientos de integridad mecánica en una refinería de crudo.
- Se escogen los procedimientos de respuesta y control de emergencias en una refinería de crudo.
- Se adoptan los procedimientos a seguir para el adiestramiento en una refinería de crudo.





- Se comprueban los procesos de revisión de seguridad pre-arranque en una refinería de crudo.
- Se confirman los protocolos de investigación de accidentes e incidentes en una refinería de crudo.
- Se sintetizan los requisitos del sistema de gestión ambiental en una refinería de crudo.

En cuanto a las interrogantes del estudio planteadas, se puede concluir que con la implantación del modelo operativo planteado en el **“SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO”**, se puede:

- prevenir la ocurrencia de hechos como los accidentes y explosiones catastróficas en refinerías de crudo.
- reducir las consecuencias de accidentes y escapes de sustancias tóxicas, reactivas, inflamables y explosivas, en los procesos de una refinería de crudo, que pudieran afectar a las personas, a las instalaciones y al ambiente.
- alcanzar cero (0) accidentes en materia de seguridad y ambiente en una refinería de crudo.
- desarrollar las operaciones de una refinería de crudo, en armonía con el ambiente y las comunidades vecinas.
- lograr un manejo de los riesgos en una refinería de crudo.
- implantar un sistema de gestión ambiental en una refinería de crudo.





CAPÍTULO VI.-RECOMENDACIONES

Evaluar, en instalaciones nuevas o por construir, de refinerías de crudo, la implantación del sistema gerencial propuesto: **“SISTEMA DE GERENCIA DE SEGURIDAD DE PROCESOS QUÍMICOS Y SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN UNA REFINERÍA DE CRUDO”**.





“Siempre recuerda que la guerra, la codicia, la miseria y la ignorancia, además de los desastres naturales y la contaminación y destrucción de recursos inducidas por la actividad humana son las principales causas del progresivo deterioro del ambiente, y que tú, como un profesional de la ingeniería profundamente comprometido con la promoción del desarrollo, debes usar tu talento, conocimiento e imaginación para ayudar a la sociedad a eliminar aquellos males y mejorar la calidad de vida de todos los hombres y mujeres”.

Tomado del Código de Ética Ambiental para Ingenieros, aprobado por el Comité de Ingeniería y Ambiente de la Federación Mundial de Organizaciones de Ingenieros, Nueva Delhi, 5 de Noviembre de 1985.





REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS Y BIBLIOGRAFIA

AMERICAN INSTITUTE OF CHEMICAL ENGINEERS, (1989). Gerencia Técnica de Seguridad de los Procesos Químicos, CCPS.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API) (1990).- Standard RP 750 "Management of Process Hazards".

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API) (1992). Standard 510-1992, Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration, Seventh Edition. American National Standards Institute (ANSI)/American Petroleum Institute (API)

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API) (1996). Standard 598, Valve Inspection and Testing, Seventh Edition.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API) (1996). Standard 653. Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, Second Edition.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API) (1998), Recommended Practice 2001. Fire Protection in Refineries. Seventh Edition.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API) (1999). Recommended Practice 751. Recommended Practice for Safe. Operation of Hydrofluoric Acid Alkylation Units. Second Edition.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API) (1998). API Recommended Practice 75. Recommended Practice for Development of a Safety and Environmental Management. Program for Outer Continental Shelf (OCS) Operations and Facilities. Second Edition.

AMERICAN PUBLIC HEALTH ASSOCIATION (APHA), AMERICAN WATER WORKS ASSOCIATION (AWWA) AND WATER ENVIRONMENT FEDERATION (WEF) . (1998). Standard Methods for the Examination of Water and Waste Water. American Water Works Association (AWWA). 20th Edition.

ARIAS, Fideas G. (2004). El proyecto de investigación. Guía para su elaboración. Editorial Episteme. Caracas. 3ra edición.





BALESTRINI A., Miriam (1998), Como se elabora el proyecto de investigación, Caracas. Consultores Asociados BL. Servicio Editorial Briceño.

BEER, Michael. (1992). La renovación de las empresas a través del camino crítico. Mc. Graw Hill. Harvard Business School Press, España.

CLARET V., ARNOLDO. (2005) Como hacer y defender una tesis. Editorial Texto. 3ra edición ampliada. Caracas. 174 págs.

CENTER FOR CHEMICAL PROCESS SAFETY CCPS (1992), Guidelines for Hazard Evaluation Procedures - With Worked Examples (2nd Edition). American Institute of Chemical Engineers AIChE, New York.

CENTER FOR CHEMICAL PROCESS SAFETY (CCPS), (1992). "Plant Guidelines for Technical Management of Chemical Process safety", Chapter 8, "Process Equipment Integrity", pages 149 to 198.

CHECKLAND. P. (1993). Pensamiento de sistemas, práctica de Sistemas. Editorial Limusa, S.A. de C. V. Grupo Noriega Editores México.

CODE OF FEDERAL REGULATIONS (1996). Accidental Release Prevention Requirements: Risk Management Programs Under Clean Air Act Section 112(r)(7) . (Volume 61, Number 120). [Page 31667-31730]. Environmental Protection Agency. 40 CFR Part 68. [FRL-5516-5]. RIN 2050-AD26.

CODE OF FEDERAL REGULATIONS (2000). Executive Order 13148 Greening the Government Through Leadership in Environmental Management. Signed: April 21, 2000 Federal Register page and and date: 65 FR 24595, April 26, 2000.

CODE OF FEDERAL REGULATIONS (2005). Title 29—labor, chapter xvii--occupational safety and health administration, department of labor, part 1910_occupational safety and health standards. [Title 29, Volume 5], [CITE: 29CFR1910], [Page 87-889], .

CORREDOR, J. (1995), La Planificación Estratégica, Editores Vadell Hermanos, Valencia, Tercera Edición 160 Págs.

COVEY, S. R. (1996). Los 7 hábitos de la gente altamente efectiva. Ediciones Paidós México.

DAVID, F. (1988), La Gerencia Estratégica, Fondo Editorial Legis, Santa Fe De Bogotá, Colombia, 371 Págs.





FREEMAN, H.M. (1994). "Standard Handbook of Hazardous Waste Treatment and Disposal". Edit. Mc Graw Hill. American Public Health Association.

HAMMER, M. (1990). Reingeniería work: Don't Automate, Obliterate. Harvard Business Review.

HARRINGTON, H. J. (1993). Mejoramiento de los procesos de la empresa. Editorial Mc. Graw Hill Interamericana, S.A. México.

HARRINGTON, H. J. (1997). Administración total del mejoramiento continuo. La nueva generación. Editorial Mc, Graw Hill Interamericana, S.A., Colombia.

HERNÁNDEZ S., R. et al (1991). Metodología de la Investigación. Primera Edición. Caracas. Mc. Graw Hill. 501 Págs.

HOCHMAN E. Y MONTERO M. (1982), Editorial Trillas, México, Quinta Edición. 88 Págs.

HURTADO, J. (1996), Metodología de la Investigación. El Anteproyecto y el Marco Teórico. Un Enfoque Holístico. Fundación Sypal, Caracas, 96 Págs.

KABBOUL, F. (1994). Curso Reingeniería en las Empresas de Servicio. Ediciones IESA.

ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE NORMALIZACION (ISO) (1996). ISO 14.001 :1996.Sistema de Gestión Medioambiental. Ginebra. Suiza.

ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE NORMALIZACION (ISO) (2004). ISO 14.001 :2004.Sistema de Gestión Medioambiental. Ginebra. Suiza

ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE NORMALIZACION (ISO) (2004). ISO 14.001, Environmental management systems -- Requirements with guidance for use.

ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE NORMALIZACION (ISO) (2004). ISO 14.004, Environmental management systems -- General guidelines on principles, systems and support techniques.

ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE NORMALIZACION (ISO) (2001). ISO 14.015, Environmental management -- Environmental assessment of sites and organizations (EASO).





ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE NORMALIZACION (ISO) (1999). ISO 14.031, Environmental management -- Environmental performance evaluation – Guidelines.

ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE NORMALIZACION (ISO) (1999). ISO 14.032, Environmental management -- Examples of environmental performance evaluation (EPE).

ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE NORMALIZACION (ISO) (2002). ISO 19.011, Guidelines for quality and/or environmental management systems auditing.

KIELY Gerard (1999), Ingeniería Ambiental. Fundamentos, entornos, tecnologías y sistemas de gestión, Mc Graw Hill, 1.131 Págs.

LAGREGA, M. et al., “Gestión de residuos tóxicos. Tratamiento, eliminación y recuperación de suelos”. Volúmenes 1 y 2. McGraw Hill Book Company. Primera edición. Madrid, 1998.

MALINKOFF, R. (1990), La Estructura de la Organización, Editorial Panapo, Caracas, 168 Págs.

MORRISEY, G. (1996). Pensamiento Estratégico, editorial Prentice Hall Hispanoamericana, S.A., México.

NFPA (1986), Fire Protection Handbook. 16th edition. Batterymarch.

NFPA. Codes, Standard and Recommended Practice.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA) (2002). NFPA-70: National Electrical Code® Softbound Edition.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA) (1977). NAPA-69: Explosion Prevention Systems, Spanish Standard, 1997 Edition, 33pp.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA) (2001). NFPA-495: Explosive Materials Code. This code covers the manufacture, transportation, storage, sale, and use of explosive materials. 2001 Edition, 39pp.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA) (2004). NFPA-499: Classification of Combustible Dusts and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas Classification, Current Edition: 2004, 24pp.





NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA) (2000). NFPA-77: Recommended Practice on Static Electricity. NFPA 77, Recommended Practice, 2000 Edition, 56pp.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA) (2004). NFPA-780: Standard for the Installation of Lightning Protection Systems. Standard, 2004 Edition, 50pp.

NORMAS SANITARIAS DE CALIDAD DEL AGUA POTABLE . Ministerio de Sanidad y Asistencia Social. Venezuela. 13 de Febrero de 1998. Decreto 36.395.

ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DEL TRABAJO, (1991). Código de Práctica para la Prevención de Riesgos de Accidentes mayores .

OCCUPATIONAL SAFETY AND HEALTH ADMINISTRATION (OSHA) (1992). 29 CFR 1910 – 119. “Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals, Explosive and Blasting Agents”. 200 Constitution Avenue, NW Washington, DC 20210.

PERRY, R. H. (2002), Manual del Ingeniero Químico”. McGraw Hill Book Company. 4 Vol. Séptima edición. Madrid.

RAMIREZ, T. (1993), Como Hacer Un Proyecto de Investigación, Editorial Carhel, Segunda Edición. Caracas, 84 Págs.

REPÚBLICA DE VENEZUELA (1976). Ley Orgánica del Ambiente. Gaceta Oficial: 31004

_____. (1986) Ley Orgánica de Prevención, Condiciones y Medio Ambiente de Trabajo - Gaceta Oficial: 3850, extraordinaria.

_____. (1992) Ley Penal del Ambiente. Gaceta Oficial: 4358 extraordinaria y Normas Técnicas

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA (1999). Constitución Nacional. Gaceta Oficial: 5.453 Extraordinario del 24-03-2000.

RODRIGUEZ, J.A. (1991), Aplicación de criterios de tolerancia de riesgos y costo-beneficio en los estudios de análisis de riesgos de la industria petrolera y petroquímica venezolana, ARPEL, México.

ROMERO, O. (1991), Motivando Para El Trabajo, Ediciones Rogya, C.A. Mérida, Venezuela, 110 Págs.





SALLENAVE, J. (1997), Gerencia Y Planificación Estratégica, Grupo Editorial Norma, Colombia, 283 Págs.

SIKULA, A. (1994), Administración De Recursos Humanos En La Empresa, Editorial Limusa, Noriega Editores, 513 Págs.

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA EXPERIMENTAL LIBERTADOR (UPEL) (2003), Vicerrectorado de investigación y Postgrado. Manual de trabajo de grado de Especialización, Maestría y Tesis Doctorales .





GLOSARIO DE TERMINOS

- *Accidente Catastrófico*

Evento cuya ocurrencia genera consecuencias catastróficas en términos de daños humanos, ambientales y/o materiales, dentro y fuera de los límites de propiedad de una instalación industrial determinada.

- *Aspecto ambiental*

Elementos de las actividades, productos y servicios de una organización que pueden interaccionar con el medio ambiente. Un aspecto ambiental importante es un aspecto ambiental que tiene o puede tener un impacto ambiental importante.

- *Auditoria del sistema de gestión ambiental*

Proceso de verificación sistemático y documentado para obtener y evaluar objetivamente evidencia para determinar si el sistema de gestión ambiental de una organización (SGA) cumple con los criterios de la auditoría del SGA establecidos por la organización y la comunicación de los resultados de este proceso a la dirección.

- *Equipo Crítico*

Por equipo crítico se entiende cualquier recipiente, máquina, conexión, componente de tubería, sistema de alarma, sistema de prevención y protección contra incendio, sistema de venteo y alivio, sistema de monitoreo y control y cualquier otro equipo, componente o sistema identificados como vitales o esenciales para prevenir una fuga o mitigar sus consecuencias, cuya falla pudiera derivar en un accidente catastrófico o contribuir a incrementar el riesgo de la instalación.

- *Impacto ambiental*





Cualquier cambio al medio ambiente, bien sea adverso o beneficioso, total o parcial, que resulte de las actividades, productos o servicios de una organización.

- *Instalación*

Toda infraestructura industrial en la cual se desarrolla un proceso incluyendo equipos o maquinarias, tuberías, edificaciones o componentes asociados al funcionamiento de dicha infraestructura.

- *Medio ambiente*

El ambiente y los alrededores en los que opera una organización, incluyendo aire, agua, tierra, recursos naturales, flora, fauna, los seres humanos y sus interrelaciones. Los alrededores en este contexto se extienden desde dentro de la organización al sistema global.

- *Mejora continua*

Proceso de mejora del sistema de gestión ambiental (SGA) para lograr mejoras en los resultados generales ambientales, en línea con la política ambiental de la organización. El proceso no necesita tener lugar en todas las áreas de actividad simultáneamente.

- *Meta ambiental*

Requisitos detallados de resultados, cuantificados siempre que sea posible, aplicables a la organización o partes de la misma que surgen de los objetivos ambientales y que necesitan establecerse y cumplirse a fin de alcanzar esos objetivos.

- *Objetivo ambiental*





Meta ambiental general, derivada de la política ambiental, que una organización se propone alcanzar y la cual es cuantificada siempre que sea posible.

- *Organización*

Compañía, operación, firma, empresa o institución, o combinación de las mismas, bien que esté constituida como sociedad anónima o no, pública o privada y que tenga sus propias funciones y administración. Para organizaciones con más de una unidad operativa, una sola unidad operativa puede definirse como una organización.

- *Parte interesada*

Individuo o grupo preocupado con, o afectado por los resultados ambientales de una organización.

- *Política ambiental*

Declaración de la organización de sus intenciones y principios en relación a sus resultados ambientales globales los cuales proporcionan un marco para la acción y el establecimiento de sus objetivos y metas ambientales.

- *Prevención de contaminación*

Uso de procesos, prácticas, materiales o productos que evitan, reducen, o controlan la contaminación, que pueden incluir reciclado, tratamiento, cambios de proceso, mecanismos de control, uso eficaz de recursos y sustitución de materiales. Los beneficios potenciales de prevención de la contaminación incluyen la reducción de impactos ambientales negativos, una mejorada eficacia y la reducción de costos.

- *Proceso*





Toda actividad que involucre la manufactura, uso, almacenamiento, manejo y/o movimiento en sitio de sustancias tóxicas, reactivas, inflamables o explosivas.

- *Resultados ambientales*

Resultados medibles del sistema de gestión ambiental, relativos al control de una organización sobre sus aspectos ambientales basados en su política ambiental, objetivos y metas.

- Sistema de Gerencia de Seguridad de Procesos Químicos

Aplicación por el custodio de una instalación tal como una refinería de crudo, de principios y sistemas administrativos para la identificación, evaluación y control de los riesgos asociados a los procesos industriales en la fases de diseño, construcción, arranque, operación, inspección, mantenimiento, modificación de instalaciones y desmantelamiento, a objeto de evitar la ocurrencia o reducir las consecuencias de escapes de sustancias tóxicas, reactivas, inflamables o explosivas que pudieran resultar en accidentes severos, mayores o catastróficos.

- Sistema de gestión ambiental

La parte del sistema de gestión general que incluye estructura organizativa, planificación de actividades, responsabilidades, prácticas, procedimientos, procesos, y recursos para el desarrollo, implementación, logro, revisión y mantenimiento de la política ambiental.





ANEXOS





ANEXO A: Fire Protection in Refineries. API RECOMMENDED PRACTICE 2001.



Fire Protection in Refineries

API RECOMMENDED PRACTICE 2001
SEVENTH EDITION, JUNE 1998



**Helping You
Get The Job
Done Right.SM**



API ENVIRONMENTAL, HEALTH AND SAFETY MISSION AND GUIDING PRINCIPLES

The members of the American Petroleum Institute are dedicated to continuous efforts to improve the compatibility of our operations with the environment while economically developing energy resources and supplying high quality products and services to consumers. We recognize our responsibility to work with the public, the government, and others to develop and to use natural resources in an environmentally sound manner while protecting the health and safety of our employees and the public. To meet these responsibilities, API members pledge to manage our businesses according to the following principles using sound science to prioritize risks and to implement cost-effective management practices:

- To recognize and to respond to community concerns about our raw materials, products and operations.
- To operate our plants and facilities, and to handle our raw materials and products in a manner that protects the environment, and the safety and health of our employees and the public.
- To make safety, health and environmental considerations a priority in our planning, and our development of new products and processes.
- To advise promptly, appropriate officials, employees, customers and the public of information on significant industry-related safety, health and environmental hazards, and to recommend protective measures.
- To counsel customers, transporters and others in the safe use, transportation and disposal of our raw materials, products and waste materials.
- To economically develop and produce natural resources and to conserve those resources by using energy efficiently.
- To extend knowledge by conducting or supporting research on the safety, health and environmental effects of our raw materials, products, processes and waste materials.
- To commit to reduce overall emissions and waste generation.
- To work with others to resolve problems created by handling and disposal of hazardous substances from our operations.
- To participate with government and others in creating responsible laws, regulations and standards to safeguard the community, workplace and environment.
- To promote these principles and practices by sharing experiences and offering assistance to others who produce, handle, use, transport or dispose of similar raw materials, petroleum products and wastes.

Fire Protection in Refineries

**Health & Environmental Affairs Department
Safety and Fire Protection Subcommittee**

API RECOMMENDED PRACTICE 2001
SEVENTH EDITION, JUNE 1998



**Helping You
Get The Job
Done Right.SM**

SPECIAL NOTES

API publications necessarily address problems of a general nature. With respect to particular circumstances, local, state, and federal laws and regulations should be reviewed.

API is not undertaking to meet the duties of employers, manufacturers, or suppliers to warn and properly train and equip their employees, and others exposed, concerning health and safety risks and precautions, nor undertaking their obligations under local, state, or federal laws.

Information concerning safety and health risks and proper precautions with respect to particular materials and conditions should be obtained from the employer, the manufacturer or supplier of that material, or the material safety data sheet.

Nothing contained in any API publication is to be construed as granting any right, by implication or otherwise, for the manufacture, sale, or use of any method, apparatus, or product covered by letters patent. Neither should anything contained in the publication be construed as insuring anyone against liability for infringement of letters patent.

Generally, API standards are reviewed and revised, reaffirmed, or withdrawn at least every five years. Sometimes a one-time extension of up to two years will be added to this review cycle. This publication will no longer be in effect five years after its publication date as an operative API standard or, where an extension has been granted, upon republication. Status of the publication can be ascertained from the API Health & Environmental Affairs Department [telephone (202) 682-8000]. A catalog of API publications and materials is published annually and updated quarterly by API, 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005.

This document was produced under API standardization procedures that ensure appropriate notification and participation in the developmental process and is designated as an API standard. Questions concerning the interpretation of the content of this standard or comments and questions concerning the procedures under which this standard was developed should be directed in writing to the director of the Health & Environmental Affairs Department, American Petroleum Institute, 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005. Requests for permission to reproduce or translate all or any part of the material published herein should also be addressed to the director.

API standards are published to facilitate the broad availability of proven, sound engineering and operating practices. These standards are not intended to obviate the need for applying sound engineering judgment regarding when and where these standards should be utilized. The formulation and publication of API standards is not intended in any way to inhibit anyone from using any other practices.

Any manufacturer marking equipment or materials in conformance with the marking requirements of an API standard is solely responsible for complying with all the applicable requirements of that standard. API does not represent, warrant, or guarantee that such products do in fact conform to the applicable API standard.

All rights reserved. No part of this work may be reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted by any means, electronic, mechanical, photocopying, recording, or otherwise, without prior written permission from the publisher. Contact the Publisher, API Publishing Services, 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005.

Copyright © 1998 American Petroleum Institute

FOREWORD

The term fire protection used in this publication includes measures taken to prevent fires, as well as those to minimize, control, or extinguish fires already burning. A thorough approach to fire protection starts with an understanding of the ignition and combustion processes, including control of potential fuel sources with an emphasis on containment. This publication gives some basic information on these subjects and identifies sources of more detailed information. While sections of this document discuss general design principles, it is not intended as a design manual. Rather, it presents guidance for those providing fire protection services to refineries and gives reference to sources of more detailed, design-related information.

The information presented is based primarily on experience in a large number of refineries. It is not intended to exclude or limit the use of other approaches of comparable merit.

API publications may be used by anyone desiring to do so. Every effort has been made by the Institute to assure the accuracy and reliability of the data contained in them; however, the Institute makes no representation, warranty, or guarantee in connection with this publication and hereby expressly disclaims any liability or responsibility for loss or damage resulting from its use or for the violation of any federal, state, or municipal regulation with which this publication may conflict.

Suggested revisions are invited and should be submitted to the director of Health & Environmental Affairs Department, American Petroleum Institute, 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005.

CONTENTS

	Page
1 GENERAL	1
1.1 Scope	1
1.2 Definitions	1
1.3 Referenced Publications	1
2 CHEMISTRY AND PHYSICS OF FIRE	3
2.1 The Combustion Process	3
2.2 Fuel Types and Classes	3
2.3 Properties of Petroleum Products	4
2.4 Oxygen	5
2.5 Heat (Source of Ignition)	5
2.6 Special Situations	6
3 REFINERY DESIGN	6
3.1 General	6
3.2 Hazard Analysis	6
3.3 Process Design	7
3.4 Equipment Design	7
3.5 Location	11
3.6 Layout	11
3.7 Fireproofing	14
3.8 Pressure Relief and Flare Systems	14
3.9 Drainage, Containment, and Waste Disposal	16
3.10 Power and Utilities	17
4 FIRE CONTROL AND EXTINGUISHING EQUIPMENT	18
4.1 General	18
4.2 Water for Fire Suppression	18
4.3 Foam	22
4.4 Dry Chemicals	23
4.5 Combined Agents	24
4.6 Halon Extinguishing Agents	24
4.7 Carbon Dioxide	24
4.8 Steam Smothering	24
5 OPERATING PRACTICES	24
5.1 General	24
5.2 Normal Operations	24
5.3 Emergency Operations	25
5.4 Leaks	26
6 MAINTENANCE PROCEDURES	26
6.1 General	26
6.2 Hot Work	26
6.3 Planned Maintenance Activities	27
6.4 Winterizing	27
7 THE FIRE PROTECTION ORGANIZATION	27
7.1 General	27

CONTENTS

	Page
7.2 Incident Command System	27
7.3 Duties of Fire Protection Staff	28
7.4 Notification Procedures	28
7.5 Fire-fighter Selection and Training	28
7.6 The Incident Commander	29
7.7 Fire-fighter Personal Protective Clothing and Equipment	29
8 TRAINING FOR FIREFIGHTING	29
8.1 General	29
8.2 Drill Ground Training	29
8.3 Classroom Instruction	30
8.4 Overcoming Personal Concerns	31
8.5 Documentation	31
9 PRE-FIRE PLAN.	31
9.1 General	31
9.2 Pre-Fire Incident Planning	31
Figures	
1 Fire Tetrahedron	3
Tables	
1 Example Water Flow Rates for Manual Fire Fighting	20
2 Suggested Residual Pressures	20

Fire Protection in Refineries

1 General

1.1 SCOPE

The purpose of this publication is to provide a better understanding of fire protection problems and the steps needed to promote the safe storage, handling, and processing of petroleum and petroleum products in refineries and the safe shipment of these products.

1.2 DEFINITIONS

Some of the terms used in this document are defined in sections 1.2.1 through 1.2.8. Additional definitions and an expanded discussion of fire-related hydrocarbon properties and phenomena are included in Section 2.

1.2.1 combustible: As defined by the National Fire Protection Association (NFPA) and used in this document, it refers to any solid that can burn or to any liquid that has a flashpoint of 100°F (37.8°C) or greater. See Section 2.3 and NFPA 30 for further explanation noting alternate classification systems for combustible liquids.

1.2.2 combustion (burning): The rapid reaction of oxidizable material with an oxidizer, usually oxygen from the air, followed by the development of heat. This reaction usually produces flames.

1.2.3 flammable: As defined by NFPA and used in this document, it refers to any gas that can burn or to any liquid that has a flashpoint below 100°F (37.8°C). The archaic term *inflammable* is obsolete. See Section 2.3 and NFPA 30 for a further explanation noting alternate classification systems for flammable liquids.

1.2.4 fuel: Material capable of undergoing combustion. It is the material which burns to feed a fire.

1.2.5 hazard: An inherent chemical or physical property with the potential to do harm (toxicity, corrosivity, stored chemical, or mechanical energy).

1.2.6 process: The refinery equipment, vessels, and piping in which refining takes place to “process” crude oil into manufactured products.

1.2.7 risk: The probability of exposure to a hazard which results in harm.

1.2.8 switch loading: Loading of low-vapor-pressure (high-flash-point) materials into containers where flammable vapors may be present from previous use, such as when diesel fuel is loaded into a tank which last carried a cargo of gasoline. API RP 2003 provides additional information on the static ignition hazards associated with switch loading.

1.3 REFERENCED PUBLICATIONS

The most recent editions of each of the following standards, codes, and publications are referenced in this recommended practice as useful sources of additional information. Additional information may be available from the cited Internet World Wide Web sites.

API	www.api.org
RP500	<i>Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities</i>
API510	<i>Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration</i>
RP520	<i>Sizing, Selection and Installation of Pressure-Relieving Systems in Refineries, Part I Sizing and Selection, and Part II Installation Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems</i>
RP521	<i>Fired Heaters for General Refinery Services</i>
API560	<i>Piping Inspection Code: Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-Service Piping Systems</i>
API570	<i>Inspection of Pressure Vessels</i>
RP572	<i>Inspection of Fired Boilers and Heaters</i>
RP573	<i>Inspection of Piping, Tubing, Valves, and Fittings</i>
RP574	<i>Inspection of Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks</i>
RP575	<i>Inspection of Pressure Relieving Devices</i>
RP576	<i>Centrifugal Pumps for General Refinery Service</i>
Std610	<i>Centrifugal Compressors for General Refinery Service</i>
Std617	<i>Reciprocating Compressors for General Refinery Services</i>
Std618	<i>Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks</i>
Std620	<i>Welded Steel Tanks for Oil Storage</i>
Std650	<i>Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction</i>
Publ653	<i>Management of Process Hazards</i>
RP750	<i>Management of Hazards Associated with Location of Process Plant Buildings</i>
RP752	<i>Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks: Nonrefrigerated and Refrigerated</i>
Std2000	<i>Protection Against Ignitions Arising Out of Static, Lightning, and Stray Currents</i>
RP2003	<i>Safe Welding and Cutting Practices in Refineries, Gasoline Plants, and Petrochemical Plants</i>
Publ2009	

- Publ2021 *Fighting Fires In and Around Flammable and Combustible Liquid Atmospheric Petroleum Storage Tanks*
- Publ2030 *Application of Fixed Water Spray System for Fire Protection in the Petroleum Industry*
- RP2201 *Procedures for Welding or Hot Tapping on Equipment In Service*
- Publ2210 *Flame Arresters for Vents of Tanks Storing Petroleum Products*
- Publ2214 *Spark Ignition Properties of Hand Tools*
- Publ2216 *Ignition Risk of Hot Surfaces in Open Air*
- Publ2218 *Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants*
- Publ2219 *Safe Operating Guidelines for Vacuum Trucks in Petroleum Service*
- RP2350 *Overfill Protection for Petroleum Storage Tanks*
- Std2510 *Design and Construction of LP-Gas Installations at Marine and Pipeline Terminals, Natural Gas Processing Plants, Refineries, and Tank Farms*
- Publ 2510A *Fire-Protection Considerations for the Design and Operation of Liquefied Petroleum Gas (LPG) Storage Facilities*
- Std2610 *Design, Construction, Operation, Maintenance and Inspection of Terminal and Tank Facilities*
- AIChE (CCPS)¹ *Guidelines for Engineering Design for Process Safety*
Guidelines for Evaluating the Characteristics of Vapor Cloud Explosions, Flash Fires and BLEVEs
Guidelines for Hazard Evaluation Procedures
Guidelines for Safe Automation of Chemical Processes
Guidelines for Technical Planning for On-Site Emergencies
- ANSI^{2,3}
- B31.1 *Power Piping*
- B31.2 *Fuel Gas Piping*
- B31.3 *Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping*
- B31.4 *Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia, and Alcohols*
- B31.5 *Refrigeration Piping*
- B31.8 *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*
- B31.9 *Building Service Gas*
- B31.11 *Slurry Transportation Piping Systems*
- Z129.1 *Hazardous Industrial Chemicals—Precautionary Labeling*
- ASME³ *Boiler and Pressure Vessel Code*
- ASTM⁴
- D86 *Standard Test Method for Distillation of Petroleum Products*
- D323 *Standard Method of Test for Vapor Pressure of Petroleum Products (Reid Method)*
- Bureau of Mines⁵
- Bull503 *Limits of Flammability of Gases and Vapors*
- Bull627 *Flammability Characteristics of Combustible Gases and Vapors*
- NFPA⁶
- Fire Protection Handbook*
- Flammable and Combustible Liquids Code Handbook*
- Furnace and Boiler Codes*
- 10 *Portable Fire Extinguishers*
- 11 *Low Expansion Foam-Extinguishing Systems*
- 12 *Carbon Dioxide Extinguishing Systems*
- 12A *Halon 1301 Fire Extinguishing Systems*
- 12B *Halon 1211 Fire Extinguishing Systems*
- 13 *Installation of Sprinkler Systems*
- 15 *Water Spray Fixed Systems for Fire Protection*
- 16 *Installation of Deluge Foam Water Sprinkler Systems and Foam Water Spray Systems*
- 17 *Dry Chemical Extinguishing Systems*
- 20 *Installation of Centrifugal Fire Pumps*
- 24 *Installation of Private Fire Service Mains and Their Appurtenances*
- 25 *Water-Based Fire Protection Systems*
- 30 *Flammable and Combustible Liquids Code*
- 58 *Storage and Handling of Liquefied Petroleum Gases*
- 69 *Explosion Prevention Systems*
- 70 *National Electrical Code*
- 72 *National Fire Alarm Code*

¹American Institute of Chemical Engineers Center for Chemical Process Safety, 345 East 47th Street, New York, New York 10017. www.aiche.org/docs/ccps.

²American National Standards Institute, 11 West 42nd Street, New York, New York 10036. www.ansi.org

³American Society of Mechanical Engineers, 345 East 47th Street, New York, New York 10017. www.asme.org

⁴American Society for Testing and Materials, 100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken, Pennsylvania 19428. www.astm.org

⁵U.S. Bureau of Mines [part of NIOSH/CDC] Pittsburgh Research Laboratory, P.O. Box 18070, Pittsburgh, Pennsylvania 15236. www.cdc.gov/niosh/pubs.html

⁶National Fire Protection Association, 1 Batterymarch Park, Quincy, Massachusetts 02269. www.nfpa.org

- 85C *Furnace Explosions /Implosions in Multiple Burner Boiler-Furnaces*
- 325 *Fire Hazard Properties of Flammable Liquids, Gases, and Volatile Solids*
- 496 *Purged and Pressurized Enclosures for Electrical Equipment in Hazardous (Classified) Locations*
- 497A *Classification of Class I Hazardous Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas*
- 497B *Classification of Class II Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas*
- 600 *Industrial Fire Brigades*
- 780 *Lightning Protection Code*
- 325 *Fire Hazards Properties of Flammable Liquids, Gases and Volatile Solids*
- 1561 *Fire Department Incident Management System*
- 1962 *Care, Use and Service Testing of Fire Hose, Including Connections and Nozzles*
- 1964 *Spray Nozzles (Shutoff and Tip)*
- 2001 *Clean Agent Fire Extinguishing Systems*

OCIMF⁷ International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals

OSHA⁸

- 29 CFR 1910.38 *Employee Emergency Plans and Fire Prevention Plans*
- 29 CFR 1910.110 *Storage and handling of Liquefied Petroleum Gases*
- 29 CFR 1910.119 *Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals*
- 29 CFR 1910.120 *Hazardous Waste Operations and Emergency Response*
- 29 CFR 1910.147 *Control of Hazardous Energy (Lockout/Tagout)*
- 29 CFR 1910.156 *Subpart L—Fire Brigades*
- 29 CFR 1910.252 *Subpart Q—Welding, Cutting and Brazing*

2 Chemistry and Physics of Fire

There are inherent hazards associated with the processing, handling and/or storage of petroleum products, partly due to the volatility of many of these products. If proper precautions are not followed to prevent the concurrent presence of the elements of combustion there is the possibility of a fire or explosion which could result in risk of harm to exposed personnel, damage to equipment, and adverse effects on the environment.

⁷Oil Companies International Marine Forum, Bermuda, and International Chamber of Shipping, London.

⁸U.S. Department of Labor, Occupational Safety and Health Administration, 200 Constitution Avenue, N.W. Washington, D.C 20210. www.osha.gov

2.1 THE COMBUSTION PROCESS

Three components are necessary for a fire to begin—oxygen (usually from air) mixed in the proper proportions with fuel which has been exposed to sufficient heat to vaporize, with enough additional heat to initiate combustion and vaporize more fuel.

A fire starts and is sustained by a fourth essential component, a free-radical chemical chain reaction that enables the fire to continue as long as the three other components remain available. The four essential components are represented in Figure 1.

A basic understanding of the components of a fire and an appreciation of the related fire prevention measures will help reduce the risk of fire and aid fire personnel in their suppression efforts should a fire occur.

2.2 FUEL TYPES AND CLASSES

Fuels can be classified as three types: solids (coal, wood, plastic, etc.); liquids (gasoline, crude oil, alcohol, etc.); and gases (propane, hydrogen, acetylene, etc.). As only gases burn, the combustion of a liquid or solid fuel requires partial conversion of the liquid or solid fuels into a gaseous state by heating. This process is called pyrolysis for solid fuels and vaporization for liquid fuels.

NFPA 10 classifies fires based on the fuel involved—either type A, B, C, or D. Fire extinguishing agents are often identified by this system based on the type of fire for which they are effective (i.e., a dry chemical fire extinguisher may carry a Class ABC rating where a pressurized water extinguisher carries only a Class A rating).

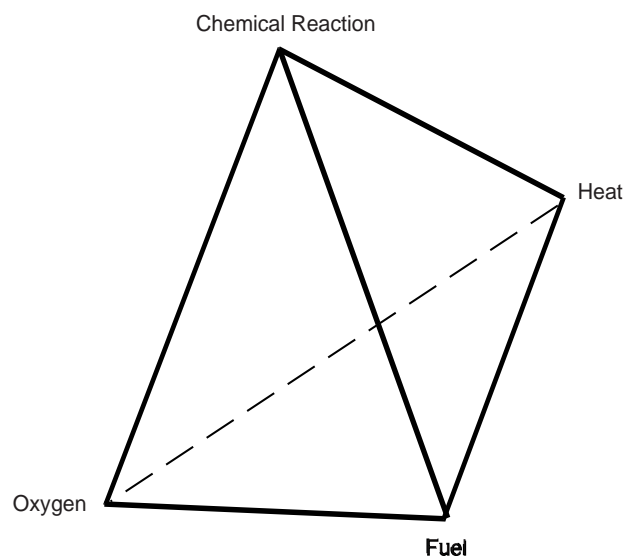


Figure 1—Fire Tetrahedron

Class A fires are those involving ordinary combustible solid materials such as wood, coal, paper, rubber, and many plastics.

Class B fires are those involving flammable and combustible liquids and gases such as gasoline, crude oil, alcohols, LPG, and hydrogen.

Class C fires are those involving energized electrical equipment. While electricity is not a fuel, it represents a significant hazard to firefighters if improper extinguishing agents or methods are used. Once the electrical circuit is de-energized, the fire is then treated as a Class A or B, depending upon the fuel involved.

Class D fires are those involving combustible metals such as sodium, aluminum, magnesium, or titanium.

2.3 PROPERTIES OF PETROLEUM PRODUCTS

There are several physical properties exhibited by petroleum products which have a significant impact on their fire and explosion potential. These include the following:

Autoignition Temperature—Minimum temperature to which a fuel in air must be heated to start self-sustained combustion without a separate ignition source. This means that, should a leak occur on a line containing a petroleum product above its ignition temperature, ignition can occur independent of an ignition source.

Boiling Point—The temperature at which the vapor pressure of a liquid equals the surrounding atmospheric pressure. For purposes of defining the boiling point, atmospheric pressure shall be considered to be 14.7 psia (760 mm Hg). For mixtures that do not have a constant boiling point, the 20 percent evaporated point of a distillation performed in accordance with ASTM D86 shall be considered as the boiling point.

Fire Point—The temperature (usually a few degrees above the flash point) at which a liquid produces enough vapors to sustain combustion.

Flammable Range—A range of vapor-to-air ratios within which ignition can occur. The lower flammable limit (LFL) is the minimum vapor-to-air concentration below which ignition cannot occur. Atmospheres below the LFL are referred to as too lean to burn. The upper flammable limit (UFL) is the maximum vapor-to-air concentration above which ignition cannot occur. Atmospheres above the UFL are referred to as too rich to burn. Flammable ranges can vary widely, as illustrated by flammable vapor-to-air ranges for gasoline (1.4–7.6 percent) and acetylene (2.5–80 percent).

Flash Point—The lowest temperature at which a liquid gives off enough vapor to produce a flammable mixture with air immediately above the surface. A source of ignition is needed for flash to occur. When this temperature is above ambient, vapors will ignite but will not continue to burn until heated to the “fire point.” The flash point temperature can be very low for volatile petroleum products [for

instance, the flash point for gasoline is typically quoted as about -45°F (-43°C)].

Specific Gravity—ratio of the weight of a given substance to the weight of an equal volume of a standard substance (water for liquids and air for gases). This is frequently referred to as vapor density for gases. Since the specific gravity of the standard equals one, liquids with a specific gravity less than one will float on water (unless they are water soluble like most alcohols). Most liquid petroleum products have specific gravities less than one. Likewise, gases with a specific gravity of less than one (e.g., hydrogen and methane) will rise in the atmosphere, whereas gases with a specific gravity greater than one (e.g., almost all hydrocarbons with two or more carbon atoms such as ethane, propane and butane) will tend to stay close to the ground and seek low-lying areas.

Vapor Pressure—The pressure exerted by the vapor of a substance when the substance and its vapor are in equilibrium. Equilibrium is established when the rate of evaporation of a substance is equal to the rate of condensation of its vapor. In general terms, the higher the measured laboratory vapor pressure the more likely that liquid is to give off vapors under “real world” conditions. Reid Vapor Pressure, a measure commonly used to characterize gasoline and other hydrocarbon volatility, is measured at 100°F (37.8°C) in a closed container.

The importance of these basic vapor generation and combustion properties can be seen in the way flammable and combustible liquids are classified (see the following discussion and NFPA 30 for more information):

Flammable liquids have flash points below 100°F (37.8°C) and vapor pressures not exceeding 40 psia (2068.6 mm Hg) at 100°F (37.8°C). Liquids with vapor pressures above 40 psia (276 kPa) at 100°F (37.8°C) are considered gases by NFPA.

- Class IA—Flash point below 73°F (22.8°C) and boiling point below 100°F (37.8°C).
- Class IB—Flash point below 73°F (22.8°C) and boiling point above 100°F (37.8°C).
- Class IC—Flash point at or above 73°F (22.8°C) and below 100°F (37.8°C).

Combustible liquids have flash points at or above 100°F (37.8°C).

- Class II—Flash point at or above 100°F (37.8°C) and below 140°F (60°C).
- Class IIIA—Flash point at or above 140°F (60°C) and below 200°F (93°C).
- Class IIIB—Flash point at or above 200°F (93°C).

OSHA uses NFPA definitions for flammable and combustible. Alternate systems using 140°F (60°C) as the dividing point between flammable and combustible appear in ANSI/CMA Z129.1-1994 and the regulations of the U.S. Department

of Transportation and the United Nations. The NFPA classification system is used in this document and is widely used for facility-based fire protection purposes in the United States. For regulatory compliance purposes (such as labeling for off-site transportation), reference should be made to the specific regulations or codes governing the activity of concern.

2.4 OXYGEN

Oxygen is readily available as air contains about 21 percent oxygen under normal circumstances. However, as it relates to hydrocarbon products processed and stored in closed systems, often there is insufficient oxygen (minimum of 10 to 12 percent required) to support combustion unless a leak occurs. Some materials (e.g., ammonium nitrate, trinitrotoluene) contain sufficient oxygen in their chemical composition to support combustion even in an inert atmosphere.

2.5 HEAT (SOURCE OF IGNITION)

In the petroleum industry, oxygen is always available from the ambient environment. If leaks occur despite extensive efforts to prevent them, there is the potential for a combustible mixture of fuel and air to exist. Therefore, emphasis is placed on limiting sources of ignition. An attractive approach would be the strict exclusion of all possible ignition sources from areas in which flammable substances could be present. However, strict application of this principle is impractical (for instance furnaces are often needed to provide process heat).

The five general categories of heat energy are chemical, electrical, mechanical, nuclear, and solar. Those heat energies applicable to petroleum products are discussed in the following sections.

2.5.1 Chemical

Heat of Combustion—The heat energy, in the form of a flame, that is released by the chemical reaction of a fire.

Spontaneous Heating—The heating of an organic substance without the addition of external heat. A common example is oily rags which slowly oxidize releasing heat. In the petroleum industry, spontaneous heating can occur from pyrophoric iron sulfide deposits. These deposits may form in equipment handling petroleum products that contain hydrogen sulfide or other sulfur compounds when there is insufficient oxygen to fully convert the sulfur compounds to sulfates. Pyrophoric iron sulfide deposits are generally not a problem if they stay wet or remain in an oxygen-deficient environment. However, once exposed to air, they can oxidize and heat, providing a source of spontaneous ignition if flammable petroleum vapors are also present.

Heat of Solution and Heat of Dilution—Represent the heat released by dissolving matter in liquid or the mixing of unlike liquids. While not an ignition source, substantial quantities of heat can be generated creating a potential fire hazard in cer-

tain circumstances. The heating of caustic (sodium hydroxide) or acid process materials can raise temperatures, vaporize liquid materials and result in container failure and releases of hydrocarbon providing accessible fuel for a fire.

2.5.2 Electrical

Arcs and Sparks—The energy released by current flowing across an air gap can cause significant heating of the air and of the electrodes (equipment) across which the arc or spark travels. Arcing can occur when current flow is initiated or interrupted by opening or closing a switch or by the intermittent contact of loose connections. Sparks and arcs from normal AC or DC refinery equipment are assumed to provide sources of ignition and treated with appropriate precautions.

Static Electricity—The buildup of a positive charge on one surface and negative charge on another is a natural phenomenon associated with the flow of fluids (such as hydrocarbons) through pipes. The charges are attracted to each other and a spark can occur when the voltage differential is sufficient to ionize an air gap and provide a path to transfer electrons between the surfaces to become evenly charged again. Grounding and bonding are used during petroleum transfer operations to provide a conductive path through which accumulated static charges on the hydrocarbon surface can recombine with opposite charges on the vessel shell or loading arms to prevent sparking and potential ignition.

Lightning—Static electricity on a very large scale. Protection against direct lightning strikes is difficult. The floating roofs of storage tanks use shunts to metallic shoes sliding on the grounded tank shell to provide a path to ground as protection from induced charge sparks caused by lightning.

See API RP 2003, *Protection Against Ignitions Arising Out of Static, Lightning, and Stray Currents*, for more in-depth information.

2.5.3 Mechanical

Friction—Heat created by the rubbing of two surfaces against each other. High-energy friction sparks, such as those produced by failure of pump bearings leading to rubbing of mechanical seals, can ignite flammable mixtures. Typical low energy sparks produced by the impact of steel, stone, or other hard substances (including hand tools) will not ordinarily ignite petroleum vapors. See API Publication 2214 for further information.

2.5.4 Hot Surfaces

Although not a type of heat, hot surfaces can be a source of ignition if they are large enough and hot enough. The hot surface vaporizes the liquid, a flammable atmosphere forms, and the hot surface raises the flammable atmosphere to its autoignition temperature. Generally, the smaller the heated surface, the hotter it must be to provide a source of ignition. The heat flow

from the hot surface must overcome the cooling effect of the evaporating liquid or expanding vapor while providing enough energy to heat the vapor to autoignition temperature. As a result, the larger the heated surface in relation to the quantity of vapor-to-air mixture, the more rapidly ignition will take place and the lower the surface temperature necessary for ignition. Because of the heat absorbed by vaporization, it is usually more difficult for a hot surface to ignite flammable liquids than to ignite their vapors. Less-volatile combustible liquids which evaporate at higher temperatures can be ignited more readily by contact with hot surfaces, as evidenced by the burning of motor oil splashed on a hot automobile exhaust manifold where gasoline may vaporize without ignition. See API Publication 2216 for additional information.

2.6 SPECIAL SITUATIONS

The inherent properties of hydrocarbon materials processed and produced in refineries present several unique hazards related to hydrocarbon storage. Some of these phenomena have the potential to cause substantial damage. These should be addressed while designing for fire prevention and planning for emergency response. Operational precautions, such as outlined in this recommended practice, and well-planned emergency response can reduce the likelihood of occurrence and help prevent escalation in the event of an incident.

Boilover—Sudden overflow or ejection of the contents of an oil storage tank (crude oil or certain other viscous liquids) during a full surface fire due to a heat wave (layer of hot, heavy oil) reaching water or water-oil emulsion at the bottom of the tank. The water flash-boils and turns to steam with rapid expansion which can send the tank contents a significant distance. Boilover occurs only with tanks containing oils with a wide boiling range, including both a viscous fraction and light ends (e.g., like crude oil, but not gasoline). In extreme cases, substantial amounts of flammable liquids can be expelled creating a serious hazard for hundreds of feet surrounding the tank. See the NFPA *Flammable and Combustible Liquids Code Handbook* for more information.

Slopover—Results from a water stream being applied to the hot surface of a boiling oil, when the oil is viscous and its temperature exceeds the boiling point of water.

Frothover—Overflowing a container not on fire when water boils under the surface of a viscous hot oil. This is one reason product rundown temperatures to tankage should be monitored and controlled.

BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion)—Catastrophic failure of a container into two or more major pieces at a temperature well above the boiling point of the contents at atmospheric pressure. Classic cases of BLEVE have involved liquefied petroleum gas containers, such as LPG rail cars, where violent fire and explosion has been caused by rupture of the vessel wall. This rupture can be

caused by localized overheating (such as by jet fire impingement), which reduces the strength of the container while increasing the internal pressure beyond the venting capability of the vessel being exposed to fire. The phenomenon is applicable to volatile liquids as well as to LPG. (See the NFPA *Flammable and Combustible Liquids Code Handbook* for further information.)

More information on the hazards involved with petroleum products and the fire prevention/protection measures available to deal effectively with these hazards can be found in other sections of this publication and in cited references.

3 Refinery Design

3.1 GENERAL

This section discusses general design principles for refineries, with emphasis on fire prevention and fire mitigation. This recommended practice is not a design manual. Many of the references cited can provide specific design information. The principles outlined are intended as guides to good engineering practice. It is not intended that the fire protection systems and equipment designs discussed be applied retroactively to existing installations. The principles described identify certain areas to consider during refinery design for new construction, or upgrades and expansions, to help reduce the possibility of a fire and to mitigate fire damage. Variance from the principles described does not necessarily imply that a refinery is inadequately protected against fire. Safety and fire protection practices must be evaluated within the design philosophy of the specific project involved, on the basis of experience, accepted process safety management practices, normal industry practice, and regulatory requirements.

3.2 HAZARD ANALYSIS

Preventing and mitigating loss of containment of flammable and combustible materials is important to the safety of a refinery. Systematic hazard analysis with implementation of the findings can help a refinery avoid major releases of process materials and reduce the risk of potential fires. These activities can also help the facility to implement the Management of Process Hazards as outlined in API RP 750 and to satisfy regulatory requirements (OSHA 29 CFR 1910.119).

The use of hazard analysis during process design, site selection, refinery layout, equipment selection, and civil and structural design will aid in the mitigation of hazards which might result in fires. Safety elements should be considered as early as the conceptual stages and continue throughout all stages of process design for new construction, upgrades, and expansions. The hazard analysis should include input from research and development personnel, designers, and refinery management. The purpose of the hazards analysis is to identify early in the design process any potential hazards inherent

in a process design, and to integrate protective measures to address these potential hazards.

The analysis should include an evaluation of the fire, internal explosion, and reactivity potential of process equipment and contents and the consequences associated with such events.

There are several types of hazard analysis methodology currently in use. Some of the more prevalent types are Hazard and Operability Studies (HAZOP), Failure Mode and Effects Analysis (FMEA), and Fault Tree Analysis. See API 750, *Management of Process Hazards*; the AIChE-CCPS book, *Guidelines for Hazard Evaluation Procedures*; and OSHA 29 CFR 1910.119 for additional information on these methodologies and their use.

3.3 PROCESS DESIGN

Process design includes evaluation of the properties of process materials, process conditions, and inventories. Process design should emphasize the principles of “inherent safety.” For example, minimization of hazardous material inventories in the process design phase can be effective in decreasing the consequences of a release due to leaks or explosions.

It is important to have basic understanding of (a) general properties, such as reactivity, flammability, toxicity, and stability of materials used in the process, and (b) procedures for safe handling of stored materials used in the process.

In reviewing process conditions, it is important to understand the operating parameters—such as pressure and temperature—intended by the design, along with their associated margins of safety. Potential hazards are introduced by abnormal operating conditions which exceed process design conditions because extremes will increase stress and may cause undesired chemical reactions or equipment failure.

3.4 EQUIPMENT DESIGN

Proper design and arrangement of equipment in processing units, storage areas, and loading/unloading areas can prevent potential hazards from resulting in fires. Design should be consistent with accepted industry codes and supplemented with good engineering practices by personnel having a knowledge of equipment service and its potential hazards. Key aspects of the design should include construction materials, mechanical design and equipment construction, and the process control system. The following lists are examples (but are not exclusive of other conditions or mechanisms).

The following conditions can lead to fires or explosions:

- a. Vapor clouds resulting from release of flammable liquids or gases.
- b. Spill releases of flammable liquids.
- c. Pressure increase in vessels beyond their design.
- d. Loss of inerting, enriching, or diluting systems.

- e. Increase in temperatures due to unstable conditions.
- f. Formation of flammable mixtures inside equipment.
- g. Mixing of incompatible materials.
- h. Conditions resulting in dust explosions.
- i. Undue vibration and shock from process conditions.

The following are potential mechanisms for material release from process equipment:

- a. Vessel rupture due to pressure/flow demand greater than relief capacity.
- b. Vessel rupture due to brittle fracture.
- c. Failures of flanges, gaskets, seals, or plugs.
- d. Weld or casting failures.
- e. Overstressing of vessel shell.
- f. Excess vibration.
- g. Excess corrosion/erosion.
- h. Failure due to external loading or impact.
- i. Internal explosion.
- j. Tube rupture from overheating.

3.4.1 Materials of Construction

The suitability for the intended use of materials at a refinery has a bearing on fire loss risk. The standards, specifications, and recommendations of nationally-recognized authorities should be consulted and applied where relevant. In many instances, specifications have been promulgated by the American Petroleum Institute to meet the particular needs and requirements of oil refineries. Additional information is available in the publications of such organizations as the American Society for Testing and Materials (ASTM); the American Society of Mechanical Engineers (ASME); the American National Standards Institute (ANSI); the National Fire Protection Association (NFPA); ASM International (formerly the American Society of Metals);⁹ and Underwriters Laboratories Inc. (UL).¹⁰

A careful review and selection of materials by qualified personnel decreases the potential for materials failure. Proper selection of the materials of construction requires a thorough knowledge of the internal process, the exterior environment, failure modes, correct material application and fabrication techniques, maintenance philosophy, and inspection intervals. The current trend toward positive material identification programs provides a quality-control method for preventing the unintended use of inappropriate materials, helping to avert one potential cause of material failures.

Corrosion is a recurring cause of loss of containment of flammable and combustible materials which leads to fires. The potential for unexpected corrosion is therefore one of the most important factors in selecting the construction materials

⁹The Materials Information Society, 9639 Kinsman Road, Materials Park, Ohio 44073-0002. www.asm-intl.org

¹⁰Underwriters Laboratories Inc., 333 Pfingsten Road, Northbrook, Illinois 60062. www.ul.com

and maintaining surveillance programs. See the relevant API publications for inspection of refinery equipment.

The basis for selection of materials is the performance of the materials under process design conditions and the interaction of the materials with the external environment. Operating conditions include startup, shutdown, and upset conditions. Any potential problem anticipated with a particular material should be discussed during hazard analysis sessions. It is important that personnel with relevant expertise be consulted during materials selection.

3.4.2 Mechanical Design and Equipment Construction

Refinery operations frequently use high pressures and temperatures that put stress on equipment. Equipment used in the process must be designed to withstand the stresses of the operating conditions to which it will be subjected.

In addition to a quality control program for materials, a sound quality control program for equipment construction is important and should be in place for construction activities to verify that construction is in conformance with design specifications.

3.4.2.1 Pressure Vessels

Design and construction specifications for vessels subject to pressures of 15 pounds per square inch gauge or more are given in Section VIII, "Unfired Pressure Vessels," of the *ASME Boiler and Pressure Vessel Code*.

Suitable provisions must be made for cleaning and ventilating a vessel when it is internally inspected. It should be isolated from other equipment and from flammable, toxic, or inert materials.

Reactors, columns, exchangers, and boilers are typical pressure vessels found in a refinery which require special design considerations for structural supports, instrumentation, and protective systems.

3.4.2.1.1 Internal Design

Internal design of vessels should avoid pockets where the lack of drainage would allow water to accumulate, particularly during startup. The sudden generation of steam caused by the contact of hot-oil charge stocks with water can result in dangerous overpressure of equipment.

3.4.2.1.2 Protection of Vessels

Vessels with internal refractory or insulation, or vessels which handle materials entirely in the vapor phase, may be subject to rapid overheating and rupturing when exposed to fire if fire protection cooling, insulation, or relief is not provided.

3.4.2.1.3 Flanges

The vessel connections should be flanged as close to the vessel as practical to permit installation of blinds. During the design and installation stages consideration should be given to access to the flanges for blinding.

3.4.2.2 Block Valves

Where large volumes of flammable liquid are contained in process vessels, block valves should be installed on connections below the liquid level. This will permit shutoff of fuel flow if downstream piping or equipment becomes involved in a fire.

3.4.2.3 Isolation Valves

Consideration should be given to access to valves during fire conditions. Adequate equipment isolation valves should be provided within process unit areas to isolate equipment during fire situations and to permit blinding for maintenance and inspection. During blinding operations, blinds suitable for equipment-rated pressure should be installed. Isolation valves and drains should be provided for equipment that may be opened or removed during repair operations. The use of automatic (fire- or heat-actuated) self-closing valves is not recommended unless confirmed as inherently safe by a rigorous process safety review—since in the event of a fire, these valves could close and prevent the orderly shutdown of equipment, or transfer of product from tanks or vessels, during an emergency.

3.4.2.4 Oil and Gas Piping

Specifications for the construction of oil and gas piping at refineries are contained in ANSI B31.3. The piping layout should be designed with battery limit manifolds so any major processing area within the refinery can be blocked off in case of fire. This can help prevent the flow of fuel into the fire area and reduce disruption of operations in other areas. Section 1.3 provides references to other piping guidelines from ANSI.

During the design stages of a refinery project the process information, such as type of fluids, temperatures, pressures, and flow conditions, must be detailed so that compatible gaskets, pipe construction materials, line flange classes, and pipe wall thicknesses can be provided for the piping system. Special piping and valving may be needed to address two-phase flow, high pressure drops, corrosive or erosive fluid properties, or high-velocity flow conditions.

Other special design features of piping which may be of concern and need additional discussion and detail include the following:

- a. Thermoplastic or plastic lined pipe.
- b. Double-walled pipe.
- c. Above-ground versus below-ground service.

- d. Cathodic protection and grounding features.
- e. Jacketed or heated piping.
- f. Corrosion under insulation and supports on piping.
- g. Special velocity effects (corrosion, erosion, vibration, noise, water hammer, and static electricity).
- h. Special coatings and insulation.
- i. Dead-leg potential for water accumulation and freezing or corrosion.
- j. Piping specification breaks.

Consideration should be given to minimization of unshielded flangeless fittings, victaulic couplings, or long bolt flanges. When exposed to fire, long bolts can expand and allow flange connections to loosen.

Failure of small piping connections to mechanical equipment has caused numerous refinery fires. However, adequate bleeders and vents must be provided to permit removal of water from the system during startup; to provide adequate purging of air from the system; and to allow verification that out-of-service equipment has been drained and depressured.

Valves on these small connections should be located as close as possible to the takeoff points and sized to provide resistance to vibration and accidental breakage. Where vibration is a concern, suitable bracing should be provided and all-welded construction should be considered. Where screwed connections are used, backwelding up to the first block valve may be desirable. Small-diameter drain piping associated with valves should incorporate threaded plugs as a safeguard against leaks.

3.4.2.5 Purging Systems

In the design of processing equipment, an inert purging system may be desirable. This system prevents flammable mixtures from being present by excluding air from equipment during unit startups and by purging equipment of hydrocarbons prior to maintenance and repair work. Steam, nitrogen, carbon dioxide, and flue gas are common materials used for purging. Work practice procedures should address the inherent oxygen deficiency hazards of inert gases to provide personnel safety.

Purging facilities should be installed on fired heaters and other fired equipment to ensure removal of flammable vapors from the firebox before lightoff. Proper purging procedures should be developed and followed, since lack of sufficient purging can be a contributing cause of fired heater and boiler explosions. Verification of adequate purge flow provides a safeguard of key importance.

3.4.2.6 Pumps and Compressors

Proper design of pumps and compressors, along with proper installation in conformance to design, can significantly minimize the chance of process area fires. Reference should be made to API Standards 610, 617, and 618.

An operating compressor can be seriously damaged by liquid carryover. To prevent such carryover, suction and inter-

stage knockout drums should be provided. High-level alarms and shutdown devices may also be needed.

The design of compressor systems should provide for the removal of air. Vents should be provided on the distance pieces of reciprocating compressors to avoid blowing gas into the compressor crankcase in the event of packing leakage. Vents should be located so as to eliminate the potential for pockets which would not allow all air to be expelled from the system. The flammability and toxicity of the released gases will determine the safest location for the discharge point of such vents.

Drainage from suction and discharge bottles, suction knockout drums, distance piece drains, and gas engine fuel gas knockout drums should be routed to safe disposal points. Process bypasses on compressor systems require special design considerations, such as high-temperature alarms, shutdowns, and recycle coolers for over-temperature conditions resulting from recycling. Vibration should be monitored for major pumps and compressors. For critical equipment, consideration should also be given to providing automatic and/or remote shut-down ability.

Small screwed connections to pumps and compressors are prone to fatigue and should be eliminated, where possible, or seal-welded if elimination is not possible.

3.4.2.7 Gas-Fueled Engines

Generally, gas-fueled engines are provided with automatic shutdown controls based on low lube oil pressure, high jacket water temperatures, and engine overspeed. In some instances, shutdown controls are provided in cases of vibration or of a high liquid level in the suction knockout drum.

The location of the air intake to gas engines should be configured to minimize the possibility of pulling in hydrocarbon vapors. To prevent the entry of fuel gas, the air piping should be vented near the engine when it is not in use. There have been recorded incidents in which starting air system explosions resulted from accumulation of lubricating oil in the air piping receiver and from the backup of fuel gas from the engine.

3.4.2.8 Fired Equipment

API Standard 560 and NFPA 85C should be used as references in the design of fired heaters and boilers. Fired equipment, such as process heaters and boilers, has the potential for mechanical equipment failure due to their harsh operating conditions. The following should be considered in the design of this equipment:

- a. Fired equipment provides ignition sources and should be located on the periphery of the unit, with additional spacing from process equipment.
- b. Fuel systems should be designed for positive isolation when the equipment is shut down, to prevent fuel accumulation in the firebox and a possible explosion on start-up.

- c. The firebox should be designed with air, nitrogen, or steam purging so that any accumulated hydrocarbon vapors can be purged from the firebox before start-up.
- d. The fuel system should be designed to prevent flameout from temporary loss of fuel through the use of pilots, minimum flow bypasses, or automatic shutdowns.
- e. There should be instrumentation to detect hazardous situations (i.e., loss of process flow, low fuel pressure, loss of combustion air, etc.) and to shut down fuel to the furnace as required. A shut-down system should be separate from the control system.
- f. Surface drainage should be designed to prevent flow of liquid from the furnace toward other process equipment and from other process equipment to the furnace.
- g. Remote isolation should be considered for process streams being heated in fired heaters.

3.4.2.9 Utility Systems

The contamination of utility systems, such as steam, air, water, fuel gas, and inert gas could result in serious safety problems. The most probable sources of contamination are utility connections joined to process equipment. Permanent connections should be avoided whenever possible. Water lines coming from cooling light hydrocarbon service should have vent headers installed for surge protection and for allowing venting of light hydrocarbon contamination prior to entry of the water stream into cooling water towers. Other means of surge protection may also be used.

If the utility is used in processing, a check valve and a block valve (preferably “double-block-and-bleed”) should be installed at the connection. This arrangement can reduce the likelihood of a backflow of hydrocarbon if utility pressure is lost.

If the utility is required only when the equipment is out of service, such as for flushing, purging, or regeneration of catalyst, the utility connections should be blinded or disconnected. Should the utility be provided for intermittent or emergency use, double block valves with open bleeders and a check valve should be installed. All utility connections should be adequately identified. Check valves should be used at multi-service utility “hose station” headers.

Plant air systems have experienced fires from the accumulation of lube oil. Air systems should be designed to permit periodic cleaning to remove accumulated lube oil. The use of fire-resistant lubricants in air compressor crankcases should be considered. In new designs it may be possible to use oil-free compressors. Proper design and maintenance can eliminate excessive discharge temperatures caused by the air compressor and by fouling of the air cooling system. Instrument and plant air systems might become contaminated with hydrocarbon if the compressor air intakes are located too close to potential sources of hydrocarbon releases; the location of air intakes can be addressed in process safety reviews.

If fuel gas is burned in fired heaters, suitable knockout facilities (and line heat tracing where climate dictates) should be provided to prevent the carryover of liquid condensate into burners. Fuel line block valves should be located at a sufficient distance from fired heaters to permit remote shutdown in case of fire.

3.4.2.10 Loading Racks

Historically, a leading cause of loading rack fires has been overfilling. The most important aspect of controlling loading rack fires is to stop product flow to the rack. Because valves at the loading manifold may be inaccessible under certain fire conditions, there should be facilities which can block off the product lines to the rack from a remote location. These facilities may include remote pump shutdown; remotely operated block valves in the product lines; block valves in the lines at a short distance from the rack that can be readily reached by the operator; and alarms or other communications which can notify other personnel to expeditiously block out the rack.

In addition, static electricity may be an ignition source when materials are loaded at temperatures above their flash points or when “switch loading” occurs. Normal precautions include electrical bonding to facilitate relaxation of static charges, procedural control of fill rates and techniques (such as avoiding splash filling, bottom loading, and continuity of fill lines), and review of facilities (such as filtration) to minimize static charge build-up. Refer to API RP 2003 for a discussion of static electricity phenomenon.

3.4.2.11 Storage Tanks

Design and management of storage tank facilities has been addressed by API and other industry bodies in a number of standards. API Std 2610, *Design, Construction, Operation, Maintenance and Inspection of Terminal and Tank Facilities*, discusses design and operation of tank facilities. Along with environmental concerns, a major consideration in the design of storage tank installations is reducing fire risk. Risk reduction methods include: control of spills and protection against overfill (API RP 2350, *Overfill Protection for Petroleum Storage Tanks*); maintenance of tank integrity (API Publ 653, *Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction*); proper arrangement and spacing of tanks (NFPA 30); and providing fire control and extinguishment equipment and systems (API 2021, *Fighting Fires In and Around Flammable and Combustible Liquid Atmospheric Petroleum Storage Tanks*.)

Typical storage areas may contain atmospheric, pressurized, refrigerated, or heated tankage. Additional API and NFPA standards listed in Section 1.3 address these more-specialized storage facilities. Typically, large scale bulk storage is located in adjacent tank farms, with smaller storage facili-

ties distributed throughout various areas within process batteries.

Detailed information on mechanical design, fabrication, and nondestructive examination of storage tanks, and protective systems can be found in API Standards 620 and 650. It is not within the scope of this document to discuss issues which are covered in detail by the referenced standards.

3.4.3 Process Control Systems

The design and methods used to provide control, as well as the accuracy and reliability of the instrumentation, affect the safe operation of the refinery. Reliable measurement of pressure, temperature, flow, and level are important in preventing fires resulting from loss of containment. Instrumentation should be designed to facilitate routine testing. A review should be made of the desired action of each controller, in cases of air or electrical failure, to determine whether the valve should fail open or closed or should remain in its existing position. Guidelines for installation of alarms, recorders, and shutdown systems must consider employee safety and equipment protection. The suitable positioning of such instruments can minimize risk when emergencies arise.

Consideration should be given to the use of an alarm prioritization system, since the number of alarms that may be activated under upset conditions can be high. The need for independent control signals on critical instruments also should be considered.

Plain glass or other types of rotameter and gage glasses that are vulnerable to mechanical or fire damage should be avoided in hydrocarbon or hazardous chemical services.

Guides to the installation and design of process measuring equipment are provided by the Instrument Society of America (ISA)¹¹; NFPA *Furnace and Boiler Codes*; and the ASME *Boiler and Pressure Vessel Code*.

3.5 LOCATION

The location of a refinery ideally will provide an area of usable land ample for safe spacing of all facilities, with an allowance for future expansion. Consideration should be given to the nature of adjacent property and its location relative to the refinery, since mishaps at refineries may expose these properties to a variety of potential hazards. Conversely, since adjacent properties can also expose the refinery to different types of hazards, those potential hazards should be taken into consideration when locating the refinery. For example, the location of neighboring airports and the prescribed landing patterns of aircraft could present collision hazards.

¹¹The Instrument Society of America, 67 Alexander Drive, Research Triangle Park, North Carolina 27709. www.isa.org

3.5.1 Climate and Geography

Natural perils such as windstorms, floods, and earthquakes can create fire hazards. The frequency and severity of these events should be taken into consideration when designing refinery systems. For example, certain areas subject to potential earthquakes require special bracing of equipment. Areas subject to extreme cold and heavy snow may require special designs to prevent equipment failure due to freezing or excessive snow-loading, along with the resultant fire hazards associated with those conditions.

Prevailing wind direction is generally unreliable. However, facilities with the potential for release of flammable or toxic materials may include an awareness of prevailing wind conditions—to reduce the chance of ignition or exposure—while taking note of the seasonal variance of prevailing wind direction.

3.5.2 Availability of Water

Availability of sufficient fire water and process water from municipal or natural resources are important requirements when considering the location of a refinery. Further details on fire water supply are discussed in Section 4.2.

3.5.3 Supplementary Local Fire Protection

The resources available from local public or private fire departments should be investigated. Well-equipped public fire departments can be of valuable assistance. Generally, these departments do not train for fighting large petroleum fires; so sharing of training facilities and experience can be mutually beneficial. Mutual aid organizations, including other refineries or allied plants located in the same area, should be investigated. Members of such mutual aid organizations frequently have specialized equipment designed for industrial use and have proven beneficial at locations where they have been put into effective operation. The availability of these organizations can influence the amount of private fire protection equipment and staffing required. These frequently function as part of a Local Emergency Planning Committee (LEPC), an organization mandated by SARA Title III; or Community Awareness and Emergency Response (CAER) organization, an initiative of the Chemical Manufacturers Association.

3.6 LAYOUT

The layout of equipment will vary widely, depending on topography, types of units, and equipment to be installed, and, to some extent, the company operating methods. However, in developing the overall layout of a refinery from a fire protection standpoint, it is important to consider the location, spacing, and arrangement of all the various facilities to be installed.

New facilities should be arranged so that, in the event of a fire or explosion, the potential for personnel exposures is kept to a minimum. In addition, the layout should provide accessibility for firefighting and a degree of area isolation to prevent fire spread within a unit. Consideration should be given to potential impact on neighboring property.

The typical rectangular or block layout provides many advantages. It can provide off-site locations for process piping, service lines, and fire main systems. In addition, future expansions can be completed with a minimum of disruption to existing operations. Roadways that separate the blocks provide excellent fire breaks and facilitate the movement and operation of fire-fighting equipment.

3.6.1 Drainage

When a new refinery layout is planned, preventing the spread of fire must be considered. Suitable drainage must be provided to prevent the spread of major spills from one area to another and to adequately control surface drainage and refinery waste water. The natural slope of the land can often be used effectively in the development of an adequate drainage system. Ideally, storage facilities should be down grade from process areas. Windstorm and flood data must be used, along with potential fire water usage, in determining proper drainage system requirements.

3.6.2 Spacing Of Process Units

The spacing and arrangement of equipment depends upon the type of process unit, the kinds of materials handled, the design philosophy, and the method of operation in a given refinery. In planning the layout, consideration must be given to safety, environmental impact, constructability, economy, operability, and efficiency of process and maintenance operations.

Decisions on spacing between process units should take into account several factors. These can include:

- a. Exposure to fire radiation.
- b. Exposure to possible explosion overpressure.
- c. Access for fire-fighting equipment.
- d. Maintenance requirements of one unit while operating another (including activities such as unrestricted hot work).
- e. Business interruption potential and the relative value of units involved.
- f. Prevailing wind direction.
- g. Access for construction and maintenance.
- h. Effect on (or from) neighboring installations (community, public roads, heaters, tankage, etc.).
- i. Future expansions.

Decisions on distances between flammable and combustible liquids storage and process areas require consideration of many of the same factors as the decisions about distances between process units. Tank dikes provide primary protec-

tion. Where possible, consideration should be given to locating process areas on ground higher than tankage, so that in the event of an incident, the topography would prevent major tankage spills, frothovers, or boilovers from gravitating into the process area. See 2.6 for special situation definitions, Section 3.6.7 for further discussion of spacing of equipment outside of process units, and NFPA 30 for minimum separation distances.

Decisions on the separation distances between the areas handling LPG (storage and process areas) and other areas require careful consideration. A release and explosion at one of these storage areas can produce an overpressure causing damage several hundred feet away. See API Std 2510 and NFPA 58 for further spacing information.

3.6.3 Process Plant Buildings

Wherever possible, buildings not directly involved with hydrocarbon processing should be separated from process areas, storage areas, loading facilities and other hydrocarbon handling equipment. For several reasons, including the needs for unit surveillance, maintenance, and process control during emergencies, some process plant buildings are located in or near hydrocarbon processing or handling areas. For information on managing risks associated with these process plant buildings, see API RP 752, *Management of Hazards Associated with Location of Process Plant Buildings*.

3.6.4 Roads

The design of adequate roads for transportation and communication is important in fire protection. Access to all refinery areas should be assured by roads wide enough for emergency vehicle access, positioning, and egress.

Because it may be necessary to block certain roads in emergencies, two or more approaches to each refinery area are desirable. Turning radii should allow adequate space for mobile equipment to clear pipe supports and equipment. Pipe racks and other crossings should be designed to provide adequate overhead clearance for emergency and other vehicles.

Roads through tank fields should be well drained and provided with sufficient turnouts. Slightly elevated roads may be necessary in areas subject to flooding. Pre-fire planning for storage tank areas should consider access for placing fire trucks and high capacity foam monitors.

The location of public or private main roads relative to process equipment should be considered because motor vehicles can be ignition sources.

3.6.5 Egress

For personnel safety reasons, adequate means of exit should be provided from all buildings, process areas, and elevated structures. A review of the need for a second means

of egress from elevated structures should take into consideration the following:

- a. Frequency and number of personnel on the elevated structures.
- b. Type, volume, and pressure of the hydrocarbon sources that could restrict egress in the event of a fire.
- c. Availability of fire suppression equipment to immediately quench a fire and safeguard the exit routes.
- d. Height of the structures and the ability of personnel to move laterally away from the fire hazard.

3.6.6 Location of Equipment Within Process Units

Equipment on a refinery process unit can be arranged in many ways, each having its own advantages and disadvantages. Safety, economy, operability, and ease of maintenance must be considered in locating each item within the unit. The relative importance of these considerations varies with each item, process unit, and refinery, and must be evaluated for each case with equipment located accordingly. Adequate spacing between equipment should minimize the spread of fire. Consideration should be given to access for fire suppression.

3.6.6.1 Process Areas

Areas containing hydrocarbon processing equipment should preferably be located outdoors, allowing open ventilation to dissipate leaked or spilled vapors. Experience has shown that fires and explosions have been prevented or minimized when only a roof and partial wall were used to protect equipment from wind, rain, and snow. Processing equipment should be located as far from ignition sources as possible.

When process equipment is located indoors, suitable ventilation should be provided to prevent the accumulation of vapors in the event of a leak. NFPA 30 provides additional guidance on ventilation design.

3.6.6.2 Pumps and Compressors

Rotating equipment, such as pumps and compressors, is more susceptible to accidental releases than most other equipment. Therefore, from a fire protection standpoint, it is preferable to locate this type of equipment away from ignition sources. Pumps handling hydrocarbons should be carefully located, avoiding areas below pipe alleys, major vessels, air coolers, and other critical equipment. Where this cannot be avoided, consideration of fixed fire protection systems is appropriate (see API RP 2030). Additional spacing should be given to mechanical equipment handling flammable liquids near or above their autoignition temperature, and fixed protection should be considered.

3.6.6.3 Instrumentation

When possible, instrument control cables for critical instrumentation should be routed underground or aboveground through low-risk areas. This will reduce the chance of a minor fire causing an emergency shutdown, and will allow for an orderly shutdown in the event of a major fire. Fireproofing protection should be considered when passing critical cable trays or conduit through areas with a higher potential for fire.

3.6.6.4 Vulnerability to Fire Damage

The vulnerability of certain types of equipment to fire damage is an important layout consideration. For example, air fin coolers represent a greater degree of vulnerability than do tubular exchangers.

3.6.7 Spacing of Equipment Outside of Process Units

3.6.7.1 Atmospheric Tank Storage

Generally, atmospheric tankage is intended only for storage of stocks which, at storage temperature, have a true vapor pressure less than atmospheric pressure. The location and arrangement of tanks will generally be governed by topography, character of nearby structures, types of stock to be stored, shipping facilities, process flow, routing to tankage, and refinery operating conditions.

From a fire protection standpoint, decisions on the layout and spacing of tanks within a tank farm should take into account several factors. These include:

- a. Characteristics of the stored product.
- b. Size of the tanks.
- c. Maximum potential fire radiation.
- d. Boilover potential for crude oil and other viscous oil storage.
- e. Fixed fire protection provided.
- f. Access for fire-fighting equipment.
- g. Business interruption consequences.
- h. Prevailing wind direction.
- i. Distances from adjoining properties where buildings may later be constructed.
- j. Future expansions.

Spacing between major tankage and process units should be maximized. For additional information and minimum spacing requirements see NFPA 30.

Hydrocarbon pumps and main control valves should be located outside of the diked area.

3.6.7.2 Pressurized Tank Storage

Major releases or fires impacting aboveground storage of LPG materials in large vessels pressurized above 15 pounds per square inch gauge has the potential for significant

impact, including BLEVEs, if tankage has fire impingement. Decisions on separation distances between LPG storage and areas such as process units and buildings require careful consideration of the explosion potential of these storage vessels; explosions can cause damage several hundred feet from the storage area. Therefore, it is advisable that these installations be located as far as practical from major process areas. Refer to API Std 2510 for minimum spacing requirements; API 752 for issues dealing with structures; and NFPA 58 for general LPG considerations.

Pumps, piping manifolds, and extraneous aboveground piping should be located outside the dike or spill wall area surrounding the pressure vessels.

3.6.7.3 Pipelines

Areas of potential fire exposure should be avoided when routing main refinery pipelines. Hydrocarbon piping from an offsite facility (such as storage) or from a unit that will remain in operation should not be routed through a unit that can be independently shut down for overall maintenance.

Piping on sleepers should not be exposed at drainage ditches or trenches where oil may exist. Where pipelines cross drainage ditches, flanged or threaded joints should be avoided.

3.6.7.4 Loading Racks

As with other process operations, loading racks should be separated from other refinery equipment so that fires associated with either the rack or the adjacent unit will not spread to the other from their point of origin.

3.6.7.5 Marine Terminal Facilities

Marine terminals are vitally important to the continued operation of some refineries. The location of marine terminal facilities is dependent on the condition of the waterway. However, since these terminals are potentially subject to large petroleum spills, consideration should be given to providing clear space between docks for fire-fighting access. Refer to the OCIMF *International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals* for further information on layout and design of marine terminals.

3.6.7.6 Cooling Towers

Cooling towers can be vital to the operation of several process units. Since they are potentially susceptible to fire, some of the same considerations that are used in determining spacing between process areas should be used in determining the location of cooling towers.

When determining the location of cooling towers, wind drift should be considered. This is because water vapor from cooling towers can cause equipment corrosion and poor visi-

bility. It also has the potential for freezing on roads and other areas in cold climate locations. Preferably, cooling towers will be located downwind of process areas, control rooms, and instrument air dryers.

3.7 FIREPROOFING

While location and spacing are of substantial importance in minimizing the degree of equipment involvement in a fire, additional protective measures still may be necessary. One of the key protective measures is the capacity of equipment and its support structure to maintain their integrity during a fire. The purpose of fireproofing is to permit the emergency shutdown of a unit, restrict the addition of fuel to a fire, and protect personnel and equipment from the effects of equipment or support failure during a fire. See API Publication 2218 for details on the design and application of fireproofing in hydrocarbon processing and storage areas.

3.8 PRESSURE RELIEF AND FLARE SYSTEMS

For the design of pressure-relieving systems, refer to API Recommended Practices 520, 521, and Std 2000. For requirements on safety valve installation, set pressures, and valve arrangement, refer to Section VIII, "Unfired Pressure Vessels," of the ASME *Boiler and Pressure Vessel Code*. Subsequent discussions of design will be limited to problems associated with fire and explosion risks involving pressure-relief or flare facilities.

3.8.1 Relief Valves

Safety-relief valves are provided to prevent overpressure of refinery equipment in emergencies created by operational errors, equipment failures, and fire; and to ensure the safe disposal of released materials. Normally, relief valves that release liquid hydrocarbons should discharge into a closed disposal system. Where only hydrocarbon vapor is vented, relief valves may discharge directly to the atmosphere if certain conditions are met. These include the following:

- a. Low toxicity.
- b. Temperature below autoignition.
- c. Dispersion of released material based on discharge velocity, molecular weight, condensing temperature, and other physical properties of the material.
- d. Proper distances between points of release and personnel areas.
- e. Relevant environmental regulations for emergency releases.

Safety relief valves should be tested at scheduled intervals to determine whether or not they will function at the designated pressure. The test interval will vary from several months to several years, depending upon the cleanliness of the service, the severity of operating conditions, the results of

previous inspections, and the existence of legal requirements. The frequency of the test should be established for each valve on the basis of operating experience, engineering judgment, and industry practice (see API RP 576).

Where relief valve discharges are routed to a closed system, headers should be sized to handle the maximum flow resulting from any single contingency without developing excessive back pressures on the relief valves connected to the system. Where safety relief valves are connected into closed emergency relief systems, the grouping of equipment within one fire risk area may influence the size of the relief facility piping required. By providing reasonable separations between groups of equipment, the quantity of materials released into the flare systems under fire conditions can be reduced. Fire-related electric power failure should be included in flare system contingency analysis.

Conditions under which the system can become plugged, blocked, or frozen should be avoided; and piping should be designed without “pockets” and sloped toward liquid knock-out drums to avoid the accumulation of liquid that may cause surging, plugging, or freezing.

If a closed emergency relief system serves more than one unit, it may be necessary to isolate sections of the system when individual units are shut down. Therefore, the location of adequate facilities for blinding or isolating the unit should be examined.

When safety-relief valves discharge to the atmosphere, vent stacks should terminate above adjacent equipment. Otherwise, localized overheating of nearby process vessels might result from radiation or convective heating if a valve should open, and vapors ignite, during a fire or other abnormal condition.

Drainage on the discharge risers of atmospheric safety valves should be designed to reduce the likelihood of problems. If drains become clogged, condensed hydrocarbons from leaking safety valves can accumulate and subsequently be blown over the unit if the valves release. If the material reaches an ignition source, a fire could result. If water accumulates in the vent stack, freezing may occur, either as a result of low ambient temperatures or from the refrigeration process caused by rapid evaporation of leaking low-boiling-point hydrocarbons.

Drains should be installed at the bottom of the riser. Care should be taken with regard to drain orientation so that, under fire conditions, any burning vapor discharged from the valve opening will not impinge on equipment. Installation of elbows in the drain to direct any released vapor away from nearby vessels or piping can reduce this possibility.

Vent stacks that discharge at elevated locations are sometimes equipped with snuffing steam to extinguish fires caused by lightning-ignition of relief valve leakage. See API RP 520, Part II, for additional information.

3.8.2 Flare Systems

Flare systems provided for the safe disposal of gaseous refinery wastes are the subject of API RP 521. Depending on local environmental constraints, these systems can be used for the following:

- a. Venting during startup or shutdown.
- b. Venting of excess refinery gas.
- c. Handling emergency releases from safety valves, blowdown, and depressuring systems.

Designs vary considerably, depending upon the type of connected equipment and the complexity of the overall system. Though specific design details are not discussed in this publication, some potential problem areas are reviewed.

Because flare systems are open to the atmosphere and a continuous ignition source exists at the end of the line, internal system explosions are possible if appropriate safeguards are not in place. The most positive approach to eliminating this hazard is to adequately purge the system to remove trapped air before the pilots are ignited. Provisions should be made for the safe lightoff of these pilots, either by electrical ignitors or by ignition pipes, where flammable mixtures can propagate the flame to the pilots.

Vent connections or bleeders that could allow air to be released into the flare system should be avoided. However, the total elimination of air from flare systems may not always be practical. To minimize the risk, it is common practice to either continually inject a fuel-gas purge or to install liquid seals as flashback devices to limit flame propagation through the system. For this purpose, liquid seals are preferable—and the use of flame arrestors is discouraged—because the small passages in flame arrestors are subject to fouling that may cause excessive pressure drops during periods of high flow. The design of purging systems should consider the possibility of air ingress into the flare system from the flare stack when using lighter-than-air purge gases. Dry molecular seals can be used to minimize purge gas rates.

Another area of concern is the possibility of liquid carry-over from the flare stacks that may spray burning liquid over a widespread area and start fires at grade level. The size of knock-out drums must be based upon the equipment that discharges to the drum, the rates of liquid entry, the duration of a release, and whether or not blowdown or liquid pump-out streams are routed to the flare stacks.

Consideration should be given to the provision of a high-level alarm and liquid pumpout on the flare knock-out drum. Maximum allowable liquid levels must be established to ensure adequate vapor space to avoid entrainment of liquid when safety valves operate. System safety reviews should consider the effect on downstream storage of potentially high-temperature effluent from the knock-out drum.

The location and height of flare stacks should be based upon the heat-release potential of a flare, the possibility of personnel exposure during flaring, and the exposure of surrounding plant equipment. Where personnel are expected to work in the vicinity of a flare without restriction on the length of exposure, 500 BTU/hr-ft² (1.58 kW/m²) radiant heat exposure level has been established by some companies as an acceptable limit. However, radiant heat levels up to 2500 BTU/hr-ft² (7.9 kW/m²) may be tolerated for 5 to 15 seconds if the only concern is short-time exposure of personnel to permit escape from the area under emergency release conditions.

The location of flares in the vicinity of tall refinery equipment should be examined. Flames or hot combustion products can be carried by the wind, which could cause problems and create hazards to personnel working on these elevated structures at the time of a flare release.

Another important consideration in the design of flare systems is the adequacy of drum seals that might have open sewer connections. Liquid levels are frequently maintained in drums by a loop-style seal. The highest pressure that may exist in these drums under maximum flare release conditions should be determined. The seal leg should be of adequate depth to prevent displacement of seals under the highest pressure in order to avoid release of hydrocarbons at grade level or to the sewer.

3.9 DRAINAGE, CONTAINMENT, AND WASTE DISPOSAL

The design of drainage and the determination of the means and capacity required to control refinery wastes are of prime importance in minimizing the size of liquid hydrocarbon fires. Maximum fire water runoff, rain runoff, and spill size requirements should be considered in designing drainage and containment systems.

3.9.1 Spill and Waste Disposal for Process Areas

From a fire protection standpoint, the purpose of drainage and containment systems in process areas is to minimize the area subject to hydrocarbon spills and to direct those spills away from critical equipment. Process areas are generally paved with a hard surfacing material. The pavement should slope toward catch basins located in open areas so that spills will flow away from the equipment rather than under it. All spill and waste disposal systems must consider social and regulatory environmental constraints during their design.

Fire stops or water seals should be provided throughout industrial sewer or drainage ditch systems to prevent the vapors from material released into the sewer system from spreading to other areas. Sealed sections of sewer systems should be vented at suitable points to prevent pressure buildup and the blowing of seals if light materials should enter the system. The sealing and venting of such systems is

of particular importance where drains from a building are connected to an industrial sewer system.

Below-grade trenches, compressor or pump pits, and building basements within process areas should be avoided where practical. These areas present corrosion and housekeeping problems and provide a place for trapping flammable vapors.

Open refinery separators are generally located away from process and storage equipment. However, this may not always be feasible, so care should be taken to minimize locating ignition sources near these open separators because, under some conditions, flammable vapors could be released from their surfaces.

Discharges to the sewer from process equipment handling volatile hydrocarbons can be a mechanism for vapor release. If a level controller were to fail in an open position it could be a source of vapor in the immediate process area, as well as throughout the sewer system.

As noted above, vapor accumulation can pressurize sewers, resulting in blown seals and vapor release at other points. Where such potential exists, suitable instrumentation or a disengaging drum should be provided.

3.9.2 Diking and Waste Disposal for Storage Areas

For low-flash-point refined oil and crude oil storage tanks, dikes are usually provided to prevent oil spills from involving other facilities. The usable volumetric capacity of the diked area should not be less than the greatest amount of liquid that can be released from the largest tank within the diked area, assuming a full tank. See NFPA 30 for requirements of dike design and arrangement.

Dikes are used primarily to contain tank overflows, bottom leaks, and line failures, as well as to limit the uncontrolled off-site flow of water applied during a fire. Accumulations of liquid will either be limited in quantity or be removable before the retention capacity is reached. Experience has shown that, under normal conditions, it is unlikely that the full dike capacity would be needed.

Should a total tank failure occur, the oil wave may not be contained, and oil could surge over the dikes. This could also be true where boilover or slopover conditions prevail.

To permit ready movement of fire-fighting equipment across the dike, most companies restrict dike heights to about 6 feet (1.8 m), although higher dikes are permissible.

In the event of a fire, it is advisable to develop a means of controlling drainage from the dike area. Pipe connections through the dikes, valved on the exterior of the dike and discharging into drainage ditches, should be an adequate means of control.

Multiple tanks within one diked enclosure are acceptable. However, intermediate dikes (curbs) may be necessary to separate tanks or groups of tanks. NFPA 30 provides additional details and presents impounding alternatives to diking.

3.10 POWER AND UTILITIES

Refinery service and utility lines, such as water, steam, instrument, air, electric light, and power, should be designed for maximum reliability. A reliable communications system also is necessary. An alternate communications system for use during an emergency may be desirable. The possibility for service interruption of modern computerized digital telephone systems, which rely on electric line power, should be considered during utility reliability studies.

3.10.1 Electric Power

API Recommended Practice 500, NFPA 30, NFPA 497A, and NFPA 497B should be used as guides in determining the proper electrical area classification. Local electrical codes or the *National Electric Code* should be used for design and installation within the specific classified areas. Small units can use NFPA 497A where only small amounts of hydrocarbons are present.

Power lines may be installed overhead or underground, depending on applicable regulations and local conditions at the site. In a relatively unobstructed area such as a tank farm, a pole or tower system may be the most practical. An underground system using conduit or trench-laid armored cable may be preferable in congested areas.

Pole line and underground systems should be located, where possible, along roads or pipelines to avoid the need for relocation in the event of future expansion.

The use of outdoor substations in nonhazardous areas reduces the possibility of flammable vapor concentrations that might occur in substation buildings from ground seepage and poorly sealed drains.

In the event of fire, circuits may be subject to interference from exposure to high temperature or water drainage. This should be considered when locating overhead lines or when establishing a safe location for a substation in process areas.

Electric power may be purchased from a utility company or generated in the refinery. The choice depends upon the availability and cost of reliable power purchased from a utility company. If power is purchased, it is preferable to have at least two main feeders to bring power into the refinery via two different routes from the utility company's generating plant. Each feeder would normally carry half the plant load, but each would have the capability to carry the full load. Automatic switchover, with motor controls arranged so that a momentary power loss would not result in motor shutdowns, could then be provided in the event of the loss of one feeder. If power is generated in the refinery, the generators may be steam, gas turbine, or diesel-driven. Where the possibility of electric power outages exists, small engine-driven emergency generators may be provided for critical electrical circuits. Emergency equipment may either be manually operated or arranged for automatic switchover upon failure

of the main supply. Dependable AC power for critical electrical control circuits may be provided by battery sets equipped with chargers and static inverters.

3.10.2 Steam

If steam is used to generate electrical power, steam-generating facilities should be located where they will have minimal exposure to external fire. The facilities should be designed to allow automatic shutdown of noncritical steam users following the loss of electric power, thereby reducing the steam load during power failure.

Steam boilers may be weather-protected and installed outdoors. When the boilers are housed, the building should be constructed of fire-resistant or noncombustible material. Area drainage should be designed to prevent an inflow of flammable hydrocarbons.

The boiler fuel system should be designed to reduce the possibility of explosion in the event of burner flame failure. The modern, high-heat-release, fast-steaming boilers that use a forced draft do not allow sufficient time for the operator to determine the corrective action required in an emergency. Therefore, fully automatic boiler supervisory controls with continuous burner flame scanning should be considered.

It is preferable that main steam lines be installed in areas of low fire exposure, such as along roadways. A looped system designed with division valves to permit shutoff of sections and to permit steam to be supplied from two directions is desirable. Steam lines are usually installed overhead to simplify condensate drainage and insulation requirements and to provide for pipeline expansion. It is advisable to fireproof the overhead supports, or to provide water cooling where they are located, in areas subject to severe fire exposure.

3.10.3 Water

Water pumps for process, fire, and service requirements should be located as close as possible to the water supply source. This will permit the use of short suction mains for effective and reliable pump operation. Steam, motor, or internal combustion engine pump drives may be used, depending upon the reliability of the power source. Multiple pumps, each using a different type of drive, often provide optimum reliability. Total capacity should be sized based on normal needs and emergency scenario analyses.

There are two important considerations: continuous supplies of boiler feed water for steam; and cooling water to prevent excessive vaporization in process equipment. In an emergency, depending upon the plant design, these needs may be equally as important as water for fire suppression.

Spare engine-driven water pumps are desirable where the possibility of electric power outages exists and generation of refinery steam to operate water pumps can be subject to interruption.

Loss of makeup water to a cooling tower could eventually result in a sudden loss of cooling water to the process units being served. Since it is possible that a makeup water level control valve could stick in the closed position, some refineries install low-level alarms on the cooling tower basin.

Hydrocarbon vapor release is another consideration with process water cooling towers. This may be caused by hydrocarbon leakage from coolers and condensers into the cooling water return system. Provision for vapor disengaging and venting from the return system may be considered. Detection of hydrocarbon leakage, location of cooling towers, and adequacy of vapor dispersion should all be considered in the design of process water cooling towers.

Measures should be taken to prevent freezing of water mains that provide the necessary fire, process, and service requirements. Interconnecting or looping of lines in vital services is desirable, but process and fire water systems should be separate whenever possible. If the systems are connected, precautions should be taken to prevent the loss of fire water. Contamination of this fire water by process water that may contain hydrocarbons, or additives that might cause foam breakdown, should also be prevented. Refinery fire water systems are discussed in Section 4.2.

4 Fire Control and Extinguishing Equipment

4.1 GENERAL

This section will discuss the general approach for fire control and extinguishment that has been successfully adopted for use by both large and small facilities throughout the petroleum industry. The goal of effective fire control is to extinguish a fire in the shortest possible time, with no loss of life, and minimum loss of property. The exception to aggressively seeking rapid extinguishment is where the fuel for the fire is a pressurized gas or liquid release which should be allowed to burn until the source of fuel can be shut off.

The primary objective of firefighting is to extinguish a small fire before it expands to become a large fire; or to control a large fire and protect adjacent exposures until emergency response staffing is sufficient to safely mount an aggressive suppression effort.

Most facilities have three basic types of fire-fighting equipment ready for immediate use:

- a. **Fixed System:** A fire protection system that is permanently installed and connected to a supply of extinguishing agent(s). These systems may be automatically or manually activated. An example of a fixed system would be a water spray system that is supplied directly by the plant fire water system.
- b. **Semi-Fixed System:** A fire protection system that is permanently installed but not connected to a supply of

extinguishing agent. These systems generally require personnel to manually connect an extinguishing agent supply to the system prior to use. An example is a tank foam system that terminates at a connection located at the dike wall.

- c. **Portable Equipment:** Fire suppression equipment that must be moved to the site of the fire, manually assembled, or positioned before being put into service. It is generally stored until needed at a location accessible to its intended users. Examples include fire trucks, fire hose, foam monitors, fire extinguishers, and most fire department equipment.

Fire protection equipment should be kept in fully functional condition and tested periodically in accordance with accepted procedures. In some instances, equipment may be regularly inspected by an outside agency. Proper records should be kept of each inspection (see NFPA 25).

4.2 WATER FOR FIRE SUPPRESSION

Water is used universally as a fire-fighting agent. It serves as a cooling, quenching, smothering, emulsifying, diluting, and displacing agent. The high latent heat of vaporization of water (its high absorption of heat when converted to steam) makes it particularly valuable in fighting oil, gas, and Class A fires. It is usually available, easily handled, and when applied as a fog (finely divided spray), is effective and safe to use on most petroleum fires—where it inhibits combustion by both cooling and smothering (excluding oxygen).

Water is the primary agent for cooling equipment, structures, and tank shells that are exposed to a fire. This prevents or reduces both heat damage to equipment and overpressure that results from overheating vessel contents.

When used as a coarse high-velocity spray stream, water can sweep pools of burning fluid out from under elevated equipment. Extinguishment will result if the fuel surface can be cooled below the temperature at which it will give off sufficient vapor to support combustion (fire point). The proper way of applying water for extinguishment is in the form of a spray. If a water spray is properly applied to the surface of a burning liquid hydrocarbon with a flash point above 200°F (93°C), it can produce a layer of froth on the liquid surface, which will act similar to foam and smother the fire. Fighting a hot asphalt tank fire is an example. However, care must be used to prevent slopover.

Spills of flammable liquid that are soluble in water may, in some instances, be extinguished by dilution. This same approach may be impossible on fires within tanks because overfilling may occur before sufficient dilution is achieved. The quantity of water required to extinguish a fire by dilution varies with the solubility of the products and is generally quite large. For example, a solution of 75 percent water and 25 percent ethyl alcohol will support combustion when hot. As a result, for soluble materials it is generally impractical to extinguish fires involving deep liquid spills, and those within

tanks, by dilution with water because fire spread and tank overflowing may occur before sufficient dilution is achieved.

Water is used as a displacement medium in leaking hydrocarbon lines. It may also be used to float liquid hydrocarbons above a leak in a tank to replace product leakage with water leakage. To be effective in pressurized pipes and tanks, the water pressure must be greater than product pressure. Care should be taken to avoid flow of a higher pressure product into a lower pressure water system and to avoid overpressure of the vessel and piping. Water cannot be used to displace refrigerated liquefied petroleum gas or liquefied natural gas from a leaking pipeline if the product temperature is colder than 32°F (0°C), or for liquids that have a temperature above 200°F (93°C).

By cooling exposures and controlling fire intensity, water can be used effectively to control pressurized gas or liquid fires and spill fires involving low-flash-point fuels. Water cannot be used effectively to extinguish such fires and extinguishment may be undesirable because of potential vapor cloud hazards. However, experienced fire-fighting personnel can use water spray as very effective personal protection from radiant heat and flame contact to gain access to equipment so that valves can be closed, shutting off the fuel source for fire suppression. And, in some conditions, firefighters can disperse moderate quantities of escaping gas or vapor using water spray.

Water is the principal ingredient in fire-fighting foam; mixed with foam concentrate, this is the most effective agent for extinguishing large flammable liquid spill fires or tank fires.

4.2.1 Water Supply

The required water supply for firefighting may be obtained from a combination of dedicated higher-pressure fire water mains, lower-pressure processing or cooling water mains, and other available and reliable sources. Each important fire risk area should be looped with fire mains sized to supply the critical areas with water at the fire flow rate and pressure.

The fire water system should be designed such that the fire main sizing meets fire flow requirements throughout the refinery. The demand should be based on hydraulic calculations for current and future demands, with a minimum fire main size calculated to deliver a minimum of 75 to 125 psig (520 to 940 kPa) hydrant pressure at full-rated demand.

Gate valves should be installed to sectionalize the water main grid so that only part of the system will be out of service during failures or repairs. Gate valves and buried system post indicator valves should be used and marked for easy identification.

Fire water should be supplied by a system that is independent of all other uses and be from a reliable source. If the normal source is not reliable, an emergency supply should

be provided from a storage tank or reservoir. If a storage tank or reservoir is used for emergency water, it should normally be kept full. The storage tank capacity should be adequate to meet the high-pressure water requirements for a period of at least four to six hours. It is desirable to have an adequate supply of makeup water available in addition to storage requirements.

Water sources should be of high quality and free of water treatment chemicals that will be detrimental to fire-fighting foam generation. Pump inlets must be adequately protected from debris entering the system. The use of all possible water sources for firefighting may provide large economies in construction and operating costs. Sources for consideration are: low-pressure process mains, the public water supply, and natural water sources. Also, other available sources of water, such as storm water drainage sewers and environmental ponds, should be considered. Under emergency conditions the use of cooling water tower basins can be considered. Regardless of the source, the water supply should equal the minimum requirement under adverse conditions.

Fire lines, valves, hydrants, monitors, pumps, storage tanks, and portable water-type extinguishers should be protected from freezing. Lines should be designed and installed to avoid overstressing caused by earthquakes, settlement, severe shock from mechanical impact, and damage by fire exposure. Diagrams of lines and valves should be posted at key points throughout the plant, and any change or alteration to the system should be recorded concurrent with the change.

Connections to fire-fighting systems that permit the diversion of water for other purposes should be avoided. Where such connections are in place, procedures should be established to ensure that adequate volumes of fire water should be available when needed.

For more information, refer to NFPA 24, *Installation of Private Fire Service Mains and Their Appurtenances*.

4.2.1.1 Flow Rate Ranges for Manual Firefighting

The minimum fire protection water supply should be capable of providing the flow rates, pressures, and duration determined from a pre-incident scenario analysis. The following discussion provides broad general guidance.

The flow rate of water required for fire protection should be calculated separately for each considered fire area within the refinery. The fire protection water supply is normally sized to be capable of providing the largest calculated flow rate required for any single fire area within the facility. Specific flow rates depend on plant design, configuration, and process hazards. The actual design can be determined by 1) providing 0.1 to 0.5 gpm/ft² (4.1 to 20.4 lpm/m²) of water to the fire area based on congestion and unit structures while considering the appropriate fire response based on pre-inci-

Table 1—Example Water Flow Rates for Manual Fire Fighting^a

Scenario Area of Interest	Firewater Flow Ranges, Per Minute in Thousands of Gallons (Thousands of Liters)	Example Flow Rate Ranges Based on Protected Area GPM/Ft ² or LPM/M ²
Radiation heat protection		0.1 gpm/ft ² (4.1 lpm/m ²)
Process areas handling flammable liquids or high pressure flammable gases	4,000 to 10,000 gpm (15,000 to 38,000 lpm)	Cooling: 0.2 to 0.3 gpm/ft ² (8.2 to 12.3 lpm/m ²) Suppression: 0.3 to 0.5 gpm/ft ² (12.3 to 20.4 lpm/m ²)
Process areas handling gases or combustible liquids	3,000 to 5,000 gpm (11,000 to 19,000 lpm)	0.20 to 0.30 gpm/ft ² (8.2 to 12.3 lpm/m ²)
Tank storage of flammable and combustible liquids in atmospheric tanks		See API 2021 & NFPA 11
LPG storage tanks and vessels		See API 2510, API 2510A and NFPA 58
Warehouses		See applicable NFPA Fire Codes
Buildings, offices, laboratories, and similar structures		See applicable NFPA Fire Codes

Note: ^aThe total (gpm or lpm) flow required will depend on size, congestion and the needs of the exposed facilities being protected. The specific flow rate (gpm/ft² or lpm/m²) chosen will depend on the definition of the fire area and the fuel loading in the area.

Table 2—Suggested Residual Pressures

System or Equipment Item	Desired Residual Pressure	Measured At:
Calculated sprinkler, water spray or foam system	As determined in the system calculations, generally between 75 and 125 psi (520 to 940 kPa)	As specified in the calculations, usually at the base of the system riser or the connection to the main.
Fixed monitor	100 psi (690 kPa)	At the monitor base.
Hydrant directly feeding hose streams	100 psi (690 kPa)	At the hydrant.
Hydrant feeding a fire truck if no fixed equipment is operating	20 psi (138 kPa)	At the hydrant

dent plans and experience, or 2) historical experience with similar facilities.

Where the fire protection water system is intended to supply only monitors and hose streams in support of manual fire fighting and suppression, sample flow rate ranges may be estimated using values suggested in Table 1.

4.2.1.2 Determining Water Flow Rates for Process Areas

Where the considered fire area is totally or partially protected by fixed water spray, sprinkler, or foam systems, the flow rate should be the sum of the flow rates required for proper operation of the fixed systems, plus an allowance for simultaneous operation of monitors and hose streams. Where there are multiple fixed systems within the fire area, the calculated flow rate should consider whether adjacent systems may need to operate concurrently.

4.2.1.3 Suggested Residual Pressure

The residual pressure required for fire protection should be determined separately for each considered fire area within the

refinery. The required pressure should be the highest pressure required by any system or piece of equipment at the delivery point where it would be operated during the fire scenario. Suggested residual pressures for common fire protection systems and equipment items are shown in Table 2.

The fire protection water supply and the distribution piping should be sized such that the required pressure is met at each considered fire area when flowing the required flow rate for that fire area.

4.2.1.4 Fire Water Flow Duration

The total water supply within the refinery should be capable of supplying the maximum flow for a period of not less than four to six hours, consistent with projected fire scenario needs. Where the water system is supplied from a tank or reservoirs, the quantity of water required for fire protection should be reserved exclusively for fire protection. However, where the tank or reservoir is automatically filled by a line from a reliable, separate supply, such as from a public water system or wells, the total quantity in storage may be reduced by the incoming fill rate.

4.2.2 Pumping Equipment

It is desirable to provide firewater pumps with different power sources for drivers to decrease the vulnerability of the system. Most locations divide drivers between electric motors and diesel engines. Steam turbine drivers are also used. Gasoline engine drivers are not normally used for fixed installations because of relatively high maintenance and lower reliability. Centrifugal pumps, including horizontal split case and vertical turbine pumps, preferably with a relatively flat characteristic curve, are generally used for supplying fire water systems. Centrifugal pumps with these characteristics provide a steady, non-pulsating flow of water at uniform pressure and can also idle against closed valves for a period of time without damage to the pump or connected equipment. In some instances, relief valves or governors are provided to prevent over-pressuring the fire water system. Ideally pumps are located in areas not likely to be impacted by a fire or explosion. Larger installations with multiple pumps may place pumps in separate areas of the facility to reduce their vulnerability.

New fire pump installations should meet the requirements of NFPA 20.

Fire system pumps are usually divided into three categories:

- a. Jockey pumps that maintain sufficient pressure and have the capacity to supply first-aid hose streams that might be required during emergencies or during the early stages of a fire.
- b. Main fire pumps that are operated, either manually or automatically, to provide the basic capacity.
- c. Pumps in standby service to provide water in the event of failure or demand exceeding the capacity of other pumps.

4.2.3 Fire Hydrants and Reels

The type of fire hydrant used will depend upon climatic conditions. Standard self-draining fire hydrants meeting the American Water Works Association (AWWA)¹² standards are generally used in freezing climates.

Fire water supply manifolds can be used instead of fire hydrants in non-freezing climates. Fire hydrants or headers can include a variety of outlets, including large “steamer” or hose connections. Hose connections should be compatible with those used on the hoses of the local fire department and mutual aid organization, or adequate adapters should be provided.

The number of hydrants in an area is usually determined by the design and type of process. The normal distance between fire hydrants ranges from 150 to 300 feet (45 to 90 meters), depending on the fire hazard, layout of the area, water requirements, and the number of outlets of the hydrants. The distance between a fire hydrant and a building

or structure that is to be protected should be at least 50 feet (15 meters), if possible.

4.2.4 Fire Hose

Fire hose may be categorized as attack hose or supply hose. Traditionally most refineries have utilized 2½-inch (6.35 cm), 1¾-inch (4.45 cm), and 1½-inch (3.81 cm) hose as their standard. Large diameter hoses 4 inches (10.16 cm) and 5 inches (12.7 cm) in diameter have growing acceptance and application. Coordination of hose fittings and connections with local mutual aid or public resources is appropriate irrespective of the sizes of hose used.

The 2½-inch (6.35 cm) hose is used primarily for heavy cooling streams. Three or more people are required to handle 2½-inch (6.35 cm) hose lines, depending upon the system pressure. 2½-inch (6.35 cm) hose lines are suitable to supply water for portable ground monitors. It is general practice to carry this hose on mobile equipment to reduce plant hose requirements. Some 1¾-inch (4.45 cm) or 1½-inch (3.81 cm) hose is usually carried on the mobile equipment for use in tank farms or other outlying areas.

For rapid availability of water in process areas, permanently connected hose reels and hose stations have been used extensively. These reels are usually provided with a 1½-inch (3.81 cm) firm hose or 1½-inch (3.81 cm) fabric hose for incipient firefighting. The firm hose has the advantage that it can be charged and used by one person without unreeling it entirely. However, its use is limited because hydraulic pressure loss limits the length of hose to approximately 100 feet (30 meters) to assure adequate nozzle pressures.

In some cases, a large diameter hose (4 inches (10.16 cm) and greater) provides advantages:

- a. Its low friction loss reduces the number of pumping apparatuses required.
- b. It minimizes manpower requirements by reducing the need for dual or triple hose lays.
- c. It facilitates the use of high flow rate monitors used for tank fire fighting.

4.2.5 Nozzles

Combination fire hose nozzles providing water patterns continuously variable from straight streams to water spray (or water-fog) are widely used. Straight water streams are used primarily for cooling equipment, although they have been used effectively for sweeping burning hydrocarbon spills away from exposed equipment. Straight water streams are reasonably good at nozzle pressures as low as 45 to 50 psig (310 to 345 kPa), and provide a longer range than water spray nozzles.

Straight stream patterns are generally used when:

- a. Extended reach is required, particularly in high wind situations.
- b. Deep penetration of the fire area is required.

¹²American Water Works Association Headquarters, 6666 West Quincy Avenue, Denver, Colorado 80235. www.awwa.org

- c. Water quality is such that fog nozzles cannot be operated due to plugging.
- d. Low water pressure prohibits the use of fog nozzles.

It is general practice to use shutoff-type nozzles so that the hose line may be controlled by the person at the nozzle. Most water fog nozzle manufacturers recommend nozzle pressures at 100 psig (690 kPa) with functional operation in a range from 70 psig (485 kPa) minimum to 125+ psig (860+ kPa). When used by experienced personnel, water spray can be effective for:

- a. Extinguishing fires involving high-flash products.
- b. Chilling hot vapors and preventing ignition.
- c. Cooling low-flash-point (gasoline and liquefied petroleum gas) oil and gas fires to reduce their intensity.
- d. Cooling exposed equipment and preventing fire damage or involvement of other fuels as a result of blown gaskets and the like.
- e. Dispersing vapors and preventing their ignition from nearby ignition sources.
- f. Cooling fires in light hydrocarbons service (such as gasoline) so that they may be more readily extinguished by dry chemical agents used in combination with the water supply.
- g. Frothing out fires involving heavy viscous oils.
- h. Providing a protective cooling curtain for personnel who are operating valves or other shutoff devices.

Reference should be made to manufacturers' literature, NFPA 1964 *Spray Nozzles (Shutoff and Tip)* and *Fire Protection Handbook*, for a thorough discussion of nozzle types and water spray patterns, as well as water capacities, range, and related information.

4.2.6 Monitors and Master Stream Delivery Devices

Monitors may be equipped with various delivery devices. They can be mounted on trailers or pickup trucks to provide high volume mobile master streams. Fixed monitors may be desirable for use at spot locations. Because their area of coverage is limited, fixed monitors should be carefully placed to provide optimum coverage. These locations should be reviewed during both the design and the final construction stages of a job to avoid unnecessary obstructions like piping and support columns. In some cases, fixed monitors are provided with shields to protect the operator from radiant heat. Fixed monitors can be configured to provide foam for rapid response to leaks or spills.

The installation of fixed monitors in an area does not necessarily eliminate the need for portable monitors and hydrants for hand line use, because fixed monitors may not provide complete coverage of the entire area and may possibly be inaccessible during an emergency. Portable monitors can be used in place of hand-held lines to reduce stress on firefighters if mobility is not required.

Special installations may require elevated monitors, remote control monitors, or oscillating monitors. Elevated monitors can be used to protect areas inaccessible from grade because of congestion, or at docks.

4.2.7 Water Spray Systems

Water spray cooling systems can be used to reduce fire exposure damage by keeping a water film on exposed surfaces to absorb radiant heat. They can also be designed to reduce fire intensity at the source. Reference should be made to API RP 2030 and NFPA 15.

4.3 FOAM

Foams for fire protection purposes are an aggregate of air-filled bubbles that will float on the surface of a flammable liquid. They are made from aerated solutions of water and a proper proportion of foam concentrate. Foams form a cohesive floating blanket on the liquid surface that extinguishes the fire by smothering and cooling the fuel. They also prevent reignition by inhibiting vapor release and thus preventing the formation of combustible mixtures of vapor and air. Applying a foam blanket to fuel spills before ignition can prevent spills from becoming fires.

Foams are particularly suited for extinguishing two-dimensional flammable liquid spill fires or in storage tanks where the foam forms a vapor-sealing blanket that secures the area after extinguishment. In fires involving jetting or falling fuel, such as an overflowing tank or line flange leak, foam is effective only on the fire that arises from fuel spills and on pools that form flat surfaces. Foam is not suitable for extinguishing fires which involve flammable gases or liquids containing large amounts of liquefied petroleum gas.

To extinguish deep tank fires or spill fires, continuous foam application at no less than the required rate is critical. See NFPA 11 for required rates. Unless the required rate of foam is applied and maintained on the liquid surface until it is sealed by a cohesive blanket of foam, the fire may not be extinguished. Cooling water applied to a tank shell can assist in extinguishing a fire. When foam is applied by hand lines or monitors over the rim of a tank, wind and thermal updrafts frequently carry a portion of it away. As specified in NFPA 11, foam must be applied at a 60 percent higher rate to compensate for this loss.

Cases have been reported where the application of foam through solid streams that plunged into unignited flammable liquids have been thought to be the source of ignition (of an ensuing fire). The ignition has been attributed to static discharges resulting from the splashing and turbulence. Therefore, any application of foam to an unignited flammable liquid should be gentle. Proper application methods with portable equipment could involve use of a spray pattern or banking the foam stream off a backboard or structure so that the foam flows gently onto the surface of the liquids. Prop-

erly-designed fixed foam chambers on tanks have not experienced problems with static electricity generation.

Foam is made by mechanical action or agitation achieved by the turbulent mixing of atmospheric air into the foam solution of water containing liquid foam concentrate. A variety of foam types typically are used in a refinery:

- a. Protein.
- b. Fluoroprotein.
- c. Special purpose.
- d. Alcohol resistant.
- e. Aqueous film-forming foams (AFFF).

Factors influencing the choice of a specific foam type for use at a facility include the following:

- a. The type of product for which fire suppression may be required.
- b. The type of foam concentrate stocked by potential mutual aid participants.
- c. Sources and timing of supply from manufacturers for major incidents.
- d. Cost effectiveness of the candidate foam concentrates.

The manufacturer of the foam-making equipment should be consulted for the correct percentage of concentrate to be used in their particular system. Proportioners should be designed and set for the percentage of foam concentrate used to form the desired solution.

For detailed information on foam application methods and equipment, see technical information provided by the foam concentrate and apparatus suppliers.

For detailed information on foam types see API Publication 2021 or NFPA 11.

4.4 DRY CHEMICALS

Application of a dry chemical can be effective in controlling and extinguishing fires occurring during the processing and handling of flammable liquids and solids. The finely divided chemical produces free radical interceptors which break the oxidation chain reaction, thus inhibiting the combustion process within the flame itself.

These agents are effective on small spill fires and on fires involving jetting or falling fuels. However, caution should be exercised when extinguishing pressure fires to ensure that the remaining hazard is not greater than the original fire. Dry chemicals are nonconductive agents suitable for fires involving energized electrical equipment with a recognition that the particulate residue may be corrosive and certainly requires cleanup.

Rapid fire control and flame reduction may also be achieved by using multipurpose (ABC) dry chemical on combustible materials such as wood and paper; however, an additional quenching agent such as water must often be used to extinguish the remaining embers.

Dry chemical extinguishing agents have proven to be effective when used simultaneously with water fog without interfering with the effectiveness of the chemical. The water fog will quench embers, cool hot surfaces and reduce flame size making the fire easier to extinguish with the dry chemical. This cooling effect is particularly important if a fire has been burning for a significant period, since there is a high chance of reflash if fuels contact heated metal. For further information, see API Publication 2021, NFPA 10 and 17.

4.4.1 Dry Chemical Extinguishers and Equipment

Dry chemical extinguishers are available in hand-carried, wheeled, truck-mounted, and stationary units. They have capacities ranging from 1.5 pounds (0.7 kg) to 3,000 pounds (1365 kg) of chemical per unit. Multiple units can provide higher capacities if required for special installations. Stationary units can be piped for manual, semiautomatic, or automatic control. NFPA 17 provides information concerning installation of dry chemical extinguishing systems.

Portable hand extinguishers containing 30 pounds (13.65 kg) or less of dry chemical are recommended for use as incipient fire fighting equipment for small fires. Several hand extinguishers may be used simultaneously for extinguishing larger fires. Reserve, or secondary, protection can be provided by wheeled or stationary extinguishers with capacities up to 350 pounds (160 kg). Some operators prefer to use several hand units simultaneously from different angles to provide coverage of the fire and reduce the potential for reignition. This multiple application may be supplemented by properly directed, waterfog streams.

Portable extinguishers should be placed in locations which are safely accessible in the event of a fire. Whenever an extinguisher is used, it should be replaced and removed for inspection and recharging. Some operators seal an extinguisher or cabinet so that it may be monitored more readily. Other operators place the extinguisher in an expendable plastic bag that serves the same purpose while keeping the extinguisher clean and preventing atmospheric corrosion. Reference should be made to the manufacturer's recommendations for inspection, servicing, and repair; and to NFPA 10.

Large chemical quantities delivered by hose line discharge can be supplied by stationary or mobile extinguishers having capacities of 500 pounds (225 kg), 1000 pounds (455 kg), and 2000 pounds (909 kg). Several hose line stations may be equipped with these extinguishers to protect a given area.

Extinguishers designed for stationary use may also be mounted on vehicles for the protection of larger subdivided areas. Manufacturers have made available specially-designed fire trucks with dry chemical capacities to 3000 pounds (1365 kg). The chemical may be discharged through hose lines, or through high-capacity turret nozzles that have a protection range of approximately 100 feet (30 meters). These fire trucks

may also be equipped with supplementary water extinguishing equipment. However, when using large wheeled units, fire visibility may be lost because of the dust cloud.

4.5 COMBINED AGENTS

Since aqueous film-forming foam (AFFF) can be combined with dry chemicals, systems have been developed for simultaneous or alternate application of these foams and dry chemicals. Refer to NFPA 11 for system design criteria.

4.6 HALON EXTINGUISHING AGENTS

Halon extinguishing agents, such as 1211, 1301, and 2402, are no longer recommended for use in new installations in accordance with the Montreal Protocol, due to concerns regarding effects on the earth's ozone layer. Acceptable Halon replacement agents are currently available; *see NFPA 2001, Clean Agent Fire Extinguishing Systems. For maintenance of existing Halon systems, refer to NFPA 12A for Halon 1301; and NFPA 12B for Halon 1211 systems.*

4.7 CARBON DIOXIDE

An inert gas such as carbon dioxide (CO₂), discharged into a closed room or into enclosed spaces, can be effective in extinguishing fires in petroleum pump rooms, electrical installations, and for some special machinery or laboratory apparatus. Nevertheless, the asphyxiation hazard to personnel must be recognized and addressed in the use of an inert gas system. Due to static electricity hazard, carbon dioxide systems should not be used to inert a flammable atmosphere to prevent ignition. See NFPA 12 for additional information.

4.8 STEAM SMOTHERING

The general use of steam as an extinguishing agent can be ineffective. A substantial delay will occur before sufficient air is displaced or diluted to render the atmosphere incapable of supporting combustion. Steam is effective in special situations:

- a. Smothering steam in furnace fire boxes and header boxes.
- b. Steam rings on equipment flanges.
- c. Steam rings on hot-tap equipment.

Steam should not be injected into large vapor spaces such as cone-roof tanks containing flammable mixtures; static electricity generation from such application is believed to have been the source of ignition for fires in the past.

5 Operating Practices

5.1 GENERAL

Standard Operations Procedures (SOPs) and Emergency Operating Procedures (EOPs) should be developed

appropriate to facility needs and consistent with API RP 750 and regulatory requirements such as those in 29 CFR 1910.110, 1910.119 and 1910.156. Job and task procedures also should be developed. Supervisory and processing unit personnel should review SOPs and EOPs to assure they are both accurate and up-to-date and that procedures are being adhered to as written and intended. Supervision should inform employees of their roles and responsibilities for safe unit operation and the potential process consequences or hazards associated with deviation from SOPs and EOPs.

All personnel should understand their responsibility and accountability for safe unit operation and how unsafe or abnormal conditions or circumstances should be handled through appropriate levels of management. Appropriate action should be taken for abnormal circumstances, such as:

- a. Leaks, odors, or unusual sound levels.
- b. Accumulations of flammable liquids or gases.
- c. Defective or damaged equipment.
- d. Excessively high or low temperatures or pressures.
- e. Failure to implement Management of Change procedures when changes to the process or equipment are made without appropriate management review and approval.
- f. Infractions of safety, health and/or environmental regulations or procedures.
- g. Unauthorized hot work.
- h. Unauthorized vehicles or personnel in an area.
- i. Malfunction of instrumentation or control systems that may affect safe unit operations.
- j. Evidence of any structural weaknesses caused by deterioration.

A clear set of expectations should be developed so that personnel have clear knowledge of their role in all phases of the operation.

5.2 NORMAL OPERATIONS

The fire/loss prevention measures described in this section shall be considered for normal unit operation.

5.2.1 Operating procedures for furnaces, heaters, and other fired equipment should address purging, initial light off, re-ignition, draft controls, burner management systems, safety interlock systems, and fuel shut-off systems.

5.2.2 Locomotives, other than the fireless steam type, should not be permitted to operate near low flash point oil loading racks while cars are being loaded or while the area is contaminated with flammable vapors.

5.2.3 Operating procedures for loading tank trucks, tank cars, tankers, and barges should be prepared with review and consideration of the appropriate recommended precautions from API RP 2003.

5.2.4 Grounding or electrical insulation of electrical equipment, lines, cargo hoses, and equipment shall follow API guidelines (see API RP 2003) for loading installations at docks, wharves, piers, loading terminals, and railway loading installations for dissipation of static charges.

5.2.5 Grounding or electrical isolation of hydrocarbon processing equipment should meet API RP 500. An assurance program to verify electrical grounding or isolation should be performed routinely.

5.2.6 Housekeeping procedures should be followed in all areas to prevent accumulations of oil, grease, or Class A materials (rags, wood, cardboard).

5.2.7 Fire and safety systems should be easily identified (color coded and identified), inspected routinely for operability, and maintained and calibrated in accordance with manufacturers' recommendations to assure they will function as designed and intended. Personnel expected to operate this equipment as part of their job responsibility should be trained on the equipment, its capabilities, and limitations.

5.2.8 Storage of flammable or combustible liquids should be done in accordance with NFPA 30.

5.2.9 SOPs for material transfers should be incorporated into daily operations. Examples include the following:

- a. Tank gauging.
- b. Tank sampling.
- c. Tank transfer line up.
- d. Tank filling and product movement.
- e. Water draws.
- f. Tank dike drain valve position.

5.2.10 A clear understanding of utility system capabilities, capacities, and limitations is needed by operating personnel to ensure safe operation.

5.2.11 Important lines and equipment should be identified.

5.2.12 Safe work permits are typically needed for the following type jobs:

- a. Hot work.
- b. Cold work.
- c. Confined space entry.
- d. Vehicle access.
- e. Equipment isolation.

5.2.13 Control and maintenance of purge and pressurization systems for equipment that does not meet the electrical classification for the area is essential for control and suppression of ignition sources. See NFPA 496, *Purged and Pressurized Enclosures for Electrical Equipment in Hazardous (Classified) Locations*.

5.2.14 Precautions should be taken to exclude air and water from processes for which they were neither designed nor intended.

5.2.15 The addition or deletion of process chemicals such as demulsifiers and corrosion inhibitors should be done with the thorough understanding of metallurgical implications. Likewise, changes to operating parameters (e.g., transition temperatures), feed-stocks (particularly those containing sulfur), and equipment repairs involving hot work (normalizing, annealing, heat treatment, and weld repair) typically involve detailed job procedures that address metallurgical concerns.

5.2.16 Electrical junction boxes, receptacles, or other service devices should not be used in a classified area unless all bolts, covers, screws, and seals are maintained according to the manufacturers' recommendations and NFPA 70.

5.2.17 Temporary repairs for the control of hydrocarbon leaks such as epoxy injections, containment boxes (clamps), etc., should be engineered and have proper management review and approval. All such repairs should be considered temporary until such time as they are safely and permanently repaired (see API RP 570).

5.3 EMERGENCY OPERATIONS

The potential for fires, explosions, or gas releases increase during times of abnormal or emergency operation. Properly executed pre-incident plans responding to unusual circumstances are needed to address these conditions.

5.3.1 SOPs and EOPs should address job responsibilities and duties for unit personnel who will participate in startup and planned or emergency shutdowns of the process. These responsibilities should address the requirements described in API RP 750 and 29 *CFR* 1910.119.

5.3.2 Operating personnel should be informed of relief system and flare system capabilities and limitations to support safe operation under abnormal or adverse operations.

5.3.3 Operating personnel should be trained to develop awareness of the consequences of potential abnormal operations.

5.3.4 Management systems should be instituted to quickly notify potentially affected parties (nearby process units, adjacent facilities, and community neighbors). See Section 7.4.

5.3.5 EOPs should address abnormal events such as floods, hurricanes, tornadoes, earthquakes, high winds, lightning, heavy snows and ice storms, freezing temperatures, civil unrest and terrorism, where applicable. See Section 7 on "Fire Protection Organization."

5.3.6 Unit personnel must be informed of their emergency response (E/R) roles in the facility emergency management program. Personnel responses shall be consistent with OSHA

29 *CFR* 1910.120 and 1910.156. Personnel assigned E/R roles should have appropriate levels of training and emergency equipment to safely carry out those roles and responsibilities. E/R drills should be a routine part of unit SOPs and EOPs. See Section 8.2.3, on “Simulated Fire Drills.”

5.4 LEAKS

Since containment of hydrocarbons is the primary and most effective fire prevention principle, leaks are of significant concern. Considerations for the control of a leak should include the following:

- a. Personnel exposure.
- b. Utilization of emergency response personnel and resources.
- c. Isolation of the fuel leak at the upstream source.
- d. Isolation of transfer medium.
- e. Isolation of ignition sources.
- f. Containment of product.
- g. Downwind and off-site impact.
- h. Displacement of liquids still at risk.
- i. Reduction of hazard zone via application of fire-fighting foam for vapor suppression.
- j. Development of mitigation clean-up strategies.

5.4.1 Liquid Leaks

If a break or serious leak occurs in a line, the pumps should be shut down and all appropriate block valves closed. If possible, suction can be applied to the affected portion of the line unless the resultant entrance of air creates a hazard. In that case, water or inert gas displacement may be desirable. If the leak involves a tank or any large vessel, available lines should be used to pump out the liquid. Trenches, dikes, or diversion walls should be used either to confine the spill or to divert it to sewers or separators. If the leak is otherwise unstoppable, water may be used to displace the liquid.

If a large spill occurs, portable pumps may be required to supplement permanent equipment in recovering the hydrocarbon. If flammable vapors are present, caution must be used in positioning the pumps because the pump drivers may be sources of ignition and personnel exposure may be a concern. Traffic should be controlled and vehicles should be excluded from the affected area. Proper bonding and grounding should be used. Vent hoses from vacuum trucks must be placed with caution, to prevent ignition of the vapors (see API Publ 2219, *Safe Operating Guidelines for Vacuum Trucks in Petroleum Service*).

Water spray or steam applied at the emission point of a small leak may aid in dispersing vapors and preventing ignition. Foam may be applied to cover hydrocarbon spills, in order to reduce vaporization.

5.4.2 Gas Leaks

In the event of a break or failure of a hydrocarbon vapor or liquefied petroleum gas line or vessel, all nearby or

downwind sources of ignition should be immediately eliminated. The vapors from leaks may roll along the ground and accumulate in low-lying areas before diluting and dispersing. Large leaks have the potential to travel great distances and still be within the flammable limits for hydrocarbon. Some gas leaks may be toxic to humans, as well as being flammable; emergency responders should use appropriate personal protective equipment and people downwind may need to shelter-in-place. It may be possible to disperse vapor leaks by utilizing air, steam, water or other agents to mitigate the potential flammable or toxic hazards. If ignition occurs, a pressure fire should never be extinguished until the source of the leak can be identified and isolated.

6 Maintenance Procedures

6.1 GENERAL

Fire prevention during maintenance activities depends on careful planning and preparation with isolation or the removal of flammable liquids, vapors, sludges or other materials before any work is begun. Related major activities such as demolition or the removal of process equipment poses unique hazards. Lines and equipment must be identified and marked. Hydrocarbon-freeing procedures must be followed, such as blinding, purging, gas freeing, steaming, water washing, liquid evacuation, or inerting.

In normal maintenance and during demolition it is sometimes impossible to verify the complete removal of flammable material or elimination of oxidizers. Therefore, precautions must be taken to prevent ignition sources from contacting flammable mixtures. Examples include the following:

- a. Isolation of drainage in the work area.
- b. Inerting containers.
- c. Enriching containers.
- d. Using spark containment enclosures around the work area.
- e. Use of alternatives to hot work (cold cutting, hydraulic scissors cuts, using pneumatic tools).

Good housekeeping is an important prerequisite in preventing fires associated with maintenance procedures. Refuse that is combustible should be stored in appropriate containers. Leaks and spills should be addressed promptly.

6.2 HOT WORK

Alternatives to the use of hot work in process areas should be considered when work must be conducted away from designated shop areas. However, hot work activities such as electric or gas welding, cutting, brazing, or similar flame or spark-producing operations are necessary for certain equipment maintenance at refineries. Hot work maintenance activities normally require a hot work permit or authorization provided by experienced or trained individuals. These hot work activities may be subject to several regulations, for instance *OSHA 29 CFR* 1910.119, 1910.147 and 1910.252. Historically, U.S. Coast

Guard permit requirements have been an additional consideration for hot work at docks associated with refineries. For more information see API Publication 2009.

Certain maintenance activities may require welding or hot tapping on equipment in service if it is infeasible or impractical to take the equipment out of service. Such activities require careful planning. For additional information see API Recommended Practice 2201.

6.3 PLANNED MAINTENANCE ACTIVITIES

The following elements should be considered for inclusion in planned maintenance activities:

- a. Written maintenance procedures.
- b. Up-to-date engineering, drawings, inspection procedures and reports, manufacturers information, and historical information on repairs.
- c. Positive Material Identification (PMI) programs.
- d. Written safe work authorization procedures.
- e. Established rigging and lifting procedures.
- f. Use of tools and equipment (see API 2214).
- g. Adherence to grounding and bonding procedures, with static discharge awareness (see API 2003).
- h. Control of hazardous energy and material sources (lock-out/tagout, see OSHA 29 CFR 1910.147).
- i. Procedures for bypassing critical shutdown and safety equipment and their subsequent return to service.
- j. Maintenance inspection of pressure vessels (see API 510 and API RP 572).
- k. Piping inspection and repair (see API 570).
- l. Tank inspection and repair (see API Publ 653, RP 575, and Std 2610).
- m. Management of Change Procedures (see API 750 and OSHA 29 CFR 1910.119).

6.4 WINTERIZING

Prevention programs in areas with freeze potential should verify that out-of-service piping is freeze-proof; and provide for winterizing to reduce potential for ice formation and fracture of aboveground fire water equipment, safety showers, and dead-leg pockets in which water can accumulate (such as bottom gauge glasses, low spots in pipe runs, draw connections, bleeders, and valve manifolds).

7 The Fire Protection Organization

7.1 GENERAL

This section reviews the basic principles of fire-protection organization with the recognition that many different types of organizations function effectively.

7.2 INCIDENT COMMAND SYSTEM

The Incident Command System (ICS) is an integrated management system for emergencies such as fires, hazardous

material spills, multicasualty incidents, earthquakes, floods, etc. ICS provides a management structure with defined modular roles for coordination of facility personnel and operations, local fire departments, mutual aid organizations, and equipment responding to an emergency. For ICS to function effectively, training and education of all personnel (including management) who will assume ICS roles is important. Use of ICS is mandated by OSHA in *Hazardous Waste Operations and Emergency Response* 1910.120(q). Additional information on ICS is available in publications from the Federal Emergency Management Administration (FEMA)¹³, the National Fire Academy,¹⁴ Oklahoma State University's¹⁵ Fire Protection Publications and in NFPA 1561 which is primarily directed toward public fire departments.

Many refineries designate facilities and staff to function as an Emergency Operations Center (EOC). The EOC addresses incident related management needs not specific to the incident mitigation strategy or tactics. These include internal interface with noninvolved operational units and external relations with the community, regulatory agencies and the media. Incident Command may operate from the same location as the EOC but frequently is situated in close proximity to the incident site while maintaining close communication with the EOC. This provides functional advantages for communication with emergency response and process operations personnel as well as useful isolation from distraction.

Firefighting is only one aspect of handling fire incidents. An ICS incorporating an EOC can be used to manage a wide range of related emergency activities which must be coordinated with firefighting, which can include:

- a. Implementing emergency action and evacuation plans.
- b. Accounting for personnel from the area affected by the incident.
- c. Providing rescue and first aid for the injured.
- d. Shutting down equipment and rerouting fuel from the fire area.
- e. Performing special emergency maintenance work.
- f. Controlling utilities.
- g. Providing auxiliary traffic control and security.
- h. Shutting off nonessential water usage from the fire main when a fire alarm is activated.
- i. Transporting and staging reserve personnel and fire-fighting equipment.
- j. Maintaining a system to account for personnel working in the "hot zone."
- k. Providing rehabilitation areas for response personnel.
- l. Ensuring liaison among all the emergency activities.

¹³Federal Emergency Management Agency, 500 C Street, S.W., Washington, D.C., 20472. www.fema.gov

¹⁴National Fire Academy, 16825 South Seton Avenue, Emmitsburg, Maryland 21727-8998. www.usfa.fema.gov

¹⁵Oklahoma State University, Stillwater, Oklahoma 74078. www.osu.okstate.edu

- m. Providing for media communications and good public relations.
- n. Providing for backup operating personnel.
- o. Making mandatory timely notifications of federal, state, or local agencies.

Normally the person responsible for the unit where the fire has occurred should take the lead role for emergency shutdown operations. An alternate should be assigned in case the responsible person is not available. Supervision of the actual firefighting is the responsibility of the Incident Commander or a designated alternate. Coordination between the persons in these two roles is a key to safe and effective fire control.

7.3 DUTIES OF FIRE PROTECTION STAFF

Because of variables among refineries (such as size, management structure, available personnel, throughput, nature of operations, philosophy of fire control, and facilities used), each refinery may choose a unique type of fire-protection organization to meet its particular needs. In many refineries the fire protection organization consists of a staff who may supervise fire-fighting activities, conduct fire training, inspect emergency response equipment, participate in rescue and emergency medical activities, maintain and issue fire-protection equipment, and investigate and report fires. This staff may also counsel operating and engineering groups on fire protection for new or rebuilt facilities, attend planning sessions for major shutdowns of operating equipment, work with fire insurance representatives, and confer with regulatory agencies on codes and ordinances. In some refineries, this staff is integrated with the safety or accident-prevention group. In many refineries a volunteer fire organization operates effectively to fulfill a portion of the above duties.

Periodic review of a refinery's fire protection program is recommended so that the fire-fighting organization will function effectively. Written policy, procedures, and training requirements are specified in OSHA *CFR* 29 1910.156 and 1910.120(q).

7.4 NOTIFICATION PROCEDURES

A callout notification system should be developed to contact off-site personnel with emergency response duties, including those with Incident Command or Emergency Operations Center roles.

When a fire is reported, the procedure should include prompt notification of the facility fire fighting and emergency team personnel, outside community or regulatory authorities requiring notification, and any outside mutual aid groups who may be called upon to provide equipment, supplies, or personnel. Procedures should be in place to establish sequence and priorities for notification depending upon incident needs.

In some refineries, arrangements are made for the fire or emergency calls to be received at constantly-attended locations, such as a laboratory, powerhouse, or main gate. Special telephones are used only for incoming emergency calls. A dedicated phone number is selected, and decals showing this number are attached to all in-plant refinery phones.

The alarm procedure is initiated by the attendant receiving the emergency call. The attendant should be trained for the duty and be supplied in advance with the following:

- a. An emergency call-out list for key personnel, local public fire departments, ambulance services, and doctors. In some instances, an independent agency is used for handling this emergency call-out.
- b. A set of written notification scripts specific to incident type and personnel or agency being notified.
- c. An emergency communication system between the main office, the main gate, and other key locations. The location and nature of the emergency will be announced over this system.
- d. A method for recording all calls (e.g., log book, tape recorder, etc.) and time of notification.
- e. A checklist to ensure that all notifications appropriate to the type of incident have been completed.

Issuance of company identification to key people who may have to respond from offsite (including members of the fire-fighting squads, Incident Command and EOC personnel) is desirable in order to assist passage through road blocks when proceeding to the refinery during an emergency. Firefighters should wear personal and organization identification on their clothing or headgear.

7.5 FIRE-FIGHTER SELECTION AND TRAINING

In developing a fire-fighting organization, the number of firefighters should be appropriate to the anticipated need. Specific types of personnel should be chosen for the fire-fighting organization. Selection should be based on the number of workers available, their job assignments, diversity of skills, their freedom to be relieved of duty to respond to emergencies, and the type of fire protection equipment available. Care should be taken to verify that fire-fighting personnel are physically capable of performing the duties that are assigned.

A core group of firefighters should be selected from regular shift employees who can be relieved from regular duties for firefighting; they, in turn, should be supplemented by day staff or off-duty employees. Some locations select shift personnel for fire-fighting duties on the basis of job assignment or classification. Other facilities use a voluntary basis, rather than assigning fire-fighting duties to specific individuals within the plant. Many plants use a combination of assigned and volunteer fire crews. Consideration should be given to shift changes, days off-duty, and vacations to provide adequate coverage at all times. Where possible, emergency plans

should use supplemental assistance from outside fire departments or mutual-aid groups for major incidents.

When working with volunteer or other supplemental fire-fighting groups, it is important to determine which personnel will be in charge of each aspect of the fire-fighting activity. Use of the ICS provides an excellent functional tool for this coordination and satisfies regulatory requirements.

Most fires have the potential for the emergency response action to include shutting down equipment, as well as fighting the fire. The division of responsibilities among emergency activities should be made through a pre-fire training program. Emergency simulations and unit specific drills help prepare for fire incidents. The training program in Section 8 outlines one approach. It should be tailored to apply to a particular refinery or to the needs of specific types of potential incidents. Training should be structured to develop an effective emergency response capability as well as provide regulatory compliance.

7.6 THE INCIDENT COMMANDER

Operating under the ICS one individual should be designated as the Incident Commander (IC). This individual should have received appropriate ICS training. The IC role is modular and can be passed to another individual as personnel availability changes. The Incident Command System structure provides an expandable framework to address both small and large incidents. Many locations use ICS for all incidents to provide a consistent approach and maintain familiarity with the process and terminology.

The Incident Commander should have multiple reliable means of communication so that, during an emergency, he or she can promptly contact those involved in fire control operations. Portable radios, cellular phones, and plant phones are some options. Communication with potential mutual aid responders should be reviewed in advance both for incident notification and for subsequent on-site incident management. A person who is fully conversant with radio-telephone equipment can be of great value to coordinate the fire emergency communications with the regular plant communications system. The type of communication used will be determined by the refinery's communications resources, as well as by the type and size of the fire.

7.7 FIRE-FIGHTER PERSONAL PROTECTIVE CLOTHING AND EQUIPMENT

7.7.1 Protective Clothing

Proper protective clothing is required for fire brigade members and emergency responders based on their anticipated exposure and duties. Federal regulatory requirements are outlined in OSHA 29 *CFR* 1910.156 and 1910.120(q). NFPA 600 *Industrial Fire Brigades* states that clothing shall be available in sufficient quantity and sizes to fit each bri-

gade member expected to fight advanced exterior and/or interior structure fires. NFPA 600 states that all firefighters' protective clothing (frequently called bunker gear or turn-outs) must meet the requirements of the appropriate NFPA standard, (see NPFA 1971, 1972, 1973, and 1974). Non-fire brigade personnel working in a fire-exposed area should be similarly protected.

7.7.2 Respiratory Protection And Other Equipment

Positive pressure self contained breathing apparatus (SCBA) shall be used by potentially exposed fire brigade personnel when, in the judgment of the personnel in charge (i.e., Incident Commander, Safety Officer, Fire Chief, etc.) the atmosphere is hazardous, suspected of being hazardous, or could rapidly become hazardous. Other equipment such as Personal Alert Safety Systems (PASS) devices should be used when appropriate, such as when fighting interior structural fires.

8 Training for Firefighting

8.1 GENERAL

The primary goal for emergency response training is to develop and maintain an effective organization which functions safely during emergency situations without unduly putting individuals at risk. Written training policies and procedures for firefighting should be developed. All personnel should receive training commensurate with level of responsibility and which prepares them for the duties they will be assigned. This section discusses some of the various types of fire training currently in use. Refer to OSHA 29 *CFR* 1910, Subpart L and 1910.120(q) for minimum regulatory training requirements, and NFPA 600 for guidance. Instructors should be familiar with the characteristics and limitations of the equipment used. Training should be conducted both in the classroom and on the drill grounds, using various types and sizes of live fires and simulations. A system for tracking individual training should be used; credit for training received through other venues (such as volunteer fire departments or individual study course work) can be considered for maintaining current status.

8.2 DRILL GROUND TRAINING

When "hands-on" training is conducted on-site, drill grounds may be built to provide adequate training for the facility involved. Training should not be limited solely to pit, tank, and other two-dimensional fires. Realistic props can be constructed from scrap equipment and can be used to simulate jet, spray, and other three-dimensional pressure fires potentially encountered on the job. Where possible, more than one type of fuel should be used for suppression training to build experience and skills which reflect the range of materials likely to be encountered in fires at the location. Training

plans should give consideration to providing experience with hydrocarbon fires for personnel from public departments who may respond as mutual aid. Onsite training can be supplemented using offsite training from fire training schools available throughout the country.

8.2.1 Instructors

Instructors and those expected to lead firefighters must be provided with training that is more comprehensive than that provided to the general membership of the fire crew. Qualified drill ground instructors may come from the plant fire brigade, plant staff, or outside personnel; they may also be plant personnel, trained by skilled instructors, who in turn train the staff working with them. The qualifications of all instructors should be documented.

8.2.2 Types of Training

Personnel expected to respond to fires should be provided with training consistent with those expectations. This should include primary education or training for whatever equipment they are expected to use.

For all responders, including those with incipient fire-fighting roles, this typically will include identifying the need for, and use of, personal protective equipment and facilities designed for use by one person (such as hand extinguishers, small water and foam hose lines) as well as activation of fixed water-spray systems, fixed monitors, and deluge sets.

Secondary training for brigade members may include handling of equipment such as large hose lines, fire mains and foam equipment, fire apparatus, self-contained breathing apparatus (SCBA), and related equipment. Training activities should strive to develop teamwork among the various groups assigned to respond to major fires.

Training of outside emergency responders is also important. If public or other outside fire departments respond to plant fire alarms, it may be advantageous for their personnel (especially officers) to participate in some of the training used for the refinery emergency responders.

8.2.3 Simulated Fire Drills

Simulated fire drills should be used in a facility's fire-fighting training program. In large facilities these may be related to unit-specific pre-fire incident plans (see Section 9.2). On-the-job simulated emergency (hypothetical) fire drills relate the drill-ground training to potential emergency problems in operating areas. This can be achieved if operating personnel and emergency response personnel jointly plan a simulated emergency. The drill should activate those portions of the ICS which would be incorporated in a "real" response.

For example, a stubborn fire from a blown packing gland may be simulated. If the unit is operating smoothly, appropriate personnel should be advised of the drill, notifications made and

the alarm should be sounded. The firefighters should then respond with the appropriate fire-fighting equipment and Incident Command should be established. Fire suppression setup should proceed while the operating personnel simulate emergency shutdown operations. These shutdown operations may be accomplished by placing tags or small fiber gaskets, marked "open" or "closed," on valves, pumps, and the like. This approach is sometimes called a "red tag" drill.

For observation purposes, one or more persons may be assigned to keep a record of the time required to activate fire-extinguishing equipment and to report on the overall efficiency of the fire drill. The lessons learned from the drill should then be discussed with the operators, and, if necessary, the drill may be repeated to improve performance. At the conclusion of the drill, a critique should be conducted to evaluate the effectiveness of the response and how it might be improved.

Strategies should be developed to direct the control and extinguishment of various types of refinery fires. Strategies may include evaluating the means to provide appropriate resources to resolve an overall problem, identifying specific needs such as lifesaving and rescue techniques, and covering exposures. Drills using these strategies should be conducted periodically in various sections of the refinery.

If feasible, drills should be expanded to include the activation of spray systems and fixed monitors and the use of large hose lays. The appropriate fire crews should be employed in these drills.

8.3 CLASSROOM INSTRUCTION

Basic classroom instruction can include discussion of firefighter safety, table-top demonstrations, fire tetrahedron theory including the burning characteristics of various fuels, and education regarding the function of the various types of fire-fighting agents used at the facility. This classroom instruction should include a review of:

- a. Safety procedures for emergency responders.
- b. Personal protective equipment for firefighters.
- c. Practice in the use of self-contained breathing apparatuses.
- d. ICS operation and roles.
- e. Fire-related special hazards in the workplace.
- f. Review of any special hazardous materials showing quantities and location.
- g. Emergency action procedures.
- h. Pre-fire plan.
- i. Fire-fighting tactics.
- j. Fire water and foam systems.

Study of past fires is an important aspect of the fire training program and should be part of the committee agenda. When possible, reports of fires in other refineries should be studied to increase knowledge of fire-fighting problems specific to refineries.

8.4 OVERCOMING PERSONAL CONCERNS

Many of the psychological reactions and concerns experienced by individuals when they face a large fire may be overcome with proper drill ground training. Persons trained on large fires recognize the magnitude of their task and usually do not become overly confident. They also learn the limitations of their equipment.

8.5 DOCUMENTATION

Training records should be maintained to ensure readiness of the emergency response personnel and document regulatory compliance. Written training requirements based on emergency responder duties and roles are specified in the Occupational Safety and Health Act, Subpart L Fire Brigades (1910.156), and under Hazardous Waste Operations and Emergency Response 1910.120(q).

9 Pre-Fire Plan

9.1 GENERAL

To effectively coordinate the activities essential to pre-fire planning, some facilities have developed a written Pre-Fire Plan which addresses these issues. This plan is designed for a major facility, but the basic principles apply to all facilities. The plan may need to be tailored to the size and complexity of the specific organization. The plan should follow the existing departmental organization, to avoid disruption of normal operations.

9.2 PRE-FIRE INCIDENT PLANNING

Pre-fire incident plans provide effective tools for reviewing response capability and for structuring training. They

also assist in regulatory compliance (as for 29 *CFR* 1910.38). Pre-fire plans should provide guidance for addressing special concerns such as BLEVE, boilover, or water reactive chemicals.

Candidate subject areas for inclusion in a Pre-Fire Plan might include:

- a. Possible fire hazards including review of hazardous material inventory.
- b. Water supply availability.
- c. Water requirements (extinguishing, cooling, etc.).
- d. Foam delivery requirements and capability.
- e. Typical weather concerns.
- f. Response requirements (e.g., personnel requirements, delivery equipment, and consumables such as foam, dry chemical, carbon dioxide, etc.).
- g. Mutual aid organization capabilities, resources and response time.
- h. Evacuation requirements.
- i. Communication needs.
- j. Scaled plot plan of the hazard and/or areas potentially involved.
- k. Scene security.
- l. Accessibility to scene (e.g., having an alternate route in case access to the scene is blocked by rail cars or other equipment).
- m. Decontamination facilities and procedures.
- n. Designation of staging areas.
- o. Major medical response.
- p. Industrial rescue capability.
- q. Areas with asbestos.
- r. Location of radioactive instrumentation elements.
- s. Potential for polychlorinated biphenols (PCBs).

API Related Publications Order Form

Date: _____
(Month, Day, Year)

API Member
(Check if Yes)

Invoice To – Check here if same as "Ship To"

Ship To – (US will not deliver to a PO Box)

Company: _____

Company: _____

Name/Dept: _____

Name/Dept: _____

Address: _____

Address: _____

City: _____ State/Province: _____

City: _____ State/Province: _____

Zip: _____ Country: _____

Zip: _____ Country: _____

Customer Daytime Telephone No.: _____

Customer Daytime Telephone No.: _____

Fax No.: _____

Fax No.: _____

(Essential for Foreign Orders)

Payment Enclosed \$ _____

Please Bill Me

Payment By Charge Account:

PO No.: _____

MasterCard Visa American Express

Customer Account No.: _____

Account No.: _____

Name (As It Appears on Card): _____

Expiration Date: _____

Signature: _____

State Sales Tax – The American Petroleum Institute is required to collect sales tax on publications mailed to the following states: AL, AR, CT, DC, FL, GA, IL, IN, IA, KS, KY, ME, MD, MA, MI, MN, MO, NE, NJ, NY, NC, ND, OH, PA, RI, SC, TN, TX, VA, VT, WA, WI, and WY. Prepayment of orders shipped to these states should include applicable sales tax unless a purchaser is exempt. If exempt, please print your state exemption number and enclose a copy of the current exemption certificate.

Exemption Number: _____ State: _____

Quantity	Order Number	Title	SO*	Unit Price	Total
	K20090	Publ. 2009, <i>Safe Welding and Cutting Practices in Refineries, Gasoline Plants, and Petrochemical Plants</i>		\$30.00	
	K20210	Publ. 2021, <i>Fighting Fires In and Around Flammable and Combustible Liquid Atmospheric Petroleum Storage Tanks</i>		\$40.00	
	K20300	Publ. 2030, <i>Guidelines for Application of Water Spray Systems for Fire Protection in the Petroleum Industry</i>		\$30.00	
	K22014	Publ. 2201, <i>Procedures for Welding or Hot Tapping Equipment in Service</i>		\$30.00	
	K23502	FP 2350, <i>Overfill Protection for Storage Tanks in Petroleum Facilities</i>		\$40.00	
	K2510A	Publ. 2030, <i>Guidelines for Application of Water Spray Systems for Fire Protection in the Petroleum Industry</i>		\$60.00	
	A26101	Publ. 2030, <i>Guidelines for Application of Water Spray Systems for Fire Protection in the Petroleum Industry</i>		\$75.00	

Shipping and Handling – All orders are shipped via UPS or First Class Mail in the US and Canada. Orders to all other countries will be sent by Airmail. US and Canada, \$5 per order handling fee, plus actual shipping costs. All other countries, for Airmail (standard service) add 25% of order value. All other countries, for UPS Next Day add an additional 10% of order value.

Rush Shipping Charge – FedEx, \$10 in addition to customer providing FedEx account number: _____ . UPS Next Day, \$10 plus the actual shipping costs (1-9 items). UPS Second Day add \$10 plus the actual shipping costs (1-9 items).

Rush Bulk Orders – 1-9 items, \$10. Over 9 items, add \$1 each for every additional item. **NOTE: Shipping on foreign orders cannot be rushed without FedEx account number.**

Subtotal _____
State Sales Tax (see above) _____
Rush Shipping Charge (see left) _____
Shipping and Handling (see left) _____
Total (in US Dollars) _____

* To be placed on Standing Order for future editions of this publication, place a check mark in the space provided. Pricing and availability subject to change without notice.

Mail Orders **American Petroleum Institute, Order Desk, 1220 L Street, N.W., Washington, DC 20005-4070**
 Fax Orders **(202) 962-4776** Phone Orders **(202) 682-8375**

To better serve you, please refer to this code when ordering: **K M 3 3 6 6 0 5 9 8**

The American Petroleum Institute provides additional resources and programs to industry which are based on API Standards. For more information, contact:

- Seminars and Workshops Ph: 202-682-8187
Fax: 202-682-8222
- Inspector Certification Programs Ph: 202-682-8161
Fax: 202-962-4739
- American Petroleum Institute
Quality Registrar Ph: 202-962-4791
Fax: 202-682-8070
- Monogram Licensing Program Ph: 202-962-4791
Fax: 202-682-8070
- Engine Oil Licensing and
Certification System Ph: 202-682-8233
Fax: 202-962-4739
- Petroleum Test Laboratory
Accreditation Program Ph: 202-682-8064
Fax: 202-962-4739
- Training Programs Ph: 202-682-8490
Fax: 202-682-8222

In addition, petroleum industry technical, patent, and business information is available online through API EnCompass™. Call 212-366-4040 or fax 212-366-4298 to discover more.

To obtain a free copy of the API Publications, Programs, and Services Catalog, call 202-682-8375 or fax your request to 202-962-4776. Or see the online interactive version of the catalog on our World Wide Web site—
<http://www.api.org>



**American
Petroleum
Institute**

**Helping You
Get The Job
Done Right.™**

Additional copies available from API Publications and Distribution:
(202) 682-8375

Information about API Publications, Programs and Services is
available on the World Wide Web at: <http://www.api.org>



**American
Petroleum
Institute**

1220 L Street, Northwest
Washington, D.C. 20005-4070
202-682-8000

Order No. K20017