



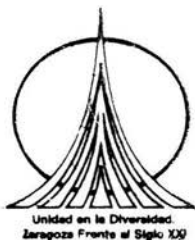
# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES

ZARAGOZA

ADMINISTRACION DE LOS CAMBIOS DE PROCESO PARA  
MEJORAR LA SEGURIDAD EN UNA EMPRESA DE  
REFINACION DE PETROLEO

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO QUIMICO  
P R E S E N T A :  
CARLOS ANDRES MORENO CUEVA



MEXICO, D. F.

2004



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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



**FACULTAD DE ESTUDIOS  
SUPERIORES ZARAGOZA**

**JEFATURA DE LA CARRERA  
DE INGENIERIA QUIMICA**

**OFICIO: FESZ/JCIQ/012/04**

**ASUNTO: Asignación de Jurado**

**ALUMNO: MORENO CUEVA CARLOS ANDRÉS**  
**P r e s e n t e.**

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

<b>Presidente:</b>	<b>I.Q. René de la Mora Medina</b>
<b>Vocal:</b>	<b>Dr. M. Javier Cruz Gómez</b>
<b>Secretario:</b>	<b>I.Q.I. Salvador Jacinto Gallegos Rames</b>
<b>Suplente:</b>	<b>M. en A. Gustavo A. Varela Colmenares</b>
<b>Suplente:</b>	<b>I.Q. Crescenciano Chavarrieta Albiter</b>

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

**A T E N T A M E N T E**  
**“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”**  
México, D. F., 24 de Marzo de 2004

**EL JEFE DE LA CARRERA**

**M. en C. ANDRÉS AQUINO CANCHOLA**

♣



---

*Con amor y cariño, dedico esta tesis a la mujer que fue como una madre para mi y quien seguramente estaría muy feliz de ver este trabajo culminado*

*a mi abuelita*

*Esther Jarquín de Moreno "Mama-Ten"*

*(Q.E.P.D. 25 julio 2004)*

---



**A mi mamá, Delia Cueva**, por darme formación y educación, compartiendo risas, lagrimas y noches de desvelo durante toda la base de mi educación.

**A mi papá, Orlando Moreno**, por sus consejos y criticas, compartiendo conmigo mi formación profesional.

**A mi abuelito, Rogelio Moreno “Papayeyo”**, por transmitirme el caracter necesario para salir adelante.

**A mi tío, Rogelio Moreno**, quien siempre ha demostrado interes en mi formación y educación.

**A mi novia, Dey**, por su amistad, amor, comprensión y paciencia.

**Al Dr. Cruz**, por brindarme la oportunidad de formar parte de su grupo de trabajo, lo cual, ha permitido no solo a mi, si no a muchos realizar trabajos de tesis y adquirir experiencia.

**A mis amigos de la Facultad y a mis compañeros del CEASPA**, Claudia, Rita, Orlando, Tania, Manolo, Balmore, Alfredo, con quienes compartí aprendizaje y quienes me han brindado sus conocimientos.

**A la UNAM y a mis profesores**, por brindarme las herramientas necesarias para ser un buen profesionista.

**A PEMEX**, por permitir con la UNAM, este tipo de convenios.

---



## CONTENIDO.

	Página
RESUMEN.....	I
INTRODUCCIÓN.....	II
JUSTIFICACIÓN DE LA ELECCIÓN DEL TEMA.....	V
OBJETIVOS.....	VI
TÉCNICAS EMPLEADAS PARA EL PRESENTE TRABAJO.....	VII

### Capítulo I. DESCRIPCIÓN DEL LUGAR DE TRABAJO.

	Página
1.1 Breve Descripción de una Refinería.....	2
1.2 Evolución de PEMEX en México.....	5
1.3 Política de Calidad en PEMEX Refinación.....	9
1.4. PEMEX Hacia el Futuro.....	15
1.4.1. Visión.....	16
1.4.2. Política Interna.....	16
1.5. SIASPA.....	18
1.5.1. Elementos del SIASPA.....	18
1.6. Importancia de la Información.....	20
1.7. SIDTI.....	21
1.7.1. Características del SIDTI.....	22
1.7.2. Procedimiento de Implantación.....	23
1.7.3. Importancia del SIDTI.....	25

### Capítulo II. ADMINISTRACIÓN DEL CAMBIO.

	Página
2.1. Desarrollo.....	28
2.2. Importancia del Análisis de Riesgos en las Administraciones al Cambio.....	34
2.3. Técnicas de Análisis de Riesgos.....	36
2.3.1. Métodos Comparativos.....	37
2.3.2. Índices de Riesgos.....	39



2.3.3.Métodos Generalizados.....	41
2.4. Viabilidad del Cambio.....	44
2.5. Elaboración del Proyecto del Cambio.....	44
2.6. Aprobación del Cambio.....	45
2.7. Planeación del Proyecto de Cambio.....	47
2.7.1.Planeación de la Ejecución Física del Cambio.....	47
2.7.2. Planeación de la Ejecución de las Acciones Derivadas del Impacto del Cambio.....	48
2.8. Ejecución del Proyecto del Cambio.....	49
2.9.Revisión previa al Inicio de Operación.....	49
2.10.Autorización para el Inicio de Operación.....	50
2.11.Responsabilidades.....	52

### Capítulo III. TRABAJO EN CAMPO Y RESULTADOS.

	Página
3.1. Descripción del Trabajo en la Refinería "Ing. Antonio Dovalí Jaime", en Salina Cruz, Oaxaca.....	58
3.2. Antecedentes.....	58
3.2.1.Procedencia de las Sosas Gastadas.....	58
3.2.2.Descomposición Catalítica Fluidizada (FCC).....	60
3.2.3.Descomposición Térmica Catalítica (TCC).....	62
3.3. Toxicidad de la Sosa Caustica.....	64
3.4. Descripción del Area original de Sosa Gastada en la Planta FCCI.....	65
3.5. Descripción de la Modificación de Envío de Sosa Gastada a los TanquesTV-11 y TV-12.....	66
3.6. Elaboración de un Diagrama Isométrico de la modificación.....	67
3.7. Preparación para el Análisis.....	68
3.8. Análisis de Riesgo Realizado a la Modificación.....	68
3.9. Modificación del Diagrama de Tubería e Instrumentación (DTI) Afectado.....	75
3.10.Elaboración de una Base de Datos de las Administraciones al Cambio.....	75

### Capítulo IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

	Página
4.1. Conclusiones y Recomendaciones del Análisis de Riesgos y Operabilidad....	78
4.2. Conclusiones Generales.....	80



## TABLAS.

No.	Descripción	Página
1	Elementos de los tres componentes que forman la estructura del SIASPA.....	19
2	Relación del SIDTI con los siguientes cuatro elementos del SIASPA.....	26
3	Cambios representativos que se practican a instalaciones industriales (relación ilustrativa, no limitativa).....	33
4	Base de datos de las Administraciones al Cambio.....	76

## FIGURAS.

No.	Descripción	Página
1	Diagrama de Flujo para la implantación del SIDTI.....	24
2	Clave alfa-numérica para codificar los proyectos de cambio.....	31
3	Utilidad de un análisis de riesgos.....	35
4	Etapas de análisis de riesgos.....	36

## ANEXOS.

No.	Descripción	Página
A.	Flujograma.....	83
B.	Formatos para el registro de la Modificación.....	84
	Solicitud de Cambio DG-SASIPA-SI-04901.....	85
	Análisis Solicitud de Cambio DG-SASIPA-SI-04901-F-02.....	86
	Proyecto de Cambio DG-SASIPA-SI-04901-F-03.....	87
	Instructivo para el llenado de Proyecto de Cambio.....	92
	Autorización para el inicio de Operación DG-SASIPA-SI-04901-F-04.....	94
	Censo de Cambios -SASIPA-SI-04901-F-05.....	95
C.	Diagramas de Tubería e Instrumentación.....	94
	Diagrama original D-001.....	95
	Diagrama modificado D-002.....	96
	Diagrama de tanques D-003.....	97
D.	Lista de Abreviaturas.....	101
E.	Glosario.....	103

## BIBLIOGRAFÍA.





## ***RESUMEN***



## RESUMEN

Estamos entrando en el nuevo siglo, con compañías que funcionaron en el XX con diseños administrativos del siglo XIX.

Ante un nuevo contexto, surgen nuevas modalidades de administración, entre ellas está la Administración de los Cambios de Proceso, fundamentada en la premisa de que todas las modificaciones, los cambios en la tecnología de los procesos, la operación, el mantenimiento, los materiales, los equipos, las instalaciones, los componentes, las estructuras y el personal, se realicen con base en procedimientos que aseguren que sean analizados, evaluados, autorizados, implantados, probados y aceptados, para evitar la generación de riesgos no considerados en los análisis de riesgos vigentes.

Esta tesis define las acciones que deben realizar las refinerías en la implantación de modificaciones al diseño original de una instalación. Por lo que esta tesis se dividió de la siguiente manera:

En el Capítulo I, se describe el lugar de trabajo y menciona la importancia de PEMEX Refinación en México.

En el Capítulo II, se detalla la manera en la que se deben Administrar los Cambios de Procesos, en una empresa de refinación de petróleo.

En el Capítulo III, se da un ejemplo del trabajo realizado en la Refinería "Ing. Antonio Dovalí Jaime", en Salina Cruz, Oaxaca.

Por último, en el Capítulo IV, se dan las conclusiones y recomendaciones de la modificación que se menciona en el Capítulo III, así como las conclusiones generales que se deben tomar en cuenta para una correcta Administración de los Cambios de Proceso.



## ***INTRODUCCIÓN***





---

## INTRODUCCIÓN

Cuando en una empresa de refinación de petróleo existe una propuesta de cambio que producirá mejoras en la productividad, operación, mantenimiento o en el aspecto ambiental, se vuelve indispensable establecer lineamientos necesarios para planear, ejecutar, registrar, evaluar, controlar y difundir, así como capacitar y dar seguimiento a las modificaciones o cambios a los materiales, procesos, equipos e instalaciones que se realicen en la refinería.

Para el logro de estos cambios se requiere tener información del diseño, construcción, proceso y operación de los equipos e instalaciones.

La Administración del Cambio consiste en un proceso mediante el cual se analizan los riesgos implícitos en cualquier proyecto de modificación al diseño original de una instalación, mediante un seguimiento documentado, desde la detección y seguimiento, hasta su puesta en operación, incluyendo el seguimiento, evaluación y control de los resultados obtenidos.

Este procedimiento es de observancia general y obligatoria en las refinerías de la Subdirección de Producción de PEMEX- Refinación.

Las relaciones clave las tiene con los siguientes elementos del Sistema Integral de Administración de la Seguridad y la Protección Ambiental (SIASPA) de PEMEX, como son, Integridad Mecánica, Análisis de Riesgos, Tecnología del Proceso y Administración de la Información, en lo relativo a que se deben observar las disposiciones establecidas en todos esos elementos cuando se realicen cambios, con el propósito de mantener el control sobre riesgos, evitando nuevos riesgos o disminuyéndolos en la medida de lo posible.



El proceso de cambio debe ser planeado y controlado, de manera que cubra todas las etapas y aseguren una realización de actividades en forma ordenada, que evite errores y olvidos.

El análisis debe realizarse utilizando un procedimiento, escrito y aprobado, cuyas instrucciones satisfagan como mínimo los aspectos siguientes:

**Realizar** un cuestionario que permita determinar si la propuesta de cambio representa o afecta a todos los análisis, estudios y cálculos realizados para:

- Química del proceso,
- Materias primas o aditivos,
- Límites establecidos para la operación segura,
- Análisis de riesgo,
- Estudios de impacto ambiental,
- Procedimientos existentes,
- Especificaciones del diseño original, etc.

**Establecer** formatos e instrucciones dentro del procedimiento de administración del cambio, que obliguen a:

- Describir el cambio y su propósito,
- Anexar invariablemente esquemas, diagramas y referencias,
- Describir las bases técnicas para el cambio,
- Describir que impacto ocasionará en salud, seguridad y protección ambiental,
- Establecer si su requerimiento es temporal o definitivo
- Establecer el nivel de revisión, personal involucrado y metodología a seguir,



- Indicar a cada persona responsable de realizar los cambios en la documentación interna del centro de trabajo, como: procedimientos, prácticas seguras de trabajo, análisis de riesgos, información de tecnología y del equipo, plan de emergencia, entrenamiento del personal, etc.

**Indicar** que necesidades de revisión, inspecciones, precauciones y procedimientos son necesarios antes y durante el arranque, para aspectos de seguridad, operativos y funcionalidad.

**Verificar** que antes de iniciar el arranque o la operación, según aplique, se tenga toda la documentación, información, planes y procedimientos modificados y actualizados, así como necesidades de entrenamiento y capacitación al personal involucrado en el cambio.

La evaluación del cambio, debe ser realizada siguiendo un procedimiento que obligue a la participación de las áreas del centro de trabajo involucradas en el cambio, de manera que refleje las necesidades y requisitos a cumplir por el diseñador, incluidos el análisis de riesgos y estudio de impacto ambiental correspondientes.



---

## JUSTIFICACIÓN DE LA ELECCIÓN DEL TEMA

La documentación relacionada con un cambio, representa una situación crítica para la operación, cambios en procedimientos y documentos existentes, así como para futuros análisis.

Al grupo técnico, se le designa la función de hacer estudios de ingeniería, realizar dibujos o diagramas, revisar dimensiones y especificaciones de materiales, revisar instrumentación y sistemas eléctricos, capacitar al personal involucrado, realizar un estudio previo y hacer un análisis de riesgos del cambio de acuerdo con la magnitud del cambio, para evitar la generación de riesgos no considerados en los análisis de riesgos vigentes.

Desarrollar una adecuada Administración del Cambio contribuye a señalar, prevenir y a atacar los problemas que se pudieran generar al implantar el cambio, para garantizar la seguridad de la empresa.



## **OBJETIVOS**

- Definir los criterios que se deben seguir para registrar los cambios que se realicen en la refinería.
- Definir el procedimiento que se debe seguir para realizar la Administración del Cambio.
- Establecer las áreas responsables y su función dentro de la Administración del Cambio
- Destacar la importancia de la información en el análisis de riesgos de proceso (ARP).
- Destacar la importancia de la difusión de la información al personal operativo.
- Destacar la importancia de un sistema de administración de la información necesario, y el SIASPA para el logro del mismo.
- Reducir los riesgos a los trabajadores y población circunvecina a las instalaciones de la refinería, mediante la obtención de una serie de recomendaciones que al ser implementadas mejorarían la operación y seguridad de la planta.





---

## TÉCNICAS EMPLEADAS EN EL PRESENTE TRABAJO

1. Se realizaron levantamientos y/o actualizaciones de los diagramas de tubería e instrumentación (DTI's) que estaban afectados por Administraciones al Cambio.
2. Mediante la aplicación de la técnica adecuada (HazOp, What if o Check List), se identificaron todos los riesgos asociados a factores externos (fenómenos naturales, sociales, etc.) e internos (fallas en los sistemas de control, fallas en los sistemas mecánicos, factores humanos y fallas en los sistemas de administración, etc.), que podrían llevar a la culminación de un evento no deseado (accidente), con la aplicación de la propuesta de cambio.
3. Se evaluaron de forma sistemática las consecuencias que tendría en los empleados, el público en general, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones (materiales, equipo y maquinaria) un accidente de un escenario hipotético.



# CAPÍTULO I

## *DESCRIPCIÓN DEL LUGAR DE TRABAJO*





## 1.1 BREVE DESCRIPCIÓN DE UNA REFINERÍA.

Para comprender mejor el lugar donde se desarrolló el presente trabajo, haremos una breve descripción de lo que es una refinería y de cuales son sus principales productos.

Una refinería es un enorme complejo donde el petróleo crudo se somete en primer lugar a un proceso de destilación o separación física y luego a procesos químicos que permiten extraerle buena parte de la gran variedad de componentes que contiene.

El petróleo tiene una gran variedad de compuestos, al punto que de él se pueden obtener por encima de los 2,000 productos.

El petróleo se puede igualmente clasificar en cuatro categorías: parafínico, nafténico, asfáltico o mixto y aromático.

Los productos que se sacan del proceso de refinación se llaman derivados y los hay de dos tipos: los combustibles, como la gasolina, acpm, etc.; y los petroquímicos, tales como polietileno, benceno, etc.

Las refinerías son muy distintas unas de otras, según las tecnologías y los esquemas de proceso que se utilicen, así como su capacidad.

Las hay para procesar petróleos suaves, petróleos pesados o mezclas de ambos. Por consiguiente, los productos que se obtienen varían de una a otra.



La refinación se cumple en varias etapas. Por esto una refinería tiene numerosas torres, unidades, equipos y tuberías. Es algo así como una ciudad de plantas de proceso.

En términos sencillos, el funcionamiento de una refinería de este tipo se cumple de la siguiente manera:

El primer paso de la refinación del petróleo crudo se cumple en las torres de "destilación primaria" o "destilación atmosférica".

En su interior, estas torres operan a una presión cercana a la atmosférica y están divididas en numerosos compartimientos a los que se denominan "bandejas" o "platos". Cada bandeja tiene una temperatura diferente y cumple la función de fraccionar los componentes del petróleo.

El crudo llega a estas torres después de pasar por un horno, donde se "cocina" a temperaturas de hasta 400° C, que lo convierten en vapor.

Esos vapores entran por la parte inferior de la torre de destilación y ascienden por entre las bandejas. A medida que suben pierden calor y se enfrían.

Cuando cada componente vaporizado encuentra su propia temperatura, se condensa y se deposita en su respectiva bandeja, a la cual están conectados ductos por los que se recogen las distintas corrientes que se separaron en esta etapa. Al fondo de la torre cae el "crudo reducido", es decir, aquel que no alcanzó a evaporarse en esta primera etapa.



Se cumple así el primer paso de la refinación. De abajo hacia arriba se han obtenido, en su orden: gasóleos, acpm, queroseno, turbosina, nafta y gases ricos en butano y propano.

Algunos de estos, como la turbosina, queroseno y acpm, son productos ya finales. Las demás corrientes se envían a otras torres y unidades para someterlas a nuevos procesos, al final de los cuales se obtendrán los demás derivados del petróleo.

Así, por ejemplo, la torre de "destilación al vacío" recibe el crudo reducido de la primera etapa y saca gasóleos pesados, bases parafínicas y residuos.

La unidad de craqueo catalítico o "*cracking*" recibe gasóleos y crudos reducidos para producir fundamentalmente gasolina y gas propano.

Las unidades de recuperación de vapores reciben los gases ricos de las demás plantas y sacan gas combustible, gas propano, propileno y butanos.

La planta de mezclas es al último la que recibe las distintas corrientes de naftas para obtener la gasolina motor, extra y corriente.

La unidad de aromáticos produce a partir de la nafta: tolueno, xilenos, benceno, ciclohexano y otros petroquímicos.

La de parafinas recibe destilados parafínicos y nafténicos para sacar parafinas y bases lubricantes.

De todo este proceso también se obtienen azufre y combustóleo. El combustóleo es lo último que sale del petróleo. Es algo así como el fondo del barril.



En resumen, el principal producto que sale de la refinación del petróleo es la gasolina motor. El volumen de gasolina que cada refinería obtiene es el resultado del esquema que utilice. En promedio, por cada barril de petróleo que entra a una refinería se obtiene entre 40 y 50 % de gasolina.

El gas natural rico en gases petroquímicos también se puede procesar en las refinerías para obtener diversos productos de uso en la industria petroquímica.

## **1.2 EVOLUCIÓN DE PEMEX EN MÉXICO.** <sup>(21)</sup>

En los años cuarenta la industria petrolera inició el camino de su crecimiento al pasar de 51 millones de barriles producidos en 1940 a 86 millones 1950 y la exportación en este último año sobrepasó los 12 millones de barriles. Este aumento productivo se debió a una labor intensa en la exploración, cuyo resultado más espectacular fue el descubrimiento -en 1952- de los primeros campos de la nueva Faja de Oro.

Se construyeron las refinerías de Poza Rica, de Salamanca, de Ciudad Madero, la refinería de Minatitlán y se amplió la de Azcapotzalco. También, en 1951, empezó el funcionamiento de una planta petroquímica básica en Poza Rica, con lo cual se iniciaba la industria petroquímica en México. Entre 1964 y 1970, se impulsaron las actividades exploratorias y la perforación, descubriéndose el campo Reforma, en los límites de Chiapas y Tabasco y el Campo Arenque, en el Golfo de México y en 1966, se creó el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

En 1972, se detectó una nueva provincia productora de hidrocarburos en el Estado de Chiapas, mediante la perforación de los pozos Cactus I y Sitio Grande I, lo que constituyó el hallazgo de mayor importancia en esa época. La productividad de los pozos de la zona sureste conocida como el Mesozoico Chiapas-Tabasco hizo



posible la reanudación de las exportaciones petroleras de México en 1974. Así, en 1976, las reservas de hidrocarburos ascendieron a siete mil millones de barriles, la producción a 469 millones de barriles anuales y las exportaciones de crudo a 34 millones y medio de barriles anuales.

En los años setenta, se da un impulso importante a la refinación, al entrar en operación las refinerías "Miguel Hidalgo", en Tula, Hgo., "Ing. Héctor R. Lara Sosa", en Cadereyta, N.L., así como la "Ing. Antonio Dovalí Jaime", en Salina Cruz, Oax.

A partir de 1976, se impulsó una mayor actividad en todas las áreas de la industria, ante la estrategia política del Presidente José López Portillo de dar un gran salto en la producción petrolera y en las reservas de hidrocarburos, por lo que el petróleo se convirtió en la principal fuente de divisas del país, ya que llegó a representar el 75% de sus exportaciones. El aumento productivo de esta época estuvo ligado al descubrimiento de los campos de la Sonda de Campeche, considerada hasta la fecha como la provincia petrolera más importante del país y una de las más grandes del mundo.

En la década de los ochenta, la estrategia de la industria petrolera nacional fue la de consolidar la planta productiva mediante el crecimiento, particularmente en el área industrial, con la ampliación de la capacidad productiva en refinación y petroquímica.

A partir de 1990, se inició un programa de inversiones financiado por el Eximbank y el Overseas Economic Cooperation Fund de Japón denominado "Paquete Ecológico", que comprendió la construcción de un total de 28 plantas de proceso en el sistema nacional de refinación, el cual fue terminado en 1997 y cuyos objetivos fueron mejorar la calidad de las gasolinas, reducir el contenido de azufre en el diesel y convertir combustóleo en combustibles automotrices, así como elevar las



características de los residuales, a fin de cumplir con las normas ambientales adoptadas por el Gobierno de México.

En julio de 1992, el Congreso de la Unión aprobó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, iniciativa que envió el Ejecutivo Federal, mediante la cual se emprendió una reestructuración administrativa y organizativa bajo el concepto de líneas integradas de negocios que incorpora criterios de productividad, responsabilidad, autonomía de gestión, definiendo bajo un mando único actividades operativas y de apoyo. Por tanto, PEMEX descentralizó y desconcentró funciones y recursos para cumplir todas las actividades implícitas de la industria petrolera y sus áreas estratégicas.

Esta ley establece la creación de los siguientes organismos descentralizados subsidiarios de carácter técnico, industrial y comercial, cada uno de ellos con personalidad jurídica y patrimonio propios: PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica y PEMEX Petroquímica, bajo la conducción central del Corporativo PEMEX.

A partir de esta reestructuración administrativa de PEMEX, se llevó a cabo una transformación profunda de la empresa para maximizar el valor económico de las operaciones y para planear y ejecutar proyectos de inversión con mayor solidez y rentabilidad. De esta manera, en los años 1995 y 1996 se fortalecieron los programas operativos de PEMEX para mantener la producción de hidrocarburos y aumentar la elaboración y distribución de productos petrolíferos de mayor calidad, principalmente las gasolinas PEMEX Magna y PEMEX Premium, así como PEMEX Diesel a nivel nacional.





El año de 1997 marcó el inicio de una nueva fase de expansión de la industria petrolera mexicana, mediante la ejecución de importantes megaproyectos de gran envergadura para incrementar los volúmenes de producción de crudo y gas y mejorar la calidad de los combustibles.

Por su importancia estratégica y económica, se iniciaron el "Proyecto Cantarell" para renovar, modernizar y ampliar la infraestructura de este complejo, con el fin de mantener la presión en este yacimiento, ubicado en la Sonda de Campeche, a través de la inyección de nitrógeno; el "Proyecto Cadereyta" orientado a la modernización y reconfiguración de la refinería "Ing. Héctor R. Lara Sosa", en el Estado de Nuevo León para construir 10 nuevas plantas de proceso y ampliar otras 10 existentes; y el "Proyecto Cuenca de Burgos" para aprovechar el enorme potencial gasífero de la región norte de Tamaulipas y obtener una producción adicional de gas natural de 450 mil a 1,500 millones de pies cúbicos por día en el año 2000.

Durante el año 2000, se establecieron las bases para el diseño del Plan Estratégico 2001-2010, en el cual se proponen las estrategias operativas para maximizar el valor económico de las actividades operativas de PEMEX, la modernización de su administración para generar ahorros, así como los cambios necesarios en la relación con el Gobierno Federal, tales como un nuevo tratamiento fiscal, una nueva regulación basada en el desempeño y un control administrativo moderno de acuerdo a resultados.

A partir del mes de diciembre de 2000, se inició una nueva era en la industria petrolera mexicana con la implantación de estrategias orientadas a buscar un crecimiento dinámico de Petróleos Mexicanos, mediante la ejecución de importantes proyectos dirigidos a la producción de crudo ligero, a la aceleración de la reconfiguración de las refinerías, al mejoramiento de la calidad de los productos, a



la optimización de la exploración para gas no asociado y a la integración de alianzas con la iniciativa privada para revitalizar y fomentar a la industria petroquímica.

Para cumplir estas metas, se lleva a cabo una reestructuración del Corporativo, con el propósito de mantener el liderazgo en la operación integral de la empresa, dar seguimiento a la nueva planeación e identificar los cambios encaminados a alcanzar mayores rendimientos y una mejor operación de las instalaciones con costos y calidad de nivel mundial.

Petróleos Mexicanos es el corazón financiero del gobierno: hasta el 95% de sus ganancias ingresa al estado vía impuestos. Es también el sistema energético de la economía nacional: todo pasa por sus arterias. La mayoría de las actividades empresariales y no empresariales giran alrededor de la industria petrolera, fundamental para enfrentar los retos del desarrollo nacional en el siglo XXI.

México exporta 80% de su petróleo a E.U.A. y es el cuarto país que abastece su reserva estratégica, después de Venezuela, Canadá y Arabia Saudita.

La evolución de la industria petrolera ha generado cambios territoriales significativos y nuevos asentamientos urbanos. Hoy, como antes lo fue en Tamaulipas y Veracruz, más del 90% de la producción de hidrocarburos se genera en Tabasco, Chiapas y Campeche. De ahí, también parte toda la exportación petrolera para Asia y Europa, por lo cual esa zona, junto con el Istmo de Tehuantepec, se ha convertido en zona estratégica.

### **1.3 POLÍTICA DE CALIDAD EN PEMEX REFINACIÓN.** <sup>(21)</sup>

PEMEX Refinación es la empresa responsable de procesar, distribuir y comercializar los productos petrolíferos derivados de la refinación del crudo en el



país, sus instalaciones se encuentran estratégicamente localizadas en todo el territorio nacional y sus actividades impactan en nuestra economía y en el desarrollo industrial.

En PEMEX Refinación se está consciente de que la producción no puede hacerse a cualquier costo, el éxito presente no vale la pena a costa de convertir el futuro en destrucción, si bien, la empresa debe ser productiva y rentable, también debe estar consciente de que su desarrollo debe ser sustentable.

De igual forma, se está seguro que el desarrollo sustentable de la empresa se puede lograr a través de una "Cultura de Calidad Total" basada en la excelencia de sus recursos humanos que como verdaderos líderes, sean un ejemplo a seguir, comprometidos, honestos, congruentes, actualizados y trabajando en equipo para cumplir con las metas de la organización.

En estos términos, se debe considerar que la calidad no debe circunscribirse al cumplimiento de las especificaciones pactadas, debe también hacerse con seguridad, protegiendo el medio ambiente, cuidando la salud de los trabajadores y haciendo un uso racional de la energía. Esta es la razón por la que la Dirección General de Pemex Refinación ha instruido a la Auditoría de Seguridad Industrial y Protección Ambiental (ASIPA), para que promueva, vigile y evalúe el correcto cumplimiento de las políticas que la empresa ha dictado en esta materia.

En la evaluación realizada del periodo 1994-2000 del Plan de Negocios de PEMEX Refinación, se identificó que en materia de calidad, seguridad industrial y protección ambiental se cumplieron y en algunos casos se rebasaron las metas establecidas. PEMEX es una empresa de calidad certificada internacionalmente y con programas de mejora continua.



El nuevo Plan de Negocios 2001-2006, destaca la importancia que tiene el continuar implantando sistemas de: Gestión de Calidad, Seguridad Industrial, Protección Ambiental, Salud Ocupacional y Uso Racional de la Energía. Su visión es "Cero accidentes, Cero afectaciones al medio ambiente y Clientes 100% satisfechos" todo esto apoyado por un programa intensivo de cuidado de los recursos humanos.

La calidad es una condicionante indispensable en todos los sistemas productivos, no es posible imaginarnos una empresa que desprecie la calidad. La competencia en PEMEX se cifra en productos de mejor calidad y con precios bajos, solo las empresas que apliquen sistemas de calidad podrán continuar presentes en el mercado.

En el transcurso de la historia, las empresas han utilizado varias estrategias para cuidar la calidad de sus productos, en su primer etapa la producción fue eminentemente artesanal y las habilidades de los trabajadores marcaban la diferencia y posicionaban los productos en el mercado, cuando la población creció y se incrementó la demanda, se formaron las primeras empresas y nació la fabricación en serie y se utilizó la inspección como el medio para el control de la calidad. PEMEX también adoptó este método de control y se crearon los departamentos de inspección, laboratorios, y áreas de normatividad que incidieron en el establecimiento de nuestros métodos de trabajo.

El control de la calidad y la inspección, si bien identificaban los productos fuera de especificación, no resolvían los problemas de origen, los costos resultaban altos tanto por productos rechazados como por reprocesos, el impacto fue directo sobre la productividad y rentabilidad e imagen de la empresa.

En el periodo de 1990 a 1993 se observó en PEMEX Refinación acciones tendientes a implantar mejores prácticas para cuidar la calidad y para reducir los



costos, entre ellas podemos destacar los programas para implantar una "Cultura de Calidad Total" primordialmente en las refinerías; en este programa se formaron círculos de calidad que dieron como beneficio la capacitación de algunos mandos medios y el involucramiento de los trabajadores. Finalmente estos grupos desaparecieron por falta de un involucramiento de toda la organización, las propuestas de los trabajadores no fueron atendidas y se perdió la motivación para identificar áreas de oportunidad de mejora de la calidad.

Como respuesta a esta problemática y con el fin de propiciar el involucramiento de todas las áreas de la empresa, a partir de 1993 se formó en PEMEX Refinación una Superintendencia de Sistemas de Calidad que dependía de la Subdirección de Planeación, cuya misión fue lograr la implantación de sistemas de calidad basados en la norma internacional ISO 9000 en todos los centros de trabajo que integran la cadena productiva. Su primera actividad fue capacitarse en el uso de la norma y establecer la metodología para la certificación de los sistemas de calidad de los centros de trabajo y se tomó como programa piloto a la refinería Miguel Hidalgo y al Centro Embarcador de Tula Hgo. (ahora Terminal de Almacenamiento y Distribución de Tula Hgo.).

En el periodo 1993 a 1995 se formalizó la política de calidad de PEMEX Refinación, se definió como prioridad la certificación de todos los centros de trabajo de las Subdirecciones de Producción, Distribución y Comercial; se realizaron 102 auto evaluaciones para diagnosticar el sistema y se establecieron programas de trabajo con las 6 Refinerías, 4 Subgerencias y una Superintendencia de Transporte por Ducto, 5 Terminales Marítimas y 87 Terminales de Almacenamiento y Distribución.

Durante este periodo y con el apoyo de la Subdirección de Finanzas y Administración, se promovió la capacitación de los centros de trabajo y se diseñó un programa con el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey para



impartir una serie de talleres donde se diseñaron los elementos estratégicos de la calidad de cada centro de trabajo: Visión, Misión, Política y Objetivos de Calidad, se formaron Comités de Calidad que posteriormente fueron transformados en lo que ahora conocemos como Consejos de Calidad.

La problemática que significa la implantación en 102 centros de trabajo de PEMEX Refinación dispersos en todo el territorio nacional, provocaron que los avances en la implantación de los sistemas de calidad, no fueran programados, a fines de 1995 y a solicitud de la Dirección General de PEMEX Refinación se concentraron los esfuerzos en un proyecto piloto que sirviera como prototipo y se escogió a la Planta de Ciclohexano de la refinería de Minatitlán para certificarse con la norma ISO 9002, esta acción fue determinante para validar las metodologías establecidas, se modificó la estrategia de certificación de toda la refinería por la de certificación por líneas estratégicas de productos y la sinergia que se provocó con esta certificación permitió que las demás refinerías certificaran en 1996, 8 sistemas.

En el año de 1997 PEMEX Refinación creó la Auditoría de Seguridad Industrial y Protección Ambiental la cual contempla dentro de sus funciones el cuidado de la Seguridad Industrial, Protección Ambiental, Salud Ocupacional, Uso Racional de la Energía y la Calidad, esto fue un cambio importante que definitivamente posicionaba a la calidad como un elemento estratégico de PEMEX Refinación. En este mismo año la Subdirección de Distribución logró la certificación de 2 sistemas de transporte por ducto, siendo el oleoducto de 48 pulgadas (Nuevo Teapa-Salina Cruz) el primer sistema en el mundo que se haya certificado. La Subdirección Comercial logró certificar 5 centros de trabajo, la Terminal de Transporte Terrestre de Salamanca (ahora Terminal de Almacenamiento y Distribución, TAD de Salamanca) le siguieron las TAD's de Cd. Juárez, Villahermosa, Mazatlán y Pajaritos.



Estos sistemas fueron los prototipos que marcaron la pauta para que los demás centros de trabajo hicieran lo mismo. Al terminar el año de 1997 ya tenía 43 sistemas certificados en PEMEX Refinación y se había logrado integrar a la totalidad de las Subdirecciones que forman la cadena productiva.

En el año de 1998 se logró certificar 66 sistemas de calidad, 20 de ductos, 5 de TAD's y 41 de refinerías. En este año las Refinerías terminaron de certificar sus 77 líneas estratégicas y continuaron con sus áreas administrativas y de servicios, a fines de año se tenía un total consolidado de 99 sistemas de calidad certificados en PEMEX Refinación.

En el año de 1999 se lograron certificar 69 sistemas de calidad, 40 correspondieron a ductos y 29 a TAD's, haciendo un total consolidado de 165 sistemas de calidad certificados, adicionalmente se dió mantenimiento y mejora continua a los certificados de años anteriores.

En el 2000, se capitalizó la experiencia obtenida en el diseño, documentación, implantación, certificación y mantenimiento de sistemas de calidad y se obtuvieron 83 certificados, 49 correspondieron a las oficinas de la Subdirección Comercial, sus Gerencias Funcionales y TAD's; 32 sistemas de ductos; 1 de las oficinas de la Subdirección de Producción y 1 a la Auditoría de Seguridad Industrial y Protección Ambiental.

Cabe destacar que ya se logró la certificación de toda la cadena productiva de PEMEX Refinación, todos los centros de trabajo están certificados, la norma seleccionada es la de ISO 9002, se tienen además 2 áreas que fueron certificadas con la norma ISO 9001: La propia ASIPA que certificó los servicios que proporciona de Seguridad Industrial, Protección Ambiental, Salud Ocupacional, Uso Racional de



la Energía y Consultoría en Calidad y la Gerencia de Estaciones de Servicio que certificó la Administración del programa de la franquicia PEMEX.

A la fecha PEMEX Refinación cuenta con 261 sistemas de calidad certificados, 248 corresponden a centros de trabajo que integran la cadena productiva y 13 a oficinas de Subdirecciones y Gerencias.

La implantación y certificación del sistema de calidad ha sido un acierto, actualmente se está viendo el resultado del esfuerzo, sus clientes han expresado su satisfacción por la mejora en los productos y servicios que se proporcionan, la productividad, rentabilidad y calidad de vida de todos los trabajadores ha mejorado y se han sentado las bases para emprender y conseguir mayores retos.

#### **1.4 PEMEX HACIA EL FUTURO.<sup>(17)</sup>**

Para mejorar el desempeño en los centros de trabajo en las áreas de Seguridad Industrial, Salud Ocupacional y Protección Ambiental, las empresas líderes del mundo implantan Sistemas de Administración capaces de proporcionar las herramientas administrativas y técnicas de control que les permitan mantenerse dentro de la alta competencia que genera el actual proceso de globalización.

Dentro de este contexto Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha desarrollado e implantado un sistema de Administración que le permita aumentar su desempeño y dar cumplimiento a su política institucional de Seguridad Industrial y Protección al Ambiente.





### **1.4.1. VISIÓN.**<sup>(17)</sup>

La política Institucional de la Seguridad Industrial y la Protección Ambiental de PEMEX refleja su visión y objetivos como empresa, además de concentrar todas y cada una de las acciones, objetivos y metas relativas a la Seguridad Industrial y la Protección Ambiental.

Así, dentro de la visión de PEMEX, se resalta:

- Su compromiso por mantener una conciencia sobre la Seguridad Industrial y la Protección Ambiental, e integrarla como parte de la cultura institucional.
- Su buen desempeño en Seguridad Industrial y Protección Ambiental permitirá producir valor económico, asegurando la productividad del personal y los activos.
- En general, buscará desarrollar sus actividades de forma que coexistan sus objetivos económicos con los de seguridad en sus trabajadores e instalaciones sin causar tanto daño al medio.

### **1.4.2. POLÍTICA INTERNA.**<sup>(17)</sup>

La preocupación de PEMEX por ser una empresa más segura y competente, se ve reflejada altamente en los objetivos de su política empresarial, los cuáles son:

**Custodia:** Se compromete a usar eficientemente en todas sus actividades, los recursos de la Nación que tiene a su cargo.



**Seguridad Industrial y Salud Ocupacional:** Se compromete a proteger la salud y seguridad en sus empleados, contratistas, visitantes, comunidades adyacentes e instalaciones.

**Administración de Recursos Naturales:** Se compromete a explotar de manera sustentable los recursos no renovables, evitando en lo posible dañar el ambiente.

**Asignación de recursos:** Se compromete a proporcionar los recursos humanos, materiales y económicos necesarios para alcanzar todas las metas señaladas en su política.

**Administración de Riesgos:** Mediante la administración, vigilancia y evaluación busca reducir el riesgo en todas sus actividades, además, elaborará planes de respuestas a emergencias que le permitan responder adecuadamente ante una emergencia.

**Cumplimiento:** Se refiere a vigilar el cumplimiento real de la normatividad vigente, así como, de sus políticas internas en materia de Seguridad Industrial y Protección Ambiental.

**Capacitación y Aprendizaje:** Se compromete a capacitar a sus trabajadores continuamente, tanto en la correcta ejecución de sus actividades como en materia de Seguridad Industrial y Protección Ambiental. Además de aprovechar la experiencia operacional para la prevención de accidentes.

**Integración con la Cultura y Funciones de PEMEX:** La administración de la Seguridad Industrial y Protección Ambiental formarán parte de todos los procesos de gestión de PEMEX.

**Interacción con las comunidades:** Mediante la comunicación e información sobre posibles riesgos potenciales que puedan generar un impacto en las comunidades circunvecinas, PEMEX busca la aceptación y confianza de la sociedad.

**Relaciones con partes interesadas:** PEMEX promoverá y exigirá la administración responsable de la Seguridad Industrial y Protección Ambiental en sus contratistas y proveedores.

**Responsabilidad:** El buen desempeño en la administración, manejo de la Seguridad Industrial y Protección Ambiental es responsabilidad de cada empleado de PEMEX, en forma individual y colectiva.

El cumplimiento de esta política, junto al uso de buenas prácticas administrativas y la aplicación correcta de la normatividad vigente, permitirán que PEMEX sea líder nacional y mundial en los aspectos relativos a la Seguridad Industrial y Protección Ambiental. Para alcanzar este propósito, se requiere tanto el compromiso y esfuerzo de todos sus trabajadores, como el fomento de una cultura en seguridad y protección ambiental basada en la prevención de accidentes/incidentes.

### 1.5. SIASPA.<sup>(6)</sup>

El sistema de administración o Sistema Integral de Administración de la Seguridad y la Protección Ambiental (SIASPA) que PEMEX ha implantado está basado en modelos administrativos de empresas mundiales afines, así como en organismos mundiales (por ejemplo: la OSHA y el CCPS de E.U.A.); y sirve para atacar de forma integral los problemas de seguridad e impacto ambiental originados por cualquier incidente o accidente ocurrido en sus instalaciones.

Por esto, el SIASPA puede definirse como una herramienta administrativa, enfocada al diagnóstico, evaluación, implantación y mejora continua del desempeño en las áreas de seguridad y protección.

#### 1.5.1. ELEMENTOS DEL SIASPA.<sup>(6,10)</sup>

El SIASPA esta formado por 18 elementos heterogéneos, relacionados entre sí y que dependen recíprocamente; es gracias a estas interdependencias e interrelaciones entre los elementos que hacen del sistema una herramienta más



sólida y con gran éxito. Los 18 elementos están distribuidos en tres componentes (Tabla 1) correspondientes a: el recurso humano, los métodos y las instalaciones.

Tabla 1: Elementos de los tres componentes que forman la estructura del SIASPA .

ESTRUCTURA DEL SIASPA	Recurso Humano	1. Política, liderazgo y compromiso
		2. Organización
		3. Capacitación
		4. Salud ocupacional
		5. Análisis, difusión de incidentes y buenas prácticas
		6. Control de contratistas
		7. Relaciones públicas y con las comunidades
	Métodos	8. Planeación y presupuesto
		9. Normatividad
		10. Administración de la información
		11. Tecnología del proceso
		12. Análisis de riesgos
		13. Administración del cambio
		14. Indicadores de desempeño
		15. Auditorías
	Instalaciones	16. Planes y respuestas a emergencias
		17. Integridad mecánica
		18. Control y restauración

Por ser una herramienta administrativa, el SIASPA es de obligado cumplimiento en todas las instalaciones pertenecientes a los Organismos Subsidiarios, Empresas Filiales y Áreas Corporativas de PEMEX, así como, en todas las actividades relacionadas con la institución (por ejemplo: ingeniería básica o de detalle, construcción, instalación, mantenimiento, modificaciones, desmantelamiento, y otras más).



## 1.6. IMPORTANCIA DE LA INFORMACIÓN.<sup>(6)</sup>

Para lograr el cumplimiento de los objetivos del SIASPA, es muy importante la participación de todo el personal y que la información con la que se cuenta de esas áreas sea de calidad; esto es, exacta (libre de errores = actualizada), oportuna (disponible en el momento en que se le requiera) y relevante para todo aquel trabajador que la requiera.

Las personas involucradas con las plantas de proceso de PEMEX accesan a la información de tipo técnico (manuales de operación, manuales de fabricantes, diagramas de los procesos DTI's, DFP's, etc.), de todas y cada una de las plantas, cuando se va a tomar alguna decisión acerca del proceso o la planta, pero si está información no refleja el estado real de la planta no será conveniente tomar una decisión.

Los archivos técnicos se vuelven inútiles cuando no hay un método que permita fácilmente archivar los cambios hechos a las instalaciones y/o a la producción de las plantas, o también, porque estos no son documentados y/o reportados con formalidad.

Dado que el recurso de la información es indispensable para el logro de los objetivos de la política institucional de PEMEX, los programas que respalden la organización de la información, deben tener (Ref. 12):

1. La infraestructura necesaria para mantener, procesar y conservar en forma segura la información,
2. Los procedimientos que aseguren que el proceso de consulta de la información se efectúa de manera rápida y eficaz, con información actualizada y completa,



3. La distribución y localización de la información que permita asegurar su disponibilidad en el campo y en todos aquellos sitios en dónde se requiera para desarrollar actividades asociadas con la tecnología del proceso.

Esto es, con la finalidad de hacer más confiable la toma oportuna de decisiones para el control de los procesos y prevenir, evitar o mitigar los riesgos y malas prácticas en todos los niveles de la organización.

### **1.7. SIDTI.**

Ante esta necesidad, la Unidad de Evaluación y Programación de la refinería Gral. Lázaro Cárdenas de Minatitlán Ver., confió a la UNAM el desarrollo de un Sistema de Información que cumpliera con los requisitos anteriores para proporcionar la información de los archivos técnicos en forma oportuna, correcta y actualizada de cada planta de proceso.

Debido al éxito obtenido en Veracruz, la refinería "Ing. Antonio Dovali Jaime" de Salina Cruz, Oaxaca, decide unirse a dicho proyecto para contar con su propia base de datos o Sistema de Información de los Diagramas Técnicos Inteligentes (SIDTI), nombre otorgado a este proyecto.

Originalmente, el SIDTI iba a ser únicamente un sistema electrónico para la elaboración de diagramas de proceso, actualmente, no sólo es un sistema para la elaboración de diagramas, también es un sistema que proporciona información confiable y oportuna de cada elemento que integra un diagrama.



### 1.7.1. CARACTERÍSTICAS DEL SIDTI.

Algunos ejemplos de la información que proporciona el SIDTI en cada diagrama son:

- Información sobre el diseño y operación de los equipos.
- Balances de materia de la planta.
- Líneas de instrumentación.
- Descripción de las entradas y salidas de material de la planta (límites de batería).
- Descripción de las líneas de proceso y servicios.
- Instrumentación de equipos.
- Descripción de accesorios.
- Listados acerca de notas y revisiones específicas del estado que guarda alguna sección de la planta.

Toda la información que proporciona esta base de datos ha sido extraída de las fuentes originales (diagramas de proceso, manuales de operación, manuales de fabricante, etc).

Como el SIDTI es un sistema de fácil manejo, no se requiere capacitación especializada para su consulta y modificación. El menú de opciones permite llevar al usuario hasta la información solicitada sin mayor dificultad.

Esta compuesto de estructuras de dibujo elaboradas en AutoCad 2000®, cuya elaboración se basa en la norma PEMEX No.1-0030-01 "Guía para la elaboración de planos y formatos para documentos diversos" y el manual "bases para la elaboración de diagramas de flujo"(Ref. 12).



Como se puede observar el SIDTI puede ser de gran ayuda siempre y cuando se conserve actualizado. El hecho de que la versión de un diagrama aparezca en el intranet de PEMEX brinda la oportunidad de consultar una sola versión.

### **1.7.2. PROCEDIMIENTO DE IMPLANTACIÓN.**

El procedimiento para implantar el SIDTI en cada refinería básicamente consistió en (Fig. 1):

1. Recopilar todos los diagramas que se tenían de la planta.
2. Actualización de diagramas dónde se verificó que la información contenida en los diagramas fuera real. De no existir diagramas de la sección, se realizaba el levantamiento.
3. Elaboración de los diagramas en Software AutoCad 2000®.
4. Revisión de los diagramas elaborados por personal de refinería para hacer correcciones, en caso de no tener cambios, los diagramas se aprobaban.
5. Los diagramas ya aprobados se introducen en el Sistema Inteligente.
6. De cada elemento que forma al diagrama se introduce la información que se posee.
7. En este momento ya se cuenta con información de calidad disponible para consulta.
8. En caso de hacer alguna modificación al proceso o la instalación, esta puede ser documentada inmediatamente en el SIDTI.
9. La información contenida en el SIDTI se conserva actualizada, es de calidad y esta disponible para su consulta.



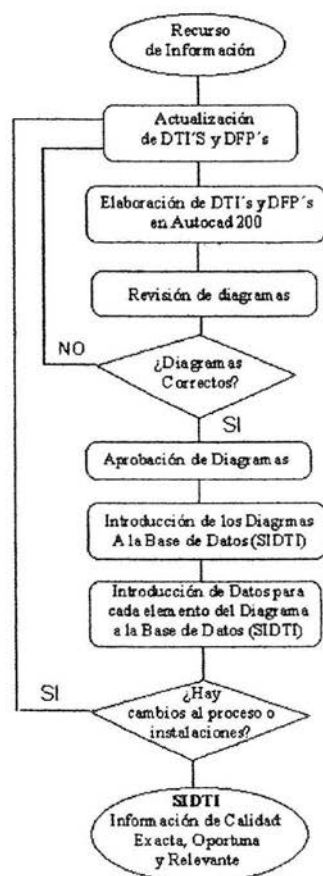


Figura 1. Diagrama de flujo para la implantación del SIDTI.

Una vez instalado el sistema, la dirección y supervisión del proyecto esta a cargo de la Unidad de Evaluación y Programación de la refinería; por esta razón, para modificar la información de la base de datos es necesario contar con la autorización y supervisión del administrador encargado del SIDTI (localizado en la Unidad de Evaluación y Protección de la refinería).

### **1.7.3. IMPORTANCIA DEL SIDTI.**

La información de la base de datos del SIDTI puede ser consultada a través del servidor de páginas WEB de la unidad de informática de la refinería o por la red interna de PEMEX (intranet) en la siguiente dirección:

<http://143.102.2.50/SIDTI/catalogo.asp>

De esta forma, el SIDTI se vuelve una herramienta importante para la toma de decisiones, al cumplir satisfactoriamente con los tres atributos de una información de calidad.

El SIDTI también esta relacionado con algunos elementos del SIASPA: Administración de la Información, Tecnología del Proceso, Análisis de Riesgos y Administración al Cambio; como se observa en la Tabla 1.7.3.

El SIDTI al ser una herramienta que permite actualizar, recopilar, integrar y difundir la información de tipo técnico de todas las plantas, apoya al SIASPA en la prevención de accidentes y es un medio eficaz para la toma de decisiones en actividades de prevención y control. Por esto, su correcta implantación repercute en la seguridad de trabajadores, instalaciones y la protección al ambiente.



Tabla 2. Relación del SIDTI con los siguientes cuatro elementos del SIASPA.

Elemento del SIASPA	Relación
10. Administración de la Información	Para todas las actividades en la empresa es necesario, en beneficio de la Seguridad y Protección Ambiental, contar con información confiable, suficiente y oportuna.
11. Tecnología del Proceso	Los paquetes de tecnología de los procesos contienen los aspectos necesarios para identificar y entender los riesgos involucrados, por lo tanto, siempre estarán actualizados.
12. Análisis de Riesgos	Todos los métodos de identificación de riesgos se basan en los diagramas técnicos de plantas de proceso, por lo que se deberá comprobar su actualización y confiabilidad.
13. Administración del Cambio	Todos los cambios de materiales, procesos, equipos e instalaciones, deben ser revisados porque pueden originar nuevos riesgos e impactos y anular la valoración de los riesgos o impactos analizados antes del cambio.



## **CAPÍTULO II**

# ***ADMINISTRACIÓN DEL CAMBIO***





## 2.1 DESARROLLO<sup>(10)</sup>

El proceso de la Administración del Cambio, ocurre cuando se realiza la modificación a materiales, procesos y equipo, componente o instalación de la refinería en fecha posterior a la de diseño, construcción u operación original. Se debe considerar la administración del cambio cuando la propuesta de cambio afecta a cualquiera de los siguientes aspectos:

- Química del proceso.
- Materias primas o aditivos.
- Límites establecidos para la operación segura (temperatura, presión, cantidades de flujo, orden de adicción o experimentación).
- Procedimientos operativos.
- Nuevas conexiones, desmontajes, supresiones, modificaciones o desviaciones de equipos, tuberías o instrumentación.
- Clasificación de área eléctrica.
- Programas o equipos de computo.
- Alarmas, interlocks o puntos preestablecidos de relevo.
- Materiales de construcción.
- Especificaciones de diseño.
- Estado de operación (por ejemplo desmontajes).<sup>1</sup>

Todas las modificaciones a los diseños y procedimientos, así como los cambios de uso de un equipo o sistema, deben tener su fundamento en un estudio previo realizado por personal autorizado y estará de acuerdo con los códigos, especificaciones, normas y reglamentos vigentes que garanticen su correcto

---

<sup>1</sup> Nota: Como referencia de los pasos a seguir para el proceso de la administración del cambio, ver el flujograma Anexo A.



funcionamiento, también, es necesario señalar que ninguna instalación o modificación catalogada como provisional, deberá presentar riesgos adicionales a los de una permanente y además, deberá eliminarse cuando desaparezca la urgencia que la originó. En caso de que se modifiquen los procesos productivos, procedimientos de trabajo, instalaciones, distribución de planta y con ello los puestos de trabajo, o se empleen nuevos materiales, el programa o la relación de medidas de seguridad e higiene en el centro de trabajo, deberán modificarse y adecuarse a las nuevas condiciones y riesgos existentes.

Es necesario elaborar y mantener actualizado, en cuanto a los cambios de procesos o sustancias químicas peligrosas presentes en el centro de trabajo, un estudio para analizar los riesgos potenciales de sustancias químicas peligrosas.

Los cambios temporales deben administrarse igual que los definitivos, solo que con un período de operación predeterminado, al término del cual deben ser retirados y retornarse a las condiciones originales o de diseño.

La máxima autoridad del centro de trabajo debe nombrar formalmente a un administrador de cambios (AC), asignándole funciones, atribuciones y responsabilidades.

Los "proyectos de cambio" deben ser analizados por un grupo multidisciplinario para aprobar su ejecución y posteriormente su inicio de operación; este grupo debe formarlo el administrador de cambios con personal del centro de trabajo cuya especialidad dependerá de las características del cambio, debiendo incluir, entre otros, a los responsables de atender las funciones de operación, mantenimiento, seguridad industrial, salud ocupacional y protección ambiental del centro de trabajo.



Debe realizarse un análisis de riesgos a la instalación industrial en la que se realice un cambio, con el propósito de identificar los riesgos asociados a éste y diseñar las acciones para su prevención y control. La definición de la técnica de análisis a emplear, el alcance del estudio, la ejecución, el control etc., deben observar lo dispuesto en el elemento 12 (“Análisis de Riesgos”) del SIASPA.

Todos los cambios deben codificarse empleando la clave alfa-numérica que se muestra en la figura número 2, con el propósito de que puedan rastrearse durante el proceso de cambio y durante la vida útil de la instalación.

Los registros que se generen con motivo de la “Administración de Cambios” (solicitudes, autorizaciones, minutas, programas, planos, memorias de cálculo, análisis de riesgos, resultados de inspecciones y pruebas, gráficas, etc.), deben mantenerse a resguardo durante la vida útil de la instalación y administrarse observando lo dispuesto en los elementos: 10 (“Administración de la Información”) y 11 (“Tecnología del Proceso”) del SIASPA.

Debe garantizarse que la información técnica de los procesos, del diseño de equipos e instalaciones, de las partes de repuesto y de los materiales empleados (materias primas, productos intermedios y terminados, insumos y residuos, etc.), se mantenga actualizada respecto de los cambios que se realicen, para lo cual, debe observarse lo dispuesto en el elemento 11 (“Tecnología del Proceso”) del SIASPA.

Los equipos, tuberías, sistemas, circuitos, dispositivos, etc., que se incorporaron con motivo del cambio, o que fueron sometidos a cambios, deben incorporarse a los planes y programas de inspección, pruebas, calibración, ajuste, mantenimiento, etc., correspondientes.

Es necesario capacitar al personal involucrado en la aplicación del presente documento, para lo cual, en los programas de capacitación del centro de trabajo debe incluirse la temática de "Administración de Cambios"; así mismo, el personal que realiza actividades de operación, mantenimiento, inspección, etc., en las instalaciones sujetas a cambios, deben ser capacitados para atender los nuevos requerimientos derivados del cambio. Para esta actividad debe observarse lo dispuesto en el elemento 3 ("Capacitación") del SIASPA.

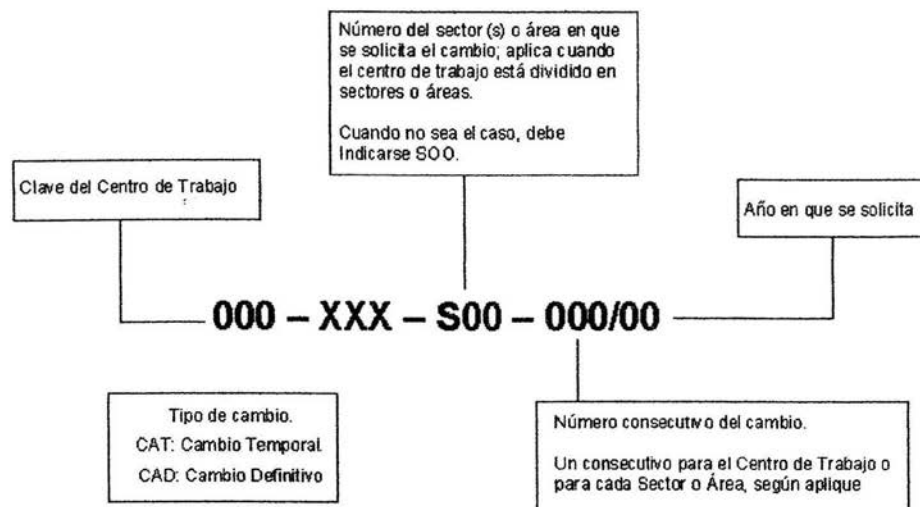


FIGURA 2. Clave alfa-numérica para codificar los proyectos de cambio.(13)

Los cambios que se generen durante las etapas de construcción o de pruebas y arranque de instalaciones industriales nuevas, deben ser aprobados por el licenciador correspondiente; para lo cual, el responsable de la entidad constructora de la nueva instalación será el encargado de realizar los trámites respectivos, a solicitud del coordinador del grupo de recepción.





Debe practicarse una auditoría interna anual a la aplicación de este documento normativo, dando seguimiento a las no-conformidades detectadas hasta su atención definitiva. Estas auditorías deben cumplir lo dispuesto en el elemento 15 ("Auditorías") del SIASPA. Es facultad de la SASIPA del Organismo PEMEX Refinación, practicar auditorías externas cuando lo juzgue conveniente.

Los aspectos no previstos en el SIASPA, relacionados con la realización de cambios, deben analizarse por parte del administrador del cambio, y del Grupo de Trabajo o del grupo de recepción, según sea el caso, para definir las acciones procedentes.



Tabla 3. Cambios representativos que se aplican a instalaciones industriales (relación ilustrativa, no limitativa).

• Las modificaciones a instalaciones industriales en operación para integrar instalaciones nuevas.
• Las modificaciones para incrementar la capacidad de producción de unidades de proceso.
• La incorporación de equipo nuevo no considerado originalmente.
• La sustitución de equipos por otros de características diferentes al original.
• La aplicación de soldadura de metalurgia diferente a la especificada.
• El empleo de equipo estático o dinámico, tubería, válvulas, dispositivos de relevo de presión, conexiones, internos de tubería y equipo, empaques, tomillería, etc. de materiales de construcción diferentes a los especificados en el diseño.
• El empleo de válvulas, bridas y demás conexiones de clase (libraje) diferente al especificado en el diseño.
• La colocación de conexiones "bypass" en equipos que se encuentran normalmente en operación.
• La incorporación a instalaciones en operación, de equipo usado que fue dado de baja en otras instalaciones industriales.
• La modificación de la Presión de Ajuste de dispositivos de relevo de presión o el cambio del resorte de estos dispositivos por otro de características diferentes al original.
• El empleo de tubería, conexiones o mangueras provisionales como parte del proceso.
• El empleo de conexiones eléctricas provisionales para satisfacer requerimientos del proceso.
• La introducción de nuevos o diferentes productos químicos al proceso, como reactivos, catalizadores, inhibidores de corrosión, desemulsificantes, antiespumantes, entre otros.
• El suministro alternativo de materiales de proceso, catalizadores, reactivos, etc., empleando acumuladores o tanques temporales dentro de la instalación.
• Las modificaciones a los procesos o equipos que originen cambios en los requerimientos de los sistemas de relevo de presión.
• El procesamiento de materias primas con especificaciones diferentes a las establecidas en el diseño original.
• Los cambios de servicio de tanques de almacenamiento.
• Los cambios a los procedimientos operacionales incluyendo procedimientos de arranque para normal y paro de emergencia.
• Los cambios significativos a las condiciones de operación incluyendo entre otras: Presión, Temperatura y Flujo.
• Los cambios de servicio de trayectoria de tubería de transporte.
• La colocación o el empleo de instalaciones eléctricas convencionales en áreas eléctricas clasificadas.
• La relocalización de áreas en donde se realizan trabajos en "caliente" y que no requieren permiso de trabajo a otras áreas que si lo requieren.
• Poner en operación equipos, tuberías, accesorios, etc., después de que estuvieron fuera de servicio, durante periodos largos y sin recibir mantenimiento.
• Continuar la operación teniendo fuera de servicio un sistema esencial de seguridad (por ejemplo: una válvula de relevo de presión, un disco de ruptura, un interlock, etc.)
• Cambios al software de los sistemas de control automático de los procesos.
• Colocación de válvulas de aislamiento no considerados originalmente.



## 2.2 IMPORTANCIA DEL ANÁLISIS DE RIESGOS EN LAS ADMINISTRACIONES AL CAMBIO.<sup>(9)</sup>

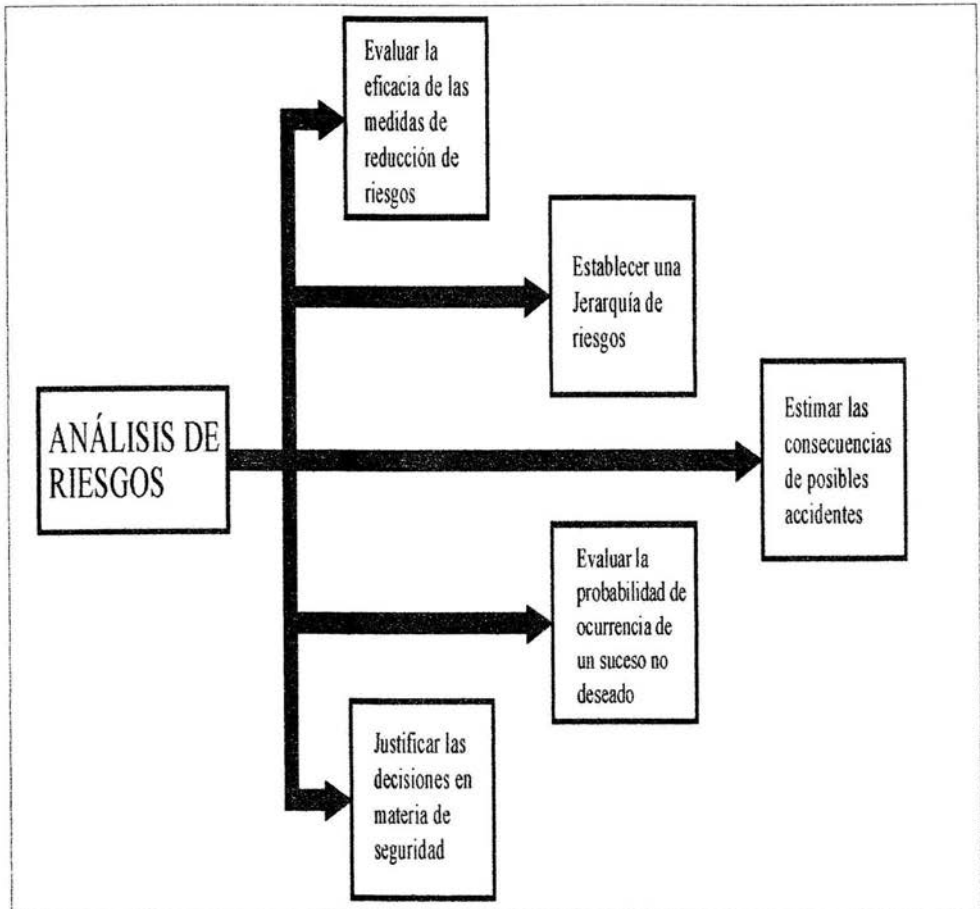
Cualquier modificación o cambio del diseño original de la planta, nos puede generar nuevos riesgos, es por eso que es necesario efectuar un análisis de riesgos que va ser de mucha utilidad debido a que este nos permite identificar las causas de un accidente y los mecanismos de su desarrollo, así como también, nos permite evaluar las consecuencias. Además, el análisis justifica las decisiones que se toman para la implementación de medidas correctivas que reduzcan la probabilidad de ocurrencia de un accidente o cuando menos, se mitigan sus consecuencias a la hora de efectuar un cambio. En la figura 3 se muestra la utilidad de un análisis de riesgos.

En consecuencia, los análisis de riesgos de procesos pueden originar alguna modificación que ayude a mitigar o reducir algún riesgo o bien desechar o aceptar alguna propuesta de cambio; además de que es indispensable realizarlo para tener una correcta Administración del Cambio.

Existe una diferencia clara entre **riesgo** y **peligro** aunque frecuentemente se habla de que hay un peligro elevado cuando en realidad se quiere decir que el nivel de riesgo es alto. Para decidir si un riesgo es o no aceptable, se requiere estimar su magnitud mediante un análisis de riesgos, es decir, se requiere hacer una estimación cuantitativa del nivel de peligro potencial que representa una actividad, tanto para las personas como para los bienes materiales, en términos de la magnitud del daño y la probabilidad de que tenga lugar.



Figura 3. Utilidad de un análisis de riesgos.



Un riesgo puede ser aceptado en su nivel actual o puede ser reducido. La decisión implica estimar la magnitud de las consecuencias que pueden derivarse de un accidente y de la probabilidad del mismo, así como el costo de las medidas correctivas. En la figura 4 se muestra las etapas resumidas de un análisis de riesgos.



### 2.3 TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE RIESGOS.

Existen varias técnicas de identificación y evaluación de riesgos que han demostrado ser eficientes en la práctica profesional desde hace varios años, sin embargo, estas técnicas difieren en la forma de rastrear y evaluar los riesgos en una unidad de proceso y en la aportación de resultados para eficientizar su operabilidad. La identificación de riesgos es el paso más importante del análisis, puesto que cualquier riesgo no identificado no puede ser objeto de estudio y se vuelve un riesgo incontrolable. Una vez identificado el riesgo es probable que se tomen las medidas necesarias para reducirlo, incluso si la evaluación cuantitativa es defectuosa. Los métodos de identificación de riesgos se dividen en las siguientes tres categorías:

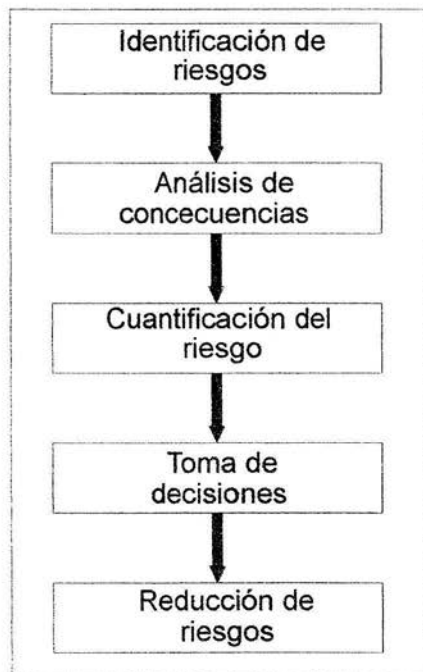


Figura 4. Etapas de análisis de riesgos.



### **Métodos comparativos**

- Códigos, estándares y normas.
- Listas de comprobación (checklists).
- Análisis histórico de accidentes.

### **Índices de riesgo**

- Índice Dow y Mond

### **Métodos generalizados**

- Análisis de modos de falla y sus efectos (FMEA).
- Análisis de árbol de sucesos (ETA).
- Análisis de error humano.
- Análisis "What-If".
- Análisis de riesgos y operabilidad (HazOp).
- Análisis de árbol de fallas (FTA).
- Análisis de consecuencias/efectos.

## **2.3.1 MÉTODOS COMPARATIVOS.**

Los métodos comparativos se basan en la experiencia acumulada, de varios años, de las personas involucradas directamente con los procesos en determinadas áreas. Los índices de riesgos, aunque no identifican peligros específicos, son útiles para señalar las áreas de mayor concentración de riesgo, es decir, establece una jerarquización de riesgos por áreas, las cuales requieren un análisis de riesgos más profundo, con técnicas generalizadas; por ejemplo, con la técnica HazOp junto con la técnica FTA (Fault Tree Analysis). Los métodos generalizados proporcionan esquemas de razonamiento más sistemáticos y son herramientas de análisis más versátiles y útiles.



### **i. Códigos, estándares y normas.**

Esta es una técnica comparativa de identificación de riesgos que se usa para evaluar la seguridad de una planta de procesos. La mayoría de las plantas químicas, de refinación y petroquímicas han elaborado manuales técnicos internos que indican como diseñar, fabricar, distribuir, instalar, operar, modificar y desmantelar los equipos de procesos. Estos manuales siempre cumplen con la legislación local, nacional y con estándares de las distintas ramas de ingeniería, en forma de códigos y normas (ASME, ASTM, API, NFPA, TEMA, etc.). Estos últimos como parte complementaria a la experiencia de las plantas, documentada en dichos manuales técnicos internos. El procedimiento que se debe seguir al aplicar esta técnica es el siguiente:

- Utilizar los manuales técnicos internos que están disponibles.
- Usar los códigos y estándares de ingeniería para la evaluación y confiabilidad del diseño.
- Sí se detectan diferencias en el diseño con respecto a los requerimientos documentados, investigar las razones por las cuales no se siguieron los procedimientos usuales y establecer las medidas correctivas si estas son necesarias.

### **ii. Lista de comprobación (checklist).**

La lista de comprobación es un método comparativo de identificación de riesgos que requiere la experiencia acumulada por una organización industrial y es un recordatorio útil que permite comparar el estado de un sistema con una referencia externa establecida para garantizar su funcionamiento, identificando directamente carencias de seguridad o áreas que requieren un estudio de riesgos más profundo.



Esta lista puede ser aplicada para la evaluación de equipos, materiales o procedimientos.

### **iii. Análisis histórico de accidentes.**

Este tipo de análisis usa la información de accidentes ocurridos. Los peligros identificados durante el análisis son reales, siendo esto su principal ventaja y a la vez su principal desventaja, debido a que durante este análisis se toman en cuenta sólo las causas que provocaron el accidente y no considera todas las posibilidades importantes que pudieron haberlo materializado. Además, la información disponible sobre un accidente es limitada, ya que estos, en muchos de los casos, se registran incompletamente o no se registran. Esto último, debido a que muchos de los riesgos potenciales que pudieron haber tenido consecuencias catastróficas no se transformaron en accidente potencial, por circunstancias afortunadas. Aún con sus desventajas, el análisis histórico de accidentes es útil porque identifica peligros concretos que permiten a las plantas iniciar un análisis de riesgos más profundo para tomar la decisión, con base a su probabilidad de ocurrencia y su magnitud de daño, de aceptarlo o no.

## **2.3.2 ÍNDICES DE RIESGOS.**

### **i. Índice Dow y Mond.**

Son metodologías sencillas de aplicar y proporcionan una estimación rápida y fiable del orden de magnitud de determinados riesgos (índice de riesgo). Este valor numérico se calcula tomando en cuenta aspectos relacionados con los riesgos intrínsecos, las cantidades manejadas, condiciones de operación, etc.





Para analizar una planta, ésta debe ser dividida en unidades de proceso que serán estudiadas individualmente para atribuirles un valor numérico (índice) que representará el grado de su peligrosidad y cuando todas las unidades posean un índice se podrán tomar decisiones en base a su peligrosidad.

Para su desarrollo se requiere el apoyo de ingenieros familiarizados con el proceso y elementos del departamento de seguridad; tener acceso a: información del proceso, plano de localización de equipo actualizado y los formatos especiales o guías técnicas publicadas para el empleo de estos métodos. Este puede usarse en todas las etapas de la planta.

Ambos métodos, básicamente consisten de las siguientes etapas:

1. Selección de las unidades de proceso.
2. Determinación del factor material.
3. Determinación de los factores de riesgo concurrentes,
  - a) riesgos generales ( $F_1$ ) y
  - b) riesgos especiales del proceso ( $F_2$ ).
4. Determinación del factor de riesgo de la unidad ( $F_3$ ).
5. Cálculo del índice de incendio y explosión (IIE).
6. Cálculo del área de exposición
7. Cálculo del máximo daño probable en la propiedad (MDPP).
8. Estimación de los días de parada para reparar o sustituir el equipo dañado.

La diferencia entre ambos índices se encuentra en los aspectos que cada uno considera para la determinación del factor material; el Dow considera la



inflamabilidad de las sustancias y su reactividad, y el Mond además de los anteriores, agrega el aspecto de toxicidad. El índice Dow en la 6ta. edición toma en cuenta aspectos de toxicidad al incluir la penalización específica.

### **2.3.3 MÉTODOS GENERALIZADOS.**

#### **i. Análisis de modos de fallas y sus efectos (FMEA).**

El análisis FMEA (Failure Modes and Effects Analysis) consiste en un examen de componentes individuales con el objetivo de evaluar el efecto que una falla de estos mismos pueda tener sobre el sistema. Es un análisis sistemático, que se realiza poniendo énfasis en fallas de funcionamiento de componentes. En el contexto de este análisis, una modalidad de falla es un síntoma, una condición o un modo de operación asociado a la falla del componente. El modo de falla puede identificarse como una pérdida de la función del componente, funciona prematuramente, funciona fuera de tolerancia o una característica física indeseada, por ejemplo, una fuga pequeña. En el análisis FMEA todos los modos conocidos de falla de los componentes se consideran por turnos y las consecuencias de la falla son analizadas y registradas. Para llevar a cabo el FMEA se requiere de los siguientes componentes:

- Diagramas de tubería e instrumentación.
- Diagramas eléctricos.
- Procedimientos de operación.
- Diagramas de lógica instrumental.
- Información sobre controles e independencia.

El equipo de trabajo debe tener la información suficiente para comprender el diseño y la operación de un componente y su interacción con el sistema del que forma



parte. Como siguiente paso se debe definir un formato adecuado para el estudio, con esto se logra una mayor coherencia en el análisis.

## **ii. Análisis de árbol de sucesos (ETA)**

Esta técnica surge de un suceso determinado e investiga mecanismos razonables mediante los cuales éste puede tener lugar. El análisis de árbol de sucesos (Event Tree Analysis) evalúa las consecuencias que puedan tener lugar a partir de un suceso determinado. El ETA hace énfasis en un suceso inicial que supone que ha ocurrido, se construye el árbol lógico que conecta dicho suceso inicial con los efectos finales, donde cada rama del árbol representa una línea de evolución que conduce a un efecto final o bien se anula la secuencia de circunstancias evitando el efecto final.

## **iii. Análisis de error humano.**

El análisis de error humano es una evaluación sistemática de los factores que influyen en el comportamiento y desempeño del personal de la planta. Durante el análisis se buscan los factores físicos y ambientales involucrados en el trabajo, como habilidades, nivel de conocimiento, adiestramiento, etc., del personal. El propósito de este análisis es localizar áreas o situaciones en las cuales la persona encargada está expuesta a tomar decisiones impropias que podrían conducir a un evento indeseable. Los resultados de un análisis de error humano son: Una lista de errores humanos que podrían ocurrir durante las operaciones normales y de emergencia, una lista de factores que contribuyen a cometer errores y lista de recomendaciones propuestas para eliminar o reducir dichos errores. La información que se requiere para realizar un análisis de error humano es la siguiente:



- Procedimientos de operación normal y de emergencia.
- Conocimiento del nivel de capacitación y adiestramiento a los empleados.
- Descripción de tareas y arreglo de los tableros de control y alarmas.

#### **iv. Análisis What-if.**

El What-if, (¿Qué pasa si?), es un método menos estructurado que el análisis HazOp. Debido a esta falta de estructuración, se requiere mayor experiencia por parte de las personas que lo aplican o que sea aplicado por un grupo de personas con experiencia en la operación de la unidad de proceso en estudio, ya que de lo contrario se tienen omisiones importantes. El objetivo de un What-if es buscar consecuencias de posibles eventos no deseados y se aplica en el diseño, construcción, modificación y operación de instalaciones industriales. Este método requiere la siguiente información: Diagramas de tuberías e instrumentación (DTI's) y procedimientos de operación.

#### **v. Análisis de Riesgos y Operabilidad “HazOp”.**

El HazOp es una técnica que fue desarrollada para identificar riesgos y mejorar la operabilidad de una planta de procesos. Esta puede ser usada durante el diseño, modificación u operación de una instalación, usando una lista de palabras guías que en combinación con los parámetros de proceso producen la desviación de la intención del proceso, diseño u operación que puede ocurrir en un nodo de estudio. El principio del estudio HazOp es la suposición de que los problemas o riesgos de operación, aparecen como consecuencia de las desviaciones de las condiciones normales en una determinada etapa de la planta, este se puede aplicar en la etapa de diseño como si ya estuviera construida la instalación. Por último, podemos decir que el HazOp es una forma estructurada del análisis What-If.



## 2.4 VIABILIDAD DEL CAMBIO.<sup>(13)</sup>

La persona que identifica la necesidad de realizar un cambio a una instalación industrial (solicitante), debe proponerlo al responsable operativo de dicha instalación, mediante el formato "SOLICITUD DE CAMBIO", que para el caso específico de PEMEX, es el formato DG-SASIPA-SI-04901-F-01 (anexo B).

Cuando la instalación industrial se encuentre en etapa de construcción o de pruebas y arranque, el solicitante debe proponer el cambio al coordinador del grupo de recepción.

El responsable operativo o el coordinador del grupo de recepción integra al grupo de trabajo o al grupo de recepción, según aplique. El grupo de trabajo, o en su caso, el grupo de recepción (en adelante "el GT o el GR"), debe analizar la solicitud, determinar si la propuesta cumple con la definición de cambio y decidir si éste es viable, anotando los resultados en el formato "ANÁLISIS SOLICITUD DE CAMBIO", que para el caso específico de PEMEX, es el formato DGSASIPA-SI-04901-F-02 (anexo B).

Las propuestas que no cumplan con la definición de "cambio" o que no sean viables, no deben sujetarse a esta una administración al cambio, lo cual debe informarse al solicitante, dándose por concluido el proceso de cambio.

## 2.5 ELABORACIÓN DEL "PROYECTO DE CAMBIO".<sup>(15)</sup>

El grupo de trabajo o el grupo de recepción deben elaborar el proyecto de cambio de aquellas propuestas clasificadas como viables y que cumplan con la definición de "cambio", empleando un formato denominado "PROYECTO DE CAMBIO", en el caso de PEMEX, es DG-SASIPASI-04901-F-03 (Anexo B).



Para el llenado del formato "PROYECTO DE CAMBIO", debe observarse lo dispuesto en el instructivo correspondiente, el cual se imprimirá al reverso de la hoja 1 de 5 del formato de DG-SASIPA-SI-04901-F-03 (Anexo B).

El proyecto de cambio, debidamente requisitado, deben firmarlo los integrantes del grupo de trabajo de la instalación o el coordinador del grupo de recepción, según sea el caso, en los campos correspondientes de la sección 17.1 del formato DG-SASIPA-SI-04901-F-03 (Anexo B), y enviarlo al administrador del cambio.

Cuando la instalación se encuentre en etapa de construcción o de pruebas y arranque, el coordinador del grupo de recepción también debe enviar el "PROYECTO DE CAMBIO" al licenciador para su aprobación, a través del responsable de la entidad constructora.

## **2.6 APROBACIÓN DEL CAMBIO.**<sup>(15,10)</sup>

El administrador del cambio, al recibir el "PROYECTO DE CAMBIO", genera el expediente correspondiente, identificándolo con la misma codificación.

El administrador del cambio integra al grupo multidisciplinario que analizará el proyecto. El mismo convoca y dirige las reuniones necesarias para que el grupo multidisciplinario analice el "PROYECTO DE CAMBIO", elaborando para cada caso los registros correspondientes. En caso de requerirse, el grupo de trabajo o el grupo de recepción deben proporcionar la información faltante o hacer las aclaraciones pertinentes. El grupo multidisciplinario debe dictaminar respecto de la aprobación del cambio.



En caso de no aprobar el proyecto, el administrador del cambio debe marcar el campo **“No”**, firmar en la sección 17.2 del formato e indicar las razones de esa decisión en la sección 18; posteriormente enviar éste al grupo de trabajo o al grupo de recepción, terminando el proceso.

En caso aprobatorio, el administrador del cambio debe marcar el campo **“Si”** y firmar en la sección 17.2 del formato DG-SASIPA-SI-04901-F-03 (Anexo B), para posteriormente enviarlo a la máxima autoridad del centro de trabajo para su autorización.

Cuando la instalación se encuentra en etapa de construcción o de pruebas y arranque, debe contarse con la aprobación del licenciador correspondiente.

En caso de que el licenciador no apruebe el **“PROYECTO DE CAMBIO”**, lo comunicará formalmente al coordinador del grupo de recepción a través del responsable de la entidad constructora de la nueva instalación; en estos casos, el cambio no procederá y debe darse por concluido el proceso.

En todos los casos, los registros derivados de las reuniones del grupo multidisciplinario deben incorporarse al formato DG-SASIPA-SI-04901-F- 03 (Anexo B).

Los proyectos de cambio aprobados por el grupo multidisciplinario y/o por el licenciador, según sea el caso, debe analizarlos la máxima autoridad del centro de trabajo y de así considerarlo, autorizarlos para su ejecución mediante su firma en el campo 17.3 del formato DG-SASIPA-SI-04901-F-03 (Anexo B).



## 2.7 PLANEACIÓN DEL PROYECTO DE CAMBIO<sup>(2,4,13)</sup>

### 2.7.1 PLANEACIÓN DE LA EJECUCIÓN FÍSICA DEL CAMBIO.

El responsable operativo o el coordinador del grupo de recepción, el administrador del cambio y el grupo multidisciplinario, deben planear la ejecución física del cambio, definiendo las actividades a realizar, las cuales pueden ser, entre otras:

- Quién ejecutará el cambio (contratista o con recursos propios).
- La elaboración de las especificaciones del proyecto.
- La determinación de los requerimientos presupuestales y su solicitud.
- La ejecución de la ingeniería básica y de detalle.
- La realización del análisis de riesgos.
- Los estudios de impacto ambiental y el cumplimiento de los requerimientos gubernamentales aplicables.
- La elaboración de las requisiciones o de los paquetes de concurso.
- La licitación pública y la elaboración del contrato.
- La procura de los equipos y materiales requeridos.
- La preparación del manual de operación detallado, incluyendo instrucciones de mantenimiento, seguridad y salud.
- La construcción.
- El arranque y pruebas de garantía.
- La revisión de seguridad previa al inicio de operación.
- El inicio de operación.



## **2.7.2 PLANEACIÓN DE LA EJECUCIÓN DE LAS ACCIONES DERIVADAS DEL IMPACTO DEL CAMBIO.<sup>(13)</sup>**

El responsable operativo o el coordinador del grupo de recepción, el administrador del cambio y el grupo multidisciplinario, deben planear la ejecución de las actividades relacionadas con el impacto del cambio en la seguridad industrial, salud ocupacional y protección ambiental, las cuales se citan a continuación y se describen con detalle en las secciones 13 a 16 del formato "PROYECTO DE CAMBIO" (Anexo B):

- Requerimientos de revisión de seguridad industrial, salud ocupacional y protección ambiental.
- Requerimientos de actualización de la información de los procesos.
- Requerimientos de capacitación-entrenamiento.
- Requerimientos de actualización de procedimientos.

El responsable operativo o el coordinador del grupo de recepción, el administrador del cambio y el grupo multidisciplinario, deben elaborar los programas de trabajo correspondientes, nombrando a los responsables de la ejecución o coordinación de las actividades a realizar, estableciendo las fechas de terminación respectivas.

Deben implementarse mecanismos para controlar los avances en la ejecución del cambio, posibilitando con ello la oportuna toma de decisiones en casos de desviaciones.

## **2.8 EJECUCIÓN DEL PROYECTO DE CAMBIO.<sup>(6)</sup>**

Los ejecutores de las actividades del cambio (internos o externos), deben realizar las actividades descritas en los programas de trabajo, apegándose a lo dispuesto en las especificaciones del proyecto y en el contrato de obra.

Durante las etapas de ejecución del cambio, el grupo de trabajo o el grupo de recepción deben verificar el cumplimiento de lo dispuesto en los programas de trabajo, en las especificaciones del proyecto y en el contrato de obra respectivos, aplicando lo procedente de la edición vigente del documento normativo de PEMEX, DG-SASIPA-SI-06920 (Anexo B).

En caso de identificar desviaciones durante las verificaciones, los integrantes del grupo de recepción o del grupo de trabajo deben elaborar los reportes de campo respectivos y entregarlos al responsable operativo o al coordinador del grupo de recepción, quienes solicitan a los ejecutores las correcciones pertinentes y a las cuales deben dar seguimiento hasta su atención definitiva.

## **2.9 REVISIÓN PREVIA AL INICIO DE OPERACIÓN.<sup>(12)</sup>**

Al concluir las etapas de construcción, inspección y pruebas del cambio (obra mecánica) y antes de su inicio de operación, el grupo de trabajo o el grupo de recepción debe verificar las condiciones de seguridad prevalecientes y el cumplimiento de los requerimientos ambientales, en base a lo dispuesto en la edición vigente del documento normativo DG-SASIPA-SI-06920, (Anexo B), generando las evidencias documentales correspondientes.



Paralelamente, el grupo de trabajo o el grupo de recepción debe verificar la atención total de las actividades relacionadas con el impacto del cambio en la SI, SO y la PA, descritas en las secciones 13 a 16 del formato de "PROYECTO DE CAMBIO", (Anexo B), generando en cada caso los registros respectivos.

En caso de identificar desviaciones durante la revisión previa al inicio de operación, los integrantes del grupo de trabajo o el grupo de recepción deben elaborar los reportes de campo respectivos y entregarlos al responsable operativo o al coordinador del grupo de recepción, quien solicita a los ejecutores la atención correspondiente, repitiéndose este proceso las veces que sea necesario hasta su atención definitiva.

## **2.10 AUTORIZACIÓN PARA EL INICIO DE OPERACIÓN.** <sup>(13)</sup>

Esta actividad se realiza una vez concluida satisfactoriamente la revisión previa al inicio de operación.

El responsable operativo o el coordinador del grupo de recepción, debe solicitar al administrador del cambio la autorización para el inicio de operación de la instalación, equipo, tubería, sistema, etc., involucrado en el cambio, mediante el formato "AUTORIZACIÓN INICIO DE OPERACIÓN" (DG-SASIPA-SI-04901-F-04), (Anexo B), incorporando a éste los registros derivados de la revisión previa al inicio de operación.

El administrador del cambio debe convocar y dirigir las reuniones necesarias para que el grupo multidisciplinario analice la solicitud de inicio de operación del cambio, elaborando para cada caso los registros correspondientes.



El grupo multidisciplinario debe dictaminar respecto de la autorización para el inicio de operación del cambio.

En caso de requerirse, el grupo de trabajo o el grupo de recepción debe proporcionar la información faltante o hacer las aclaraciones pertinentes.

En caso aprobatorio, el administrador del cambio debe elaborar la minuta correspondiente y firmar el formato DG-SASIPA-SI-04901-F-04, (Anexo B); éste formato, junto con las minutas derivadas de las reuniones del grupo multidisciplinario y el "PROYECTO DE CAMBIO" (DG-SASIPA-SI-04901-F-3), (Anexo B), deben enviarse a la máxima autoridad del centro de trabajo para su autorización.

La máxima autoridad del centro de trabajo debe revisar la "AUTORIZACIÓN INICIO DE OPERACIÓN" y dictaminar respecto de la autorización del inicio de operación del cambio.

En caso de requerirse, el administrador del cambio debe proporcionar la información faltante o hacer las aclaraciones pertinentes, apoyándose con el grupo de recepción o el grupo de trabajo.

En caso aprobatorio, la máxima autoridad del centro de trabajo debe firmar en la sección correspondiente del formato DG-SASIPA-SI-04901-F-04, (Anexo B), concluyendo el proceso de cambio.

Una vez autorizado el inicio de operación de la instalación, sistema, tubería, circuito, equipo, dispositivo, etc., que fue sometido a un cambio, debe procederse a ejecutar las maniobras correspondientes para ello, observando las medidas de seguridad y lo dispuesto en los documentos normativos aplicables.



## **2.11 RESPONSABILIDADES.<sup>(13)</sup>**

### **Del Gerente de la Refinería.**

- Autorizar la ejecución del cambio.

### **Del Jefe de la Unidad de Producción.**

- Implantar este procedimiento en las áreas a su cargo.
- Revisar y aprobar la propuesta de cambio en el ámbito de su competencia.
- Solicitar al Gerente de la Refinería, la autorización para efectuar el cambio propuesto.

### **Del Superintendente de Inspección Técnica y Seguridad Industrial.**

- Implantar este procedimiento en las áreas a su cargo.
- Revisar y aprobar la propuesta de cambio en el ámbito de su competencia.
- Solicitar a operación el estudio de análisis de riesgos del cambio propuesto y coordinarlo.

### **Del Jefe de la Unidad de Evaluación y Planeación.**

- Implantar este procedimiento en las áreas a su cargo.
- Revisar y aprobar la propuesta de cambio en el ámbito de su competencia.



- Aprobar la propuesta del cambio.
- Coordinar el desarrollo, seguimiento y control del proceso administrativo del cambio.
- Enviar la propuesta de cambio a la Superintendencia General de Mantenimiento para su ejecución.
- Registrar y dar seguimiento a las solicitudes del cambio.
- Capacitar al personal de la UEP en el uso y aplicación del procedimiento de la Administración del Cambio.

#### **Del Superintendente General de Operación.**

- Implantar este procedimiento en las áreas a su cargo.
- Revisar y aprobar la propuesta de cambio en el ámbito de su competencia.

#### **Del Superintendente General de Mantenimiento.**

- Implantar este procedimiento en las áreas a su cargo.
- Revisar y aprobar la propuesta de cambio en el ámbito de su competencia.

#### **Del Superintendente de Fuerza y Servicios Auxiliares.**

- Implantar este procedimiento en las áreas a su cargo.



- Revisar y aprobar la propuesta de cambio en el ámbito de su competencia.

#### **Del Jefe de Área afectada por el cambio.**

- Elaborar la solicitud de propuesta del cambio.
- Participar en los estudios y análisis del cambio propuesto.
- Difundir el cambio realizado a todo el personal involucrado de los procesos o áreas afectadas.
- Participar en la elaboración del programa para la ejecución del cambio.
- Modificar y/o actualizar los procedimientos operacionales si se requiere afectados por el cambio considerando los aspectos de seguridad, salud ocupacional y protección ambiental.
- Capacitar al personal operativo afectado por el cambio.
- Participar en el análisis de riesgo, formando parte del grupo multidisciplinario de análisis de riesgo.
- Elaborar procedimientos operacionales si se requiere para actividades involucradas en el proceso de cambio, considerando aspectos de seguridad, salud ocupacional y protección ambiental.



---

### **Del Coordinador Especialista Técnico de la U. E. P.**

- Participar en los estudios y análisis de la propuesta.
- Registrar los cambios
- Coordinar la actualización de planos y libros de diseño.
- Registrar y dar seguimiento a las solicitudes de cambio.
- Participar en el análisis de riesgo, formando parte del grupo multidisciplinario de análisis de riesgo.

### **Del Jefe de recursos Humanos.**

- Identificar necesidades de capacitación del personal involucrado en el proceso de Administración del Cambio.
- Elaborar el programa de capacitación del personal involucrado en el proceso de Administración del Cambio.
- Verificar el cumplimiento del programa de capacitación.

### **Del Encargado de Mantenimiento del Area.**

- Participar en los estudios y análisis de la propuesta de cambio.
- Realizar y/o coordinar la implementación del cambio considerando los aspectos de seguridad, salud ocupacional y protección ambiental.





- Capacitar al personal de mantenimiento involucrado en el cambio.
- Participar en el análisis de riesgo, formando parte del grupo multidisciplinario de análisis de riesgo.
- Elaborar procedimientos si se requiere para actividades involucradas en el proceso de cambio, considerando aspectos de seguridad, salud ocupacional y protección ambiental.

#### **Del Encargado de SITSI del área afectada por el cambio.**

- Participar en los estudios y análisis de la propuesta de cambio.
- Verificar que el cambio se efectúe de acuerdo con lo autorizado cumpliendo con las medidas de seguridad, salud ocupacional y protección ambiental.
- Vigilar el comportamiento del cambio.
- Participar en el análisis de riesgo, formando parte del grupo multidisciplinario de análisis de riesgo.



## **CAPÍTULO III**

### ***TRABAJO EN CAMPO Y RESULTADOS***





### **3.1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO EN CAMPO EN LA REFINERÍA “ING. ANTONIO DOVALÍ JAIME” EN SALINA CRUZ, OAXACA.**

La refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime” está desarrollando un sistema de información para la consulta de diagramas técnicos inteligentes en conjunto con la Universidad Nacional Autónoma de México, para continuar con el desarrollo de éste sistema y para cumplir con el punto 13 de “Administración del cambio”, del *Sistema Integral para la Administración de la Seguridad y la Protección Ambiental (SIASPA)*, se continua con la actualización de diagramas de tubería e instrumentación (DTI’S). Es por ello, que durante el periodo comprendido de julio a diciembre, se procedió a la inclusión de 38 Administraciones al Cambio en DTI’S que fueron actualizados o elaborados. Producto de este trabajo resultaron 52 diagramas de tubería e instrumentación que se veían afectados por la inclusión de algún tipo de modificación.

De igual forma se procedió a la elaboración de los Análisis de Riesgos de Proceso (ARP’s) correspondientes, cuando se careciera de este.

Para el presente trabajo, seleccionaremos un caso de estudio para ejemplificar la información con la que se debe contar para llevar a cabo una correcta Administración de los Cambios de Proceso.

### **3.2. ANTECEDENTES.**

#### **3.2.1. PROCEDENCIA DE LAS SOSAS GASTADAS.**

En la industria de refinación de petróleo los procesos más comunes para la obtención de combustibles son: la descomposición catalítica, isomerización, reformación, alquilación e hidrogenación.



El método más importante para la separación de los productos del petróleo es la destilación, a pesar de que los compuestos pueden tener intervalos de ebullición cercanos. Los cortes obtenidos por destilación son llamados "productos crudos" y la mayoría de ellos no pueden ser comercializados hasta que hayan sido refinados.

La gasolina cruda, así como las naftas crudas generalmente son tratadas con agentes químicos como sosa cáustica, cloruro de cobre o disoluciones doctor (se utilizan disoluciones de plumbito de sodio en medio alcalino para determinar cualitativamente la cantidad de azufre presente en mercaptanos). Muchas naftas son reformadas catalíticamente a una gasolina de alto octano. El keroseno usualmente requiere solo un tratamiento de endulzamiento; pero para eliminar el color se requiere un tratamiento de acidificación o filtración. El combustible diesel, combustibles destilados, gas y combustible residual son generalmente comercializados sin tratamiento. Los destilados a presión o gasolina de descomposición catalítica, obtenidos por descomposición térmica o catalítica, son endulzados y se adiciona un inhibidor de gomas. La gasolina natural, obtenida del gas natural, generalmente solo requiere un tratamiento de endulzamiento para la remoción de sulfuro de hidrógeno y compuestos de mercaptano.

Se define como endulzamiento a la conversión de azufre de los mercaptanos de una corriente de hidrocarburo a azufre en forma de disulfuro sin una real reducción del contenido total de azufre de la corriente. En el endulzamiento no hay una disminución del contenido de azufre, sino solo una conversión a diferentes especies químicas. La diferencia del endulzamiento, respecto a la extracción es de que en esta última el azufre contenido en la molécula de mercaptano es extraído del hidrocarburo, lo que implica una reducción en el contenido total de azufre.



Las gasolinas provenientes de los procesos de descomposición térmica o catalítica también contienen ácido sulfhídrico, mercaptanos y tiofenoles, los cuales son corrosivos, olorosos y/o formadores de gomas, siendo impurezas para la gasolina. El tratamiento de estas gasolinas con sosa ayuda a eliminar la mayoría de los compuestos y convierte a algunos en otros menos perjudiciales. Los ácidos cresílicos se extraen y concentran en la sosa junto con el ácido sulfhídrico, mercaptanos y tiofenoles hasta que la sosa se agota o “se gasta” y debe de reponerse con sosa fresca.

Las sosas gastadas pueden tener hasta 47% en volumen de ácido cresílico aunque normalmente promedian menos del 20%. La cantidad depende de la concentración de la sosa usada en el tratamiento. Las sosas más concentradas contienen menos agua y por lo tanto, pueden absorber un porcentaje proporcionalmente superior de ácidos cresílicos. Esta relación se ve muy afectada por el contenido de azufre de la corriente. Actualmente solo se recupera el 40% de los ácidos cresílicos contenidos en las gasolinas de descomposición catalítica y los mercaptanos de los ácidos cresílicos están presionando para que haya una mayor recuperación.

### **3.2.2. DESCOMPOSICIÓN CATALÍTICA FLUIDIZADA (FCC).**

La reacción de descomposición involucra principalmente una reacción química de ruptura, en la que una molécula de hidrocarburo alifático saturado se convierte en una molécula parafínica y en una oleofínica. Las especies moleculares así formadas participan en reacciones secundarias de descomposición que se llevan a cabo en lugares diferentes de la cadena del hidrocarburo y producen una gran variedad de gas y gasolinas ricas en oleofinas cuya composición y rendimiento varía de acuerdo con las condiciones de operación. Aún cuando la química de la reacción de descomposición de parafinas en principio es muy simple, el curso actual



de la reacción es mucho más complejo, ya que hay mucha interferencia por parte de muchas reacciones secundarias.

El producto principal de la descomposición catalítica es la fracción de gasolina con alto número de octano. Con este proceso se obtiene una gasolina con densidad de 0.720 a 0.770 y el número de octano desde 87 a 91. La gasolina de descomposición catalítica se diferencia de las gasolinas primarias y de las obtenidas en procesos térmicos por su composición química. La primera contiene de 8 a 15% de hidrocarburos no saturados y de 20 a 30% de aromáticos. No menos de dos tercios de los hidrocarburos no saturados y de los aromáticos son isómeros.

El uso del catalizador por una parte mejora el rendimiento de la gasolina a expensas de los demás productos (gas seco, cortes  $C_3$  y  $C_4$ , aceite cíclico ligero y pesado, residuo y coque) y por otro lado mejora su calidad comparada con el proceso térmico.

La reacción de descomposición primaria y secundaria de las parafinas pesadas produce una mezcla de hidrocarburos saturados e insaturados con por lo menos 3 átomos de carbono en la molécula. De aquí se puede concluir que la activación catalítica da como resultado una ruptura preferencial de los enlaces C-C internos de la molécula parafínica.

También se ha observado que los procesos alifáticos que se forman como resultado del tratamiento de las parafinas lineales están fuertemente ramificados. De esta manera, los catalizadores de descomposición son capaces también de provocar la isomerización de la estructura de carbono. Los hidrocarburos nafténicos se comportan de igual manera que las parafinas, con la salvedad de que la reacción de descomposición adecuada, necesariamente es precedida por la apertura del anillo de carbonos. Existe también una ligera tendencia a la deshidrogenación, lo que provoca la formación de anillos insaturados.

---



Los hidrocarburos aromáticos polinucleares sin cadena lateral son descompuestos solo en una proporción mínima, debido a la estabilidad de los anillos bencénicos. Bajo las condiciones normales de reacción, prácticamente reaccionan para formar productos laterales, con la formación de coque al final. Los compuestos alquilaromáticos se descomponen hasta compuestos aromáticos y oleofinas, donde la ruptura involucra principalmente el enlace C-C unido al anillo; la ruptura de la cadena alifática lateral por sí misma, con la formación resultante de metano y productos ligeros, que ocurre solo en mínima parte.

En la descomposición catalítica, se adoptó la convención de considerar a todos los productos líquidos con punto de ebullición mayor de 220°C, a condiciones normales de presión, como fracciones pesadas. De acuerdo con los estándares de E.U.A., esta temperatura marca el límite superior de la temperatura final de la destilación de las gasolinas usadas en máquinas de ignición por chispa.

Los productos de reacción se clasifican de acuerdo con su volatilidades en gas seco, cortes de C<sub>3</sub> y C<sub>4</sub>, gasóleo ligero (aceite cíclico ligero, ACL), gasoleo pesado (aceite cíclico pesado ACP), residuo (aceite decantado) y coque. Los rendimientos respectivos de estos productos varían con el grado de conversión e la alimentación, que esta en función de las condiciones de operación.

### 3.2.3. DESCOMPOSICIÓN TÉRMICA CATALÍTICA (TCC).

la pirólisis de los alcanos a temperaturas del orden de 500 a 700°C y presiones hasta de 17 atm, provoca la descomposición en alquenos, hidrógeno y alcanos de peso molecular mas bajo. En su aplicación en la industria del petróleo, este proceso se conoce como desintegración térmica o "craking".



En el mecanismo de reacción de la descomposición térmica se involucran al menos cuatro tipos de reacciones: descomposición térmica, reacciones catalíticas primarias en la superficie del catalizador, reacciones catalíticas secundarias entre los productos primarios y extracción de productos polimerizables para reacciones posteriores por adsorción, es de gran significado práctico ya que permite conversiones mayores con la formación de coque en la superficie de los tubos en los calentadores.

En la descomposición térmica se producen grandes cantidades de moléculas gaseosas y las fracciones de cuatro, cinco y seis átomos de carbono son ricas en olefinas y en hidrocarburos con cadenas ramificadas. Se produce relativamente poco etileno, pero en el corte del  $C_3$ , hay un 60 a 70% de propileno, en el corte del  $C_4$ , hay 35 a 40% de butenos y en el corte de  $C_5$  hay de 20 a 30% de pentenos. Mientras mayor sea la temperatura, mayor es la producción de olefinas.

En los sistemas de catalizador de lecho móvil como en los procesos TCC, el catalizador se mueve a través de la zona de aceite provocando la reacción y luego a través de la zona de regeneración, donde el aire quema continuamente el coque depositado en el catalizador. El catalizador, en forma de glóbulos o "pellets" es levantado por el aire, a una posición elevada, desde donde puede fluir por gravedad hacia abajo, a través de las zonas de reacción y regeneración.

En sistemas fluidizados, el catalizador finalmente pulverizado es elevado a la zona de reacción por el aceite que entra y se vaporiza inmediatamente al contacto con el catalizador caliente y después de que la reacción se lleva a cabo totalmente, es elevado a la zona de regeneración con aire. En las zonas de regeneración y reacción, el catalizador se mantiene en un estado suspendido por el paso de gases a través del polvo de catalizador y una pequeña cantidad de catalizador se mueve del reactor al regenerador y viceversa. El aceite tiende a saturar el enorme volumen





de catalizador pulverizado en el reactor y por lo tanto, el catalizador debe de ser cuidadosamente agotado con vapor antes de que entre al regenerador.

### **3.3. TOXICIDAD DE LA SOSA CAUSTICA.**

Donde se maneje la sosa cáustica deberán de usarse siempre gafas o pantallas protectoras. Si el cáustico llega a los ojos pueden ocasionar daños dolorosos y posible ceguera. Se debe contar con una fuente burbujeadora para lavar los ojos en caso de que ocurra un accidente. Se deberá contar con solución de ácido bórico para primeros auxilios después de enjuagar el ojo afectado con agua en abundancia. Aún cuando sean insignificantes , todos los casos de daño, deberán ser atendidos por un médico.

Hay que tomar en cuenta el hecho de que el cáustico, no da un aviso inmediato de su presencia en la piel por medio de que quemaduras o irritación, como es el caso de muchas otras sustancias químicas. Antes de que uno se de cuenta de su presencia en la piel, el cáustico puede causar severas quemaduras. No obstante lo anterior, la presencia del cáustico en la piel, antes de que se desarrolle la sensación de quemadura, puede notarse por su apariencia resbalosa, jabonosa. En caso de quemaduras severas, deberá consultarse a un médico. En algunas refinerías se cuenta con un recipiente a la mano con vinagre diluido para neutralizar el cáustico en herramientas, guantes de hule, etc., después de enjuagarlos con agua.

Además de las caretas faciales o gafas, deberán usarse guantes y delantales de hule, cuando se haga un trabajo con exposición al cáustico. Puede ser conveniente, dependiendo de las condiciones, el uso de protectores de calzado de hule, ya que el cáustico ataca al cuero. El material de algodón resiste más el cáustico que la fibra, siendo por tanto más adecuado para la ropa, aún cuando no debe de considerarse como material protector.



Cuando el cáustico haya hecho contacto con la piel, se deberá exponer el área al chorro de agua durante unos minutos y dependiendo de la severidad de la exposición, después se hará un lavado con ácido acético al dos por ciento, para neutralizar cualquier traza de cáustico que hubiese quedado. Se deberá contar con una regadera equipada con una válvula de rápida respuesta operada con el pie. En tiempo de frío, se deben tomar previsiones para que en la regadera haya agua caliente.

### **3.4. DESCRIPCIÓN AREA ORIGINAL DE SOSA GASTADA.**

En el diagrama original, tenemos el recibo de sosa gastada de Catalítica II, con destino a la línea MT-3001-8"-IP3. A continuación es bombeada por la bomba 45-J, previo bloqueo de la válvula que se encuentra a la salida del tanque 44-F, que en ese entonces era de almacenamiento de metanol, una vez realizada esta operación la sosa gastada proveniente de límite de batería, es enviada a llenado de pipas, para su transportación terrestre y vaciado a los tanques TV-11 y TV-12, del área de Boyal.

En ese mismo diagrama, se encuentran los tanque 49-F y 50-F, los cuales contienen, sosa de la planta Catalítica I. El contenido de estos tanques es succionado por las bombas 50-JA y 50-J, esta sosa ahora es enviada a la succión de la bomba 45-J, del tanque 44-F a través de la línea CT-3100-3"-1N3 .

El diagrama original, antes de que se realizara la modificación se puede observar a continuación en el anexo C, D-001 de la sección de diagramas de tubería e instrumentación.



### **3.5. DESCRIPCIÓN DE LA MODIFICACIÓN DE ENVÍO DE SOSA GASTADA A LOS TAQUES TV-11 Y TV-12.**

La necesidad de cumplir con los objetivos y metas ambientales de la refinería, es la causante de realizar la modificación que tiene como objetivo el de utilizar el circuito de gas de presionamiento de esferas a plantas que inicia al pie de la bomba BA-1232 A/B en casa de bombas 4 y termina en el 29-F de FCC-1, con el objeto de enviar la sosa gastada de las plantas FCCI/II, Primaria II, Hidros II, contenida en el 44-F, de la planta FCC-1, hacia los tanques TV-11 y TV-12, del área de Boyal.

La base técnica que fundamentó este tipo de cambio es la de evitar riesgos en el llenado, transportación terrestre y vaciado de la sosa gastada del 44-F de la planta catalítica No. 1 hacia los tanques TV-11 y 12, del área de Boyal.

A la administración al cambio se la dio un número de registro para su estudio que es el siguiente: MDO-FCC1-01-017.

Debido a que las necesidades de la refinería con el paso del tiempo fueron cambiando, el tanque 44-F, que anteriormente contenía metanol, ahora contiene sosa. La modificación descrita consistió, por una parte, en prolongar la tubería de 4", con número de especificación MT-3003-4"-1P3, a la línea que une el recibo y envío de límite de batería de Catalítica II al tanque 44-F, después del bloqueo.

De esta manera el tanque 44-F, que anteriormente almacenaba metanol, puede recibir ahora sosa gastada de las plantas Catalítica II, Primaria II e Hidros II y a su vez cuando se considere necesario enviar su contenido a los tanques TV-11 y 12 del área de Boyal.



La otra parte de la modificación consistió en hacer un “tapping” de 2”, en la línea de especificación CT-3102-3”1N3, para enviar la sosa gastada a los tanques TV-11 y 12, del área de boyal, por la misma línea de recibo de Catalítica I.

El diagrama modificado, después que se realizara la modificación, se puede observar en el anexo C, diagrama D-002 y D-003, de la sección de diagramas de tubería e instrumentación.

### **3.6. ELABORACIÓN DE UN DIAGRAMA ISOMÉTRICO DE LA MODIFICACIÓN.**

Una vez que la modificación ha sido definida, tanto en sus líneas de proceso como en los equipos involucrados de la planta, la refinería, a través de la U.E.P., procede a la elaboración de un diagrama que contenga las modificaciones por realizarse remarcadas en un color más oscuro y en donde aparezcan todos los equipos cercanos o afectados por la modificación.

Este diagrama, además debe contener todos los equipos, accesorios y tuberías nuevas que requerirá la modificación.

La prioridad de resaltar el cambio con un color más oscuro es de uso práctico, ya que permitirá su fácil identificación en el estudio de la modificación, permitiendo ahorrar tiempo, ya que hará más visible donde el circuito empieza y donde termina y segundo, permitirá asegurar que planeando la estrategia de estudio ya nada ha faltado.



### **3.7. PREPARACIÓN PARA EL ANALISIS.**

Es muy importante que, antes de que el análisis comience, se haya realizado un trabajo previo. Esto no es esencial, en algunos casos, para la estructuración apropiada del estudio y del equipo, pero aumentará grandemente la eficacia del HazOp y así retendrá el interés y entusiasmo de los participantes. Este trabajo preparatorio será responsabilidad del facilitador o responsable, y los requisitos necesarios pueden resumirse como sigue:

- Reunir información bibliográfica sobre el área de estudio (almacenamiento de petróleo crudo).
- Tener pláticas introductorias sobre análisis de riesgos, a los miembros del equipo HazOp.
- Formación del equipo HazOp.
- Entender las operaciones del área de almacenamiento.
- Subdividir área de almacenamiento en circuitos y nodos y planear la secuencia.
- Uso de los diagramas de tubería e instrumentación (DTI's).
- Preparar un calendario de sesiones.
- Aplicación de la técnica HazOp a cada nodo seleccionado de acuerdo a la metodología del análisis.
- Redacción del informe HazOp.

### **3.8.- ANÁLISIS DE RIESGOS REALIZADO A LA MODIFICACIÓN.**

Para propósito del Análisis de Riesgos y Operabilidad (HazOp), de la planta de FCC 1, se dividió el proceso en 14 circuitos, el cual incluyó algunas modificaciones al desempeño de operación (MDO's). Entre los cuales se encontraba el MDO-FCC-001-017. El análisis realizado, se presentan a continuación.



	<b>Compañía:</b> Refinería "Ing. Antonio Dovall Jaime"	<b>Planta:</b> Catalítica 1	<b>Fecha:</b> 20 de Febrero de 2003.				
	<b>Nodo:</b> Línea de sosa de la planta Hidros II, al tanque acumulador 44-F en FCC-1						
	<b>Diagramas:</b> DTI Cabezal de Desfogue de Alta Presión.	<b>Producto:</b> Sosa Gastada					
<b>Desviación:</b> ALTA PRESIÓN	<b>LOI:</b>	<b>LOS:</b>	<b>LSI:</b>	<b>LSS:</b>			
<b>Causas:</b>	<b>Consecuencias:</b>	<b>Protecciones</b>	<b>Recomendaciones</b>	<b>F</b>	<b>G</b>	<b>R</b>	<b>Clase</b>
1.Obstrucción de la línea	1.Represionamiento y ruptura de la línea 2.-Contaminación con sosa al piso	1. No hay	1. Elaborar un procedimiento para el envío de sosa gastada de Hidros II al 44-F de FCC-1	3 (3)	3 (3)	7 (7)	<b>D</b>
2.Bloqueos en el circuito por estar cerrados	1.Represionamiento y ruptura de la línea 2.Contaminación con sosa al piso	1. No hay	1. Flejar La válvula intermedia en posición abierta y mantener comunicación con sector Hidros II, cuando se requiera mover el bloqueo. 2. Elaborar un procedimiento para el envío de sosa gastada de Hidros II al 44-F de FCC-1 3.-Instalar arreglo manométrico para verificar la condición de la línea.	3 (3)	3 (3)	7 (7)	<b>D</b>



	<b>Compañía:</b> Refinería "Ing. Antonio Dovall Jaime"		<b>Planta:</b> Catalítica 1		<b>Fecha:</b> 20 de Febrero de 2003.				
	<b>Nodo:</b> Línea de sosa de la planta Hidros II, al tanque acumulador 44-F en FCC-1								
	<b>Diagramas:</b> MDO-FCC-001-017				<b>Producto:</b> Sosa Gastada				
<b>Desviación:</b> ALTA PRESIÓN		<b>LOI:</b>		<b>LOS:</b>		<b>LSI:</b>		<b>LSS:</b>	
<b>Causas:</b>	<b>Consecuencias:</b>	<b>Protecciones</b>	<b>Recomendaciones</b>	<b>F</b>	<b>G</b>	<b>R</b>	<b>Clase</b>		
1.Obstrucción de la línea	1.Represionamiento y ruptura de la línea  2.- Contaminación con sosa al piso por alto nivel en el acumulador de sosa gastada de primaria 1  3.- Sale de operación la sección de endulzamiento de LPG de la planta primaria II	1. Indicador de presión en la descarga de las bombas que envían sosa gastada a la FCC	1. Elaborar un procedimiento para el envío de sosa gastada de Hidros II al 44-F de FCC-1	3 (3)	3 (3)	7 (7)	<b>D</b>		
2.- Bloqueos a la llegada del 44-Fcerrados	1.Represionamiento y ruptura de la línea  2.Contaminación con sosa al piso  3.Sale de operación la sección de endulzamiento de LPG de la planta primaria II	1.Indicador de presión en la descarga de las bombas que envían sosa gastada a la FCC	1. Elaborar un procedimiento para el envío de sosa gastada de Hidros II al 44-F de FCC-1	3 (3)	3 (3)	7 (7)	<b>D</b>		



	<b>Compañía:</b> Refinería "Ing. Antonio Dovall Jaime"		<b>Planta:</b> Catalítica 1		<b>Fecha:</b> 20 de Febrero de 2003.					
	<b>Nodo:</b> Línea de sosa de la planta Hidros II, al tanque acumulador 44-F en FCC-1									
	<b>Diagramas:</b> MDO-FCC-001-017			<b>Producto:</b> Sosa Gastada						
<b>Desviación:</b> NO FLUJO		<b>LOI:</b>		<b>LOS:</b>		<b>LSI:</b>		<b>LSS:</b>		
<b>Causas:</b>	<b>Consecuencias:</b>	<b>Protecciones</b>		<b>Recomendaciones</b>			<b>F</b>	<b>G</b>	<b>R</b>	<b>Clas e</b>
1.-Que Hidros II o Primaria II, este mandado sosa al 44-F	1.Represionamiento en la descarga de la bomba F3-P-57	1.- Manómetro de descarga de F3-P-57		1. No tener bombeo simultáneo de sosa gastada hacia el 44-F, de las plantas Hidros II y Primaria II, solo una a la vez			2 (3)	4 (4)	7 (9)	D





	<b>Compañía:</b> Refinería "Ing. Antonio Dovall Jaime"		<b>Planta:</b> Catalítica 1		<b>Fecha:</b> 20 de Febrero de 2003.				
	<b>Nodo:</b> Línea de sosa de la planta Hidros II, al tanque acumulador 44-F en FCC-1								
	<b>Diagramas:</b> MDO-FCC-001-017			<b>Producto:</b> Sosa Gastada					
<b>Desviación:</b> ALTA PRESIÓN		<b>LOI:</b>		<b>LOS:</b>		<b>LSI:</b>		<b>LSS:</b>	
<b>Causas:</b>	<b>Consecuencias:</b>	<b>Protecciones</b>	<b>Recomendaciones</b>			<b>F</b>	<b>G</b>	<b>R</b>	<b>Clase</b>
1. Envío de sosa contaminada con LPG, de las plantas Hidros II o Primaria II	1. Daño a la integridad física del tanque 2. Incendio en el 44-F 3. Probable paro de planta por emergencia mayor	1.- Procedimiento de cambio de sosa de tanques lavadores de LPG	1. Mantener sellos en tanques lavadores de LPG en las plantas Catalíticas, Hidros II y Primaria II, para evitar el envío de LPG, al 44-F			4 (4)	3 (3)	9 (9)	D



	<b>Compañía:</b> Refinería "Ing. Antonio Dovall Jaime"		<b>Planta:</b> Catalítica 1		<b>Fecha:</b> 20 de Febrero de 2003.				
	<b>Nodo:</b> Línea de sosa de la planta Hidros II, al tanque acumulador 44-F en FCC-1								
	<b>Diagramas:</b> MDO-FCC-001-017				<b>Producto:</b> Sosa Gastada				
<b>Desviación:</b> ALTO NIVEL		<b>LOI:</b>		<b>LOS:</b>		<b>LSI:</b>		<b>LSS:</b>	
<b>Causas:</b>	<b>Consecuencias:</b>	<b>Protecciones</b>	<b>Recomendaciones</b>			<b>F</b>	<b>G</b>	<b>R</b>	<b>Clase</b>
1.Falla de transmisor de nivel LT-44-F	1.Derrame de sosa gastada 2.Contaminación ambiental 3.Incendio del dique	1.Programa de mantenimiento preventivo a instrumentos  2.Dique de contención	1.Hacer estudio para la modificación al cambio para instalar un nivel óptico de ininterfase para tener indicación redundante de nivel			2 (3)	2 (2)	4 (6)	<b>C</b>
2.Tanques TV-11 y TV-12, con alto nivel	1.Derrame de sosa gastada 2.Contaminación ambiental	1.Dique de contención	1.Tener vigente el contrato para disposición de residuos.			2 (3)	3 (3)	6 (7)	<b>D</b>



	<b>Compañía:</b> Refinería "Ing. Antonio Dovall Jaime"		<b>Planta:</b> Catalítica 1		<b>Fecha:</b> 20 de Febrero de 2003.				
	<b>Nodo:</b> Línea de sosa de la planta Hidros II, al tanque acumulador 44-F en FCC-1								
	<b>Diagramas:</b> MDO-FCC-001-017				<b>Producto:</b> Sosa Gastada				
<b>Desviación:</b> PRESENCIA DE HIDROCARBUROS									
<b>LOI:</b>			<b>LOS:</b>			<b>LSI:</b>		<b>LSS:</b>	
<b>Causas:</b>	<b>Consecuencias:</b>	<b>Protecciones</b>	<b>Recomendaciones</b>			<b>F</b>	<b>G</b>	<b>R</b>	<b>Clase</b>
1. Arrastre de gasolina catalítica en la sosa gastada	1. Posible explosión e incendio del 44-F 2.- Contaminación ambiental	1. Procedimiento de cambio de sosa de reactores oximer y merox	Evaluar la posibilidad de instalar nivel óptico de interfase, para tener indicación redundante de nivel			2 (3)	3 (3)	6 (7)	<b>D</b>

### **3.9. MODIFICACIÓN DEL DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN (DTI) AFECTADO.**

Una vez que la modificación ha sido realizada, tanto en sus líneas de proceso como en los equipos involucrados de la planta, en cada circuito y en su respectivo diagrama debe realizarse la actualización del diagrama involucrado, que debe incluir todas las modificaciones realizadas.

La necesidad de mantener actualizados todos los DTI's, es de uso práctico, ya que primeramente, permitirá al personal de la refinería la fácil consulta y segundo, permitirá cumplir con los objetivos de seguridad implantados por el SIASPA.

El diagrama que incluye la modificación de envío de sosa gastada a los tanques TV-11 y TV-12, se observa en el diagrama D-002 y D-003 ubicado en el Anexo C, de la sección de diagramas de tubería e instrumentación.

### **3.10. ELABORACIÓN DE UNA BASE DE DATOS.**

Para lograr un mejor control de las administraciones al cambio, la refinería "Ing. Antonio Dovalí Jaime", de Salina Cruz, Oaxaca, está creando su propia base de datos, la cual permite observar todas las modificaciones de la refinería y el estado en que se encuentran; además de que permite la fácil consulta de los DTI's modificados y del estudio o análisis de riesgos realizado a la modificación.

La forma en como se esta administrando esta información se presenta en la tabla 4:



Tabla 4. Base de datos de las Administraciones al Cambio

REFINERÍA "ING. ANTONIO DOVALÍ JAIME"  
UNIDAD DE EVALUACIÓN Y PROGRAMACIÓN  
SECCIÓN PROGRAMACIÓN

BASE DE DATOS PARA EL CONTROL Y REGISTRO DE LAS ADMINISTRACIONES AL CAMBIO

PTA.DE PROCESO	NUM. CONSECUTIVO DE ADMÓN..	FECHA DE AUTORIZACIÓN	DESCRIPCIÓN	ELABORADO POR	EDO. ACTUAL	ESTUDIO ESCANEADO	DTI'S AFECTADOS	ISOMETRICO
FCCI	MDO-FCC-01-017	02-Ene-03	ENVIO DE SOSA GASTADAS DEL 44-F DE LA PLANTA CATALITICA I A LOS TANQUES TV-11 Y TV-12	I'LPR	T		D-001 D-003	I-001
FCCI	MDO-FCC-01-018		INSTALACIÓN DE UN SILO DOSIFICADOR DE CATALIZADOR	I'MGA	E			
FCCI	MDO-FCC-01-014	14-Sep-02	BYPASS DE LA VÁLVULA CHECK DE GAS DE FCCI/II A TH-1401	I'MGA	T		A-911	I-097
FCCI	MDO-FCC-01-001	01-Dic-99	INSTALACIÓN DE UN COMP. 44J-B DE AIRE DE PTAS. PARA PRESIONAR SILOS	I'MCT	T		T-001	I-085
FCCII	MDO-FCC2-023	09-Abr-03	INSTALAR UN SILO F3-D2 CON SUS ACCESORIOS PARA DOSIFICAR AUTOMÁTICAMENTE CATALIZADOR PRESICO AL REGENERADOR	I'MGA	T		DW-002	I-900
ALQ	MDO-ALQ-001	13-Jun-00	ARREGLO DE TUBERÍA PARA ALIMENTAR AGUA POTABLE A LA RED DE AGUA DE SERVICIO DE LA PLANTA DE ALQUILACIÓN	I'JMRV	T		PDW-001	I-1090
ALQ	MDO-ALQ-002	08-Jun-00	INSTALACIÓN DE UNA VÁLVULA DE COMPUERTA EN LA LINEA DE DOSIFICACIÓN DE ACIDO AL EF-300 DE LA PLANTA DE ALQUILACIÓN	I'JMRV	T		PDW-024	I-1083



## **CAPÍTULO IV**

### ***CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES***





#### **4.1. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS DE RIESGOS Y OPERABILIDAD “HAZOP”.**

Del análisis de riesgos y operabilidad realizado al cambio, MDO-FCC-001-017, envío de sosa gastada a los tanques TV-11 y TV-12, en la Planta Catalítica 1, de la refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime”, de Salina Cruz, Oaxaca, se obtuvieron un total de 14 recomendaciones enfocadas a buscar que el área sea mucho más segura. Estas recomendaciones permitieron detectar áreas en las cuales la seguridad se podía mejorar aun más, implementando una serie de acciones. Las recomendaciones obtenidas se clasificaron de acuerdo al nivel de riesgo encontrado, con las letras A (de alta prioridad), B (de mediana prioridad) y C (de baja prioridad), de las 14 recomendaciones 1 correspondió a la clasificación C y todas las demás como D (de mínima prioridad). A continuación en la tabla 4.1 se enlistan las recomendaciones de acuerdo a su orden jerárquico.



Tabla 4.1 Registro de medidas para minimizar los riesgos y recursos necesarios

MEDIDA No.	SÍNTESIS DESCRIPTIVA	GRADO DE RIESGO	DEPARTAMENTO RESPONSABLE DE LA EJECUCIÓN	RECURSO HUMANO
1	Hacer estudio para la modificación al cambio para instalar nivel óptico de interfase en el tanque 44 -F para tener indicación redundante de nivel.	C	UEP	Ing. de Proceso
2	Elaborar un procedimiento para el envío de sosa gastada de Hidros II a al 44-F de FCC-1 que incluya limpieza de la línea antes y después del envío de sosa gastada.	D	SGO	Ing. de Operación
3	Instalar arreglo manométrico en limite de batería de hidros II para verificar la condición de la línea.	D	Mantto. de Plantas MICA	Operador Pailero Operador instrum.
4	Flejar la válvula intermedia en posición abierta y mantener comunicación con sector hidros II cuando se requiera mover el bloqueo.	D	SGO	Jefe de guardia efluentes
5	Elaborar procedimiento para el envío de sosa gastada de las plantas Primaria II, Hidros II y Catalítica II al 44-F de FCC-1. Incluir en el procedimiento, no tener bombeo simultaneo de sosa gastada hacia el 44-F de las plantas mencionadas anteriormente.	D	SGO	Ing. de Operación
6	Difundir procedimiento y capacitar al personal de operación para el envío de sosa gastada	D	SGO	Ing. de Operación
7	Mantener sellos en tanques lavadores de LPG en plantas Catalíticas, Hidros II y Primaria II, para evitar el envío de LPG al 44-F.	D	SGO	Ing. de Operación
8	Tener vigente el contrato para disposición final de residuos.	D	Ing. de Proyectos	Ingeniero de Proyectos
9	Instalar indicador de presión en la línea de sosa gastada, entre la calle 9 y 12 (paso inferior 6).	D	Mantto. Instrumentos	Operario





MEDIDA No.	SÍNTESIS DESCRIPTIVA	GRADO DE RIESGO	DEPARTAMENTO RESPONSABLE DE LA EJECUCIÓN	RECURSO HUMANO
10	Instalar indicador de presión en el paso inferior 9 antes de la llegada a los tanques TV-11 y TV-12.	D	Mantto. Instrumentos	Operario
11	En venteos y purgas instalar tapón cachucha.	D	Mantto. Plantas	Operador
12	Realizar la calibración de la línea de descarga de la bomba 45-J hacia los TV-11 y 12.	D	SITSIPA	Ayudante de ingeniero
13	Elaborar procedimiento para en envío de sosa gastada del 44-F a los TV-11 y TV-12.	D	SGO Catalítica 1 y Boyal	Ing. de Operación
14	El bombeo será cuando el 44-F tenga un 75% de nivel y vaciarlo hasta un 20%; para optimizar el cupo de sosa gastada.	D	SGO Catalítica 1	Ing. de Operación

Como podemos observar la mayoría de las recomendaciones son de tipo administrativo, esto es, que contemplan la elaboración de manuales o comunicación al personal de la nueva modificación efectuada.

#### 4.2. CONCLUSIONES GENERALES.

Debido a que todas las modificaciones de los cambios de proceso pueden generar nuevos riesgos, es indispensable el continuar realizando el análisis de riesgos correspondiente a cada modificación que se realice en la refinería, para poder tener así, una adecuada valoración de la viabilidad del cambio.

Una vez realizada la modificación en campo, también será indispensable el actualizar los diagramas de tubería e instrumentación o los diagramas de flujo de proceso.

Por otra parte, debido al compromiso que tiene PEMEX, de contar con instalaciones seguras y de tener bases de datos confiables, ahora esta realizando una revisión



exhaustiva de todas las modificaciones realizadas, aún si estas se realizaron en años anteriores a la implantación del SIASPA a fin de que estas cuenten con toda la documentación necesaria, para seguir garantizando que todas las modificaciones cuenten con los análisis de riesgos y se actualicen a la brevedad los diagramas que se ven afectados por las modificaciones.

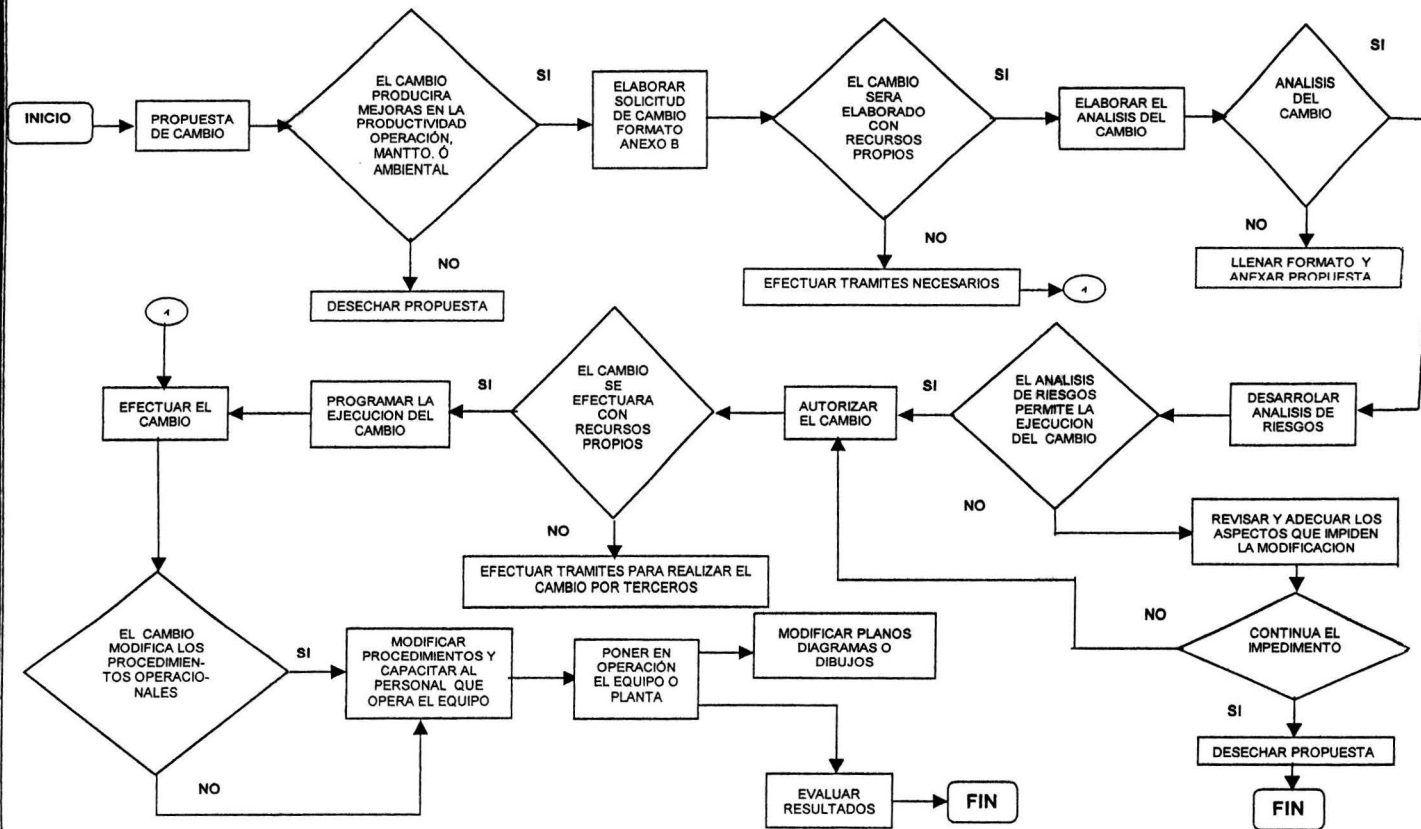
En cuanto a la base de datos que tiene la Unidad de Evaluación y Procesos (U.E.P.), sería conveniente tenerla en Intranet para que pudiera ser consultada en todo PEMEX, así como ocurre con los DTI's, para que pueda ser de gran ayuda para el personal de las plantas de esa refinería o inclusive de las demás refinerías. Por todo lo expuesto, podemos observar que una adecuada Administración de los Cambios de Proceso, ayudan a identificar los incumplimientos en los procesos de trabajo, por tanto se evitarán las condiciones de riesgo y por consiguiente, los accidentes.



## ANEXOS A



# FLUJOGRAMA DEL PROCESO DE ADMINISTRACION DEL CAMBIO





## **ANEXOS B**





<b>NOMBRE DE LA EMPRESA</b>	<b>DEPARTAMENTO O ÁREA SOLICITUD DE CAMBIO</b>
-----------------------------	--

SECTOR / AREA:		NÚMERO DE SOLICITUD
PLANTA / INSTALACIÓN		
SISTEMA, EQUIPO, TUBERÍA, ETC. POR MODIFICAR		FECHA DE SOLICITUD
SERVICIO		

Descripción del cambio propuesto, indicando las razones del mismo:

<b>SOLICITANTE</b>	<b>RECIBE LA SOLICITUD</b>
Nombre, Firma, departamento de adquisición	Responsable Operativo o Coordinador Grupo de Recepción

- 1.- CUANDO LA INSTALACIÓN SE ENCUENTRE EN ETAPA DE CONSTRUCCIÓN, PUEBAS DE ARRANQUE. EL "COORDINADOR DEL GRUPO DE RECEPCIÓN" DEBE RECIBIR Y FIRMAR ESTA SOLICITUD.
- 2.- ESTE FORMATO DEBE ELABORARSE EN ORIGINAL Y UNA COPIA.
- 3.- ORIGINAL, PARA EL "RESPONSABLE OPARTIVO" O EL "COORDINADOR DEL GRUPO DE RECEPCIÓN", SEGÚN SEA EL CASO.
- 4.- COPIA: PARA EL SOLICITANTE.
- 5.- ESTA SOLICITUD DEBE ANALIZARLA EL GRUPO DE TRABJO O EL GRUPO DE RECEPCIÓN , REPORTANDO LOS RESULTADOS EN EL FORMATO DG-SASIPA-SI-04901-F-02.

FORMA: DG-SASIPA-SI-04901-F-01



<b>NOMBRE DE LA EMPRESA</b>	<b>DEPARTAMENTO O ÁREA ANÁLISIS SOLICITUD DE CAMBIO</b>
-----------------------------	---

SECTOR / AREA:		NÚMERO DE SOLICITUD
PLANTA / INSTALACIÓN		FECHA DE SOLICITUD
SISTEMA, EQUIPO, TUBERÍA, ETC. POR MODIFICAR		FECHA DE ANÁLISIS
SOLICITANTE/DEPTO. ADSC.		

Análisis de la "Solicitud de Cambio": (Definir si la propuesta satisface la definición de "cambio" y si este es viable)


Conclusión: (Indicar si la propuesta de cambio procede o no procede.)


<b>RESPONSABLE DE SEGURIDAD</b>
NOMBRE Y FIRMA

<b>RESPONSABLE DE MANTENIMIENTO</b>
NOMBRE Y FIRMA

<b>RESPONSABLE OPERATIVO</b>
NOMBRE Y FIRMA

- 1.- CUANDO LA INSTALACIÓN SE ENCUENTRE EN ETAPA DE CONSTRUCCIÓN, PUEBAS DE ARRANQUE SOLAMENTE DEBE FIRMAR EL "COORDINADOR DEL GRUPO DE RECEPCIÓN", EN EL CAMPO CORRESPONDIENTE AL "RESPONSABLE OERATIVO"
- 2.- ESTE FORMATO DEBE ELABORARSE EN ORIGINAL Y UNA COPIA
- 3.- ORIGINAL, DEBE ARCHIVARLO EL "RESPONSABLE OPARTIVO" O EL "COORDINADOR DEL GRUPO DE RECEPCIÓN", SEGÚN SEA EL CASO.
- 4.- COPIA DEBE ENTREGARSE AL "SOLICITANTE", PREVIA FORMA DE RECIBIDO DEL ORIGINAL.
- 5.- LAS PROPUESTAS DE CAMBIO CALIFICADAS COMO VIABLES, DEBEN TRAMITARSE MEDIANTE LA FORMA DG-SASIPA-SI-04901-F-03.

FORMA: DG-SASIPA-SI-04901-F-02



<b>NOMBRE DE LA EMPRESA</b>	<b>DEPARTAMENTO O ÁREA PROYECTO DE CAMBIO</b>
-----------------------------	---

4. SECTOR / AREA:	
5. PLANTA / INSTALACIÓN	
6. SISTEMA, EQUIPO, TUBERÍA, ETC. POR MODIFICAR	
7. SERVICIO	

2. PROYECTO DE CAMBIO NÚMERO:

3. FECHA DE SOLICITUD

8. CLASIFICACIÓN DEL CAMBIO:	8.1 TEMPORAL	
	8.2 DEFINITIVO	

9. FECHA RETIRO (PARA CAMBIOS TEMPORALES):	
--	--

10. DESCRIPCIÓN DE CAMBIO:
10.1. Descripción detallada de la situación actual:
10.2. Descripción detallada del proyecto de cambio:





11. ESQUMA DEL CAMBIO:

ISOMÉTRICO

FORMA DG-SASIPA-SI-04901-F-03



## 12. JUSTIFICACIÓN DEL CAMBIO:


## 13. REVISIÓN DE SEGURIDAD INDUSTRIAL, SALUD OCUPACIONAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL:

ACTIVIDAD	¿SEREQUIERE? (SI/NO)	NOMBRE DEL RESPONSABLE	FECHA DE COMPROMISO
13.1 Realizar análisis de Riesgos			
13.2 Actualizar Plan de respuesta a Emergencias			
13.3 Actualizar programas de Seguridad Industrial			
13.4 Actualizar programas de Salud Ocupacional			
13.5 Actualizar Programas de Protección Ambiental			
13.6 Definir medidas de SI,SO,PA, para la ejecución			
13.7 Definir equipo de protección personal			
13.8 Definir y tramitar Permisos, Minutas, Libranzas			
13.9 Definir condiciones operacionales especiales			
13.10 Actualizar programas de mantenimiento			
13.11 Actualizar programas de inspección y pruebas			
13.12 Actualizar programas de calibración y ajuste			
13.13 Difundir el cambio			
13.14 Otros (especificar)			

FORMA DG-ASIPA-SI-04901-F-03



14. ACTUALIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE LOS PROCESOS:			
ACTIVIDAD	¿SEREQUIERE? (SI/NO)	NOMBRE DEL RESPONSABLE	FECHA DE COMPROMISO
14.1 Actualizar Diagramas de Tubería e Instrumentación			
14.2 Actualizar Diagramas de Flujo de Proceso			
14.3 Actualizar planos y documentos de los sistemas eléctricos			
14.4 Actualizar información de los sistemas de relevo de presión			
14.5 Actualizar listas de partes de repuesto			
14.6 Actualizar/ elaborar Hojas de Datos de Seguridad de Sustancias (HDSS).			
14.7 Actualizar planos de Clasificación de áreas peligrosas			
14.8 Otros (especificar)			

15. CAPACITACIÓN / ENTRENAMIENTO:			
ACTIVIDAD	¿SEREQUIERE? (SI/NO)	NOMBRE DEL RESPONSABLE	FECHA DE COMPROMISO
15.1 Capacitar a personal de Operación			
15.2 Capacitar a personal de Inspección y Seguridad			
15.3 Capacitar a personal de Contraincendio			
15.4 Capacitar a personal de Laboratorio			
15.5 Capacitar a personal de Mantenimiento Eléctrico			
15.6 Capacitar a personal de Mantenimiento Mecánico			
15.7 Capacitar a personal de Mantenimiento Civil			
15.8 Capacitar a personal de Mantenimiento de Instrumentos			
15.9 Capacitar a personal de Mantenimiento de Plantas			
15.8 Otros (especificar)			



**16. ACTUALIZACIÓN DE PROCEDIMIENTOS:**

ACTIVIDAD	¿SEREQUIERE? (SI/NO)	NOMBRE DEL RESPONSABLE	FECHA DE COMPROMISO
16.1 Actualizar procedimietnos de Operación			
16.2 Actualizar Procedimientos de Mantenimiento			
16.3 Actualizar Procedimientos de Inspección			
16.4 Actualizar procedimientos de Salud Ocupacional			
16.5 Actualizar Procedimientos de Salud Ocupacional			
16.6 Actualizar Procedimientos de Seguridad			
16.7 Actualizar Procedimientos de Protección Ambiental			
16.8 Otros (especificar)			

**17. AUTORIZACIÓN PARA LA EJECUCIÓN DEL CAMBIO.**

17.1 PROPONEN EL PROYECTO DE CAMBIO	FECHA:
_____ Responsable Operativo o                      Responsable de Mantenimiento                      Responsable de Seguridad Coord. Gp.Recep.	

17.2 APRUEBA	17.3 AUTORIZA	FECHA:
SI ____ NO ____	FECHA:	
Administrador de Cambios		Máxima Autoridad del Centro de Trabajo

**18. OBSERVACIONES**

--

FORMA DG-ASIPA-SI-04901-F-03



### **INSTRUCTIVO PARA EL LLENADO DEL "PROYECTO DE CAMBIO"**

- 1.- EN LA PARTE INFERIOR DEL LOGOTIPO DE LA EMPRESA , ANOTAR EL NOMBRE DEL CENTRO DE TRABAJO.
- 2.- ANOTAR EL NÚMERO DE PROYECTO DE CAMBIO, APLICANDO LA CODIFICACIÓN DESCRITA EN EL CAPÍTULO 2.
- 3.- ANOTAR LA FECHA EN QUE SE GENERA LA "SOLICITUD DE CAMBIO".
- 4.- ANOTAR EL NÚMERO Y NOMBRE DEL SECTOR O EL NOMBRE DEL ÁREA DONDE SE LOCALIZA EL EQUIPO, SISTEMA, CIRCUITO , TUBERÍA, ETC., MOTIVO DE CAMBIO.
- 5.- ANOTAR EL NOMBRE DE LA PLANTA O INSTALCIÓN DONDE SE LOCALIZA EL EQUIPO, SISTEMA, CIRCUITO, TUBERÍA, ETC., MOTIVO DEL CAMBIO.
- 6.- ANOTAR LA CLAVE DE IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPO, SISTEMA, TUBERÍA, CIRCUITO, DISPOSITIVO, ETC., MOTIVO DEL CAMBIO.
- 7.- ANOTAR EL SERVICIO QUE PRESTA EL SISTEMA, EQUIPO, TUBERÍA, CIRCUITO, DISPOSITIVO, ETC., MOTIVO DEL CAMBIO.
- 8.- ANOTAR LA CLASIFICACIÓN DEL PROYECTO DE CAMBIO (TEMPORAL O DEFINITIVO) , MARCANDO CON UNA LETRA "X", EN EL CAMPO CORRESPONDIENTE.
- 9.- ANOTAR LA FECHA CUANDO DEBE RETIRARSE EL CAMBIO TEMPORAL, CUANDO SEA EL CASO.
- 10.- DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO.
  - 10.1 DESCRIBIR DETALLADAMENTE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA, EQUIPO, TUBERÍA, DISPOSITIVO, ETC., POR MODIFICAR, SEGÚN APLIQUE. LAS CARACTERÍSTICAS DE INFLAMABILIDAD Y TOXICOLÓGICAS DEL FLUIDO QUE MANEJA, LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN, LAS DIMENSIONES PRINCIPALES, LAS ESPECIFICACIONES DE MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN, ETC.
  - 10.2 DESCRIBIR DETALLADAMENTE EL PROYECTO DE CAMBIO, INDICANDO, SEGÚN APLIQUE , LAS NUEVAS CONDICIONES PROPUESTAS.
- 11.- ELABORAR DIBUJO ESQUEMÁTICO DEL PROYECTO DE CAMBIO, CUANDO EL ESPACIO SEA INSUFICIENTE, INCORPORAR LOS DIBUJOS OO PLANOS RESPECTIVOS.
- 12.- DETALLAR LA JUSTIFICACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO DE CAMBIO, DESCRIBIENDO ENTRE OTRAS COSAS:
  - LAS RAZONES QUE JUSTIFIQUEN LA CLASIFICACIÓN DEL PROYECTO DE CAMBIO (TEMPORAL O DEFINITIVO)
  - LAS RAZONES TÉCNICAS Y LOS BENEFICIOS QUE SE ESPERA OBTENER CON EL CAMBIO EN LAS MATERIAS DE SEGURIDAD, SALUD, OPERACIÓN, MANTENIMIENTO O PROTECCIÓN AMBIENTAL.
- 13.- REVISIÓN DE SEGURIDAD INDUSTRIAL, SALUD OCUPACIONAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL.
  - IDENTIFICAR LA NECESIDAD DE REALIZAR ANÁLISIS DE RIESGOS, ACTUALIZAR EL PLAN DE RESPUESTAS DE EMERGENCIAS, ACTUALIZAR PLANES Y PROGRAMAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL, DE SALUD OCUPACIONAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL: ACTUALIZAR PROGRAMAS DE INSPECCIÓN, PRUEBAS, MANTENIMIENTO, CALIBRACIÓN, ENTRE OTROS. ANOTAR EL NOMBRE DEL RESPONSABLE DE DICHA ACTIVIDAD ASÍ COMO LA FECHA DE COMPROMISO PARA CONCLUIRLA.
- 14.- ACTUALIZACIÓN DE INFORMES DE LOS PROCESOS.
  - IDENTIFICAR LA INFORMACIÓN DE LOS PROCESOS QUE DEBE ACTUALIZARSE COMO MOTIVO DEL CAMBIO (DIAGRAMAS DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN, PLANOS DE



DETALLE DE CONSTRUCCIÓN, DIAGRAMAS DE FLUJO DE PROCESO, HOJAS DE DATOS DE SEGURIDAD DE SUSTANCIAS, PLANOS DE CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS, HOJAS DE DATOS DE DISEÑO, ETC), ANOTANDO EL NOMBRE DEL RESPONSABLE DE DICHAS ACTIVIDAD, ASI COMO LA FECHA DE COMPROMISO PARA CONCLUIRLA.

15.- CAPACITACIÓN Y ENTRENAMIENTO.

- IDENTIFICAR AL PERSONAL DE LAS DIFERENTES ESPECIALIDADES (OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, INSPECCIÓN, SEGURIDAD, CONTRAINCENDIO, ENTRE OTROS), QUE DEBEN SER CAPACITADOS Y ENTRENADOS CON MOTIVO DEL CAMBIO, ANOTANDO EL NOMBRE DEL RESPONSABLE DE DICHA ACTIVIDAD, ASÍ COMO LA FECHA DE COMPROMISO PARA CONCLUIRLA.

16.- ACTUALIZACIÓN DE PROCEDIMIENTOS.

- IDENTIFICAR LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN, DE SEGURIDAD, DE INSPECCIÓN Y PRUEBAS DE MANTENIMIENTO DE SALUD OCUPACIONAL, DE PROTECCIÓN AMBIENTAL, ENTRE OTROS, QUE DEBEN ACTUALIZARSE CON MOTIVO DEL CAMBIO, ANOTANDO EL NOMBRE DEL RESPONSABLE DE DICHA ACTIVIDAD ASÍ COMO LA FECHA DE COMPROMISO PARA CONCLUIRLA.

17.- AUTORIZACIÓN PARA LA EJECUCIÓN DEL CAMBIO.

- EL FORMATO DE "PROYECTO DE CAMBIO" DEBIDAMENTE LLENADO, DEBE SER FIRMADO POR EL GRUPO DE TRABAJO O POR EL COORDINADOR DEL GRUPO DE RECEPCIÓN, SEGÚN APLIQUE Y ENVIARLO AL ADMINISTRADOR DE CAMBIOS PARA SU ANÁLISIS Y APROBACIÓN.
- EL ADMINISTRADOR DE CAMBIOS DEBE FORMAR AL GRUPO MULTIDICIPLINARIO PARA ANALIZAR EL "PROYECTO DE CAMBIO" Y DE SER EL CASO APROBAR LA EJECUCIÓN DEL CAMBIO, MEDIANTE SU FIRMA EN EL CAMPO 17.2.
- LA MÁXIMA AUTORIDAD DEL CENTRO DE TRABAJO, DEBE ANALIZAR EL "PROYECTO DE CAMBIO" Y DE SER EL CASO AUTORIZAR LA EJECUCIÓN DEL CAMBIO MEDIANTE SU FIRMA EN EL CAMPO 17.3.

18.- EN CASO DE QUE SE REQUIERA HACER OBSERVACIONES RESPECTO DE ALGÚN PUNTO DEL FORMATO, PUEDE APROVECHARSE EL CAMPO "OBERVACIONES".

NOTAS.

1. ESTA SOLICITUD DEBE ELABORARSE SOLO EN ORIGINAL
2. AL CONCLUIR EL PROCESO DE CAMBIO, ESTA SOLICITUD, JUNTO CON LA INFORMACIÓN QUE SE ANEXE, DEBE SER CONTROLADA POR EL ADMINISTRADOR DE CAMBIOS DEL CENTRO DE TRABAJO.
3. AL CONCLUIR EL PROCESO DE CAMBIO, EL RESPONSABLE OPERATIVO O EL COORDINADOR DEL GRUPO DE RECEPCIÓN, SEGÚN APLIQUE, DEBE MANTENER UNA COPIA DE ESTA SOLICITUD EN EL EXPEDIENTE CORRESPONDIENTE.
4. CUANDO LOS CAMPOS DEL FORMATO NO SEAN SUFICIENTES PARA LA INFORMACIÓN QUE SE SOLICITA, PUEDE ANEXARSE AL MISMO LA DOCUMENTACIÓN QUE SE REQUIERA: EN ESTOS CASOS, EN EL CAMPO CORRESPONDIENTE A "OBSERVACIONES" DEBE HACERSE LA ANOTACIÓN RESPECTIVA.



<b>NOMBRE DE LA EMPRESA</b>	<b>DEPARTAMENTO O ÁREA AUTORIZACIÓN INICIO DE OPERACIÓN</b>
-----------------------------	---

Hacemos constar que las actividades descritas en el formato DG-SASIPA-SI-04901-F-03 "PROYECTO DE CAMBIO", fueron atendidas totalmente y que se cumplió con lo dispuesto en los documentos normativos DG-SASIPA-SI-04901 "Norma para la Administración de cambios" y DG-ASIPA-SI-06920 "Procedimientos para verificar las condiciones de seguridad y los requerimientos ambientales antes de iniciar la operación de instalaciones industriales nuevas": así como, que en los archivos del Administrador de Cambios se cuenta con los registros, planos, procedimientos, memorias de cálculo y demás evidencias documentales del cambio realizado.

En virtud de lo anterior, solicitamos autorización para el inicio de operación del cambio que se describe a continuación:

SECTOR / AREA:		PROYECTO DE CAMBIO NÚMERO
PLANTA / INSTALACIÓN		
SISTEMA, EQUIPO, TUBERÍA, ETC. POR MODIFICAR		FECHA DE SOLICITUD
SERVICIO		

CLASIFICACIÓN DEL CAMBIO	TEMPORAL	DEFINITIVO	FECHA DE RETIRO PARA EL CAMBIO TEMPORAL:
-----------------------------	----------	------------	---

PROPONEN INICIO DE OPERACIÓN	FECHA:
_____ Responsable Operativo o Coord. Gp.Recep.	_____ Responsable de Mantenimiento
	_____ Responsable de Seguridad

<b>APRUEBA INICIO DE OPERACIÓN</b>
_____ Administrador de Cambios

<b>AUTORIZA EL INICIO DE OPERACIÓN</b>
_____ Máxima Autoridad del Centro de Trabajo

FORMA:DG-SASIPA-SI-04901-F-04



<b>NOMBRE DE LA EMPRESA</b>	DEPARTAMENTO O ÁREA <b>CENSO DE CAMBIO</b>
-----------------------------	---

SECTOR / AREA	

FECHA DE REPORTE

CODIFICACIÓN	BREVE DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO	FECHA DE SOLICITUD	FECHA ANÁLISIS	FECHA AUTORIZACIÓN	FECHA INICIO DE OPERACIÓN	OBSERVACIONES

Administrador de Cambios

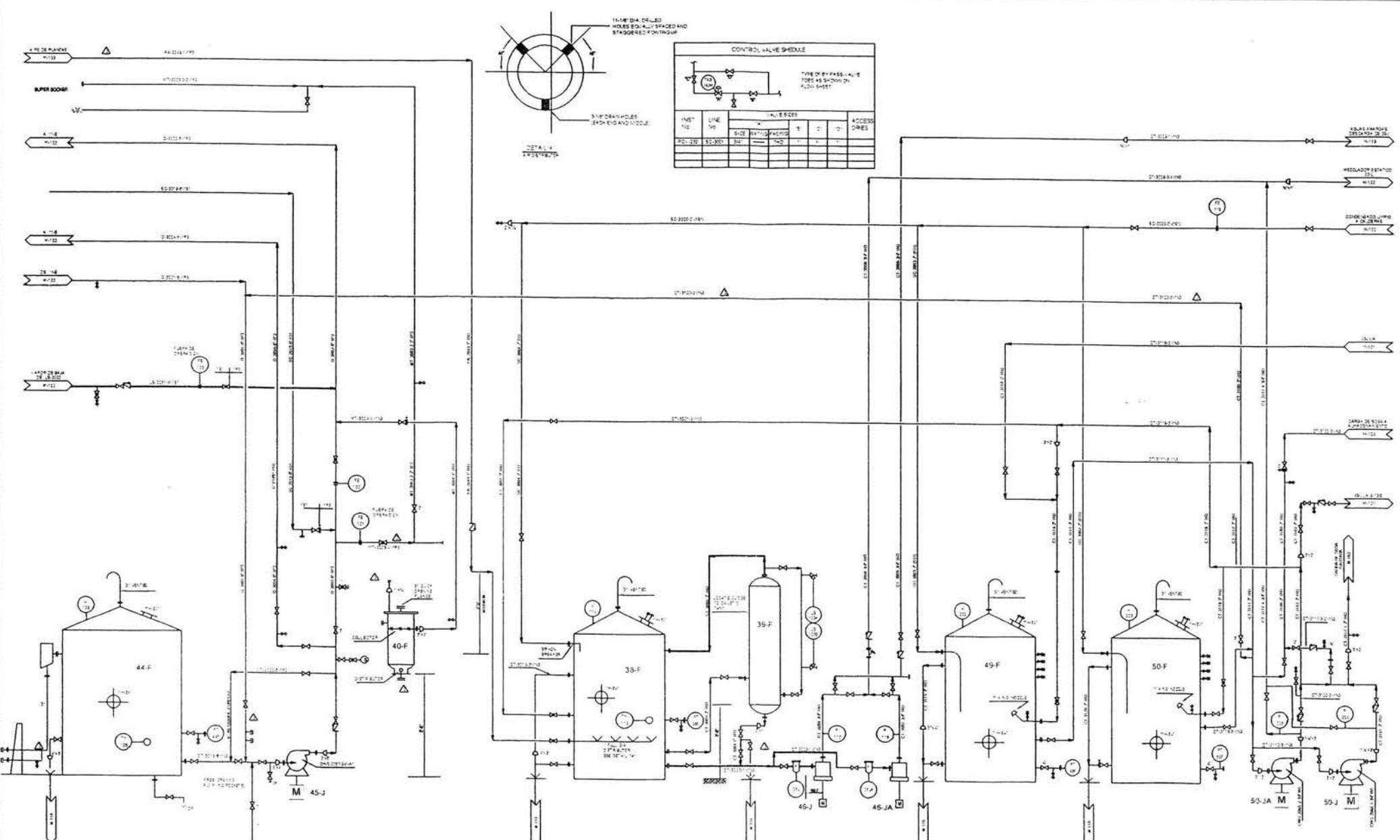
FORMA:DG-SASIPA-SI-04901-F-05





## ANEXOS C





**CONTROL VALVE SCHEDULE**

TYPE OF BY-PASS VALVE USED AS SHOWN ON P&ID SHEET

LINE NO.	VALVE SIZES		ACCESSORIES
	SIZE	TYPE	
20-120	6" S	1"	
20-121	6" S	1"	
20-122	6" S	1"	
20-123	6" S	1"	
20-124	6" S	1"	
20-125	6" S	1"	
20-126	6" S	1"	
20-127	6" S	1"	
20-128	6" S	1"	
20-129	6" S	1"	
20-130	6" S	1"	

- 44-F**  
1500 BBL CAPACITY METHANOL STORAGE TANK  
24" D X 24'0" H  
ATM @ TEMP. AMB.  
CARBON STEEL  
CORROSION ALLOWANCE  
SHELL 18"  
HEAD 18"
- 45-J**  
CIRCULATION PUMP  
300 GPM X 75 PSIA P  
CASING STEEL  
IMPELLER 11-13 G  
40 HP  
45-JM  
45-JM
- 40-F**  
MEROX DILUTION POT  
30" D X 5'-0" H  
150 PSI @ 150°F  
CARBON STEEL  
CORROSION ALLOWANCE  
SHELL 18"  
HEAD 18"
- 38-F**  
200 BBL CAPACITY CAUSTIC TANK  
9'-0" O.D. X 18'-0" H  
ATM @ TEMP. AMB.  
CARBON STEEL  
CORROSION ALLOWANCE  
SHELL 18"  
HEAD 18"
- 39-F**  
CAUSTIC RESERVE TANK  
3'-0" D X 4'-0" H  
ATM @ 150°F  
CARBON STEEL  
CORROSION ALLOWANCE  
SHELL 18"  
HEAD 18"
- 46-J/JA**  
CAUSTIC INJECTION PUMPS  
30 GPM X 110 PSIA P  
BODY STEEL  
DIAPHRAGM TEFLON  
1/2 HP  
WITH INTEGRAL RELIEF VALVES  
RV-104 RV-104B
- 25/LA**  
PORTA FILTRO
- 49-F**  
300 BBL CAPACITY 10" 8# CAUSTIC STORAGE TANK  
11'-0" D X 18'-0" H  
ATM @ TEMP. AMB.  
CARBON STEEL  
CORROSION ALLOWANCE  
SHELL 18"  
HEAD 18"
- 50-F**  
200 BBL CAPACITY 20" 8# CAUSTIC STORAGE TANK  
9'-0" D X 18'-0" H  
ATM @ TEMP. AMB.  
CARBON STEEL  
CORROSION ALLOWANCE  
SHELL 18"  
HEAD 18"
- 50-J/JA**  
CAUSTIC TRANSFER PUMPS  
40 GPM X 196 PSIA P  
CASING STEEL  
IMPELLER C-1  
30 HP  
50-JM/JAM

**LISTA DE CAMBIOS REV. 3**

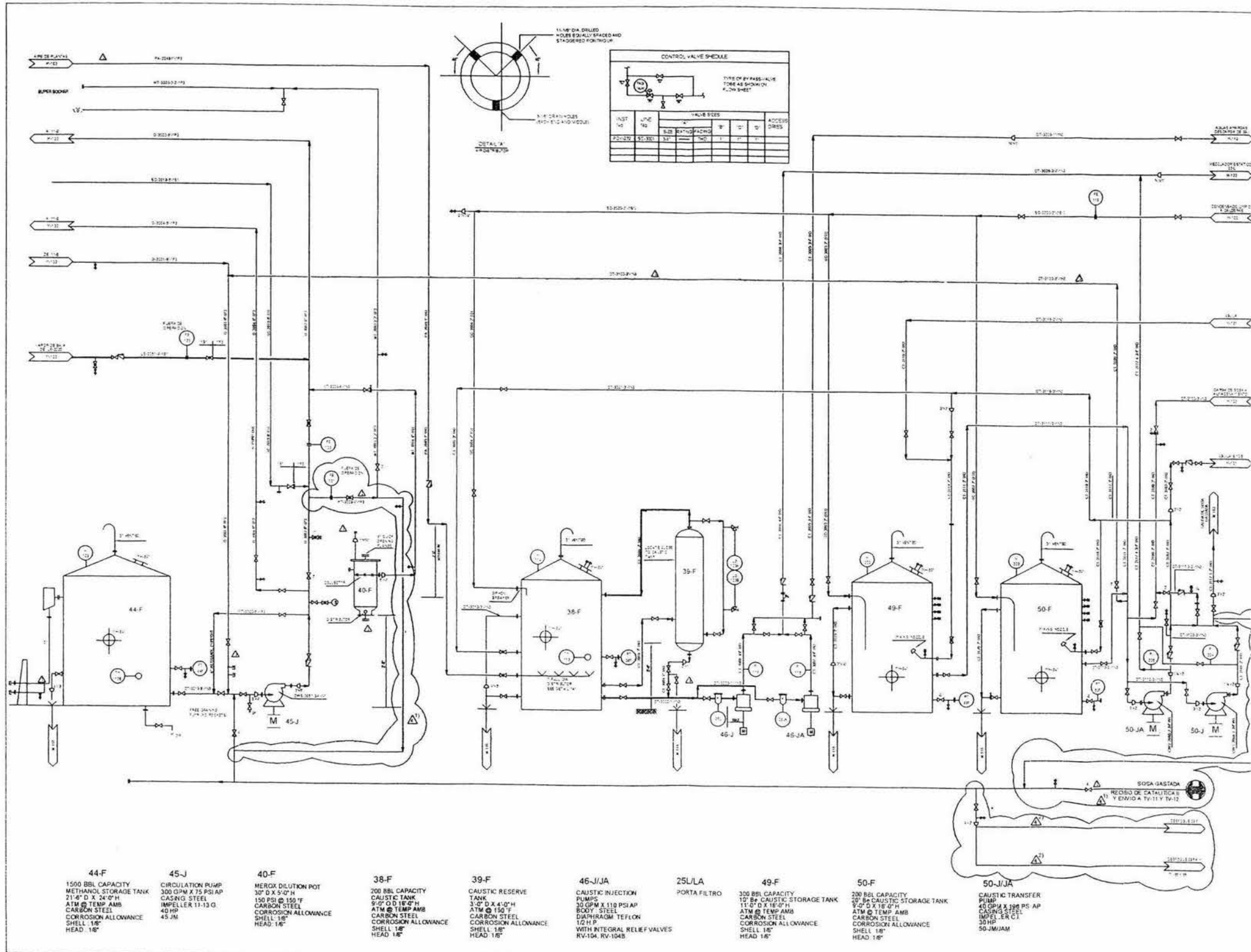
1- SE REEMPLAZAN LOS EQUIPOS 49-F, 50-F, 49-J, 50-J, 49-JA, 50-JA, 49-JM, 50-JM, 49-JAM, 50-JAM POR EQUIPOS DE 10" Y 20" RESPECTIVAMENTE.

2- SE REEMPLAZAN LAS BOQUETAS 49-J, 50-J, 49-JA, 50-JA, 49-JM, 50-JM, 49-JAM, 50-JAM POR BOQUETAS DE 10" Y 20" RESPECTIVAMENTE.

3- SE AGREGAN LAS PROVISIONES DE 10" Y 20" EN LAS LINEAS DE 10" Y 20" RESPECTIVAMENTE.

4- SE REEMPLAZAN LOS EQUIPOS 49-F, 50-F, 49-J, 50-J, 49-JA, 50-JA, 49-JM, 50-JM, 49-JAM, 50-JAM POR EQUIPOS DE 10" Y 20" RESPECTIVAMENTE.

 <b>PEMEX REFINACION</b> GERENCIA DE INVESTIGACION Y DESARROLLO TECNOLÓGICO
 UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA
<b>UNIDAD FC-I</b> <b>ALMACENAMIENTO DE METANOL SOSA CAUSTICA Y QUIMICOS</b>
<b>0001</b>
<b>3</b>



**CONTROL VALVE SCHEDULE**

TYPE OF BY-PASS VALVE TO BE SHOWN ON P&ID SHEET

INST NO	LINE NO	VALVE SIZE				ACCESS DRESS
		SIZE	RATING	PACKING	TYPE	
PS-102	45.301	3"	150	RT	1"	

- LISTA DE CAMBIOS REV 3**
1. REEMPLAZAR EL CILINDRO DE 100 LBS POR UNO DE 25 LBS.
  2. REEMPLAZAR EL CILINDRO DE 100 LBS POR UNO DE 25 LBS.
  3. REEMPLAZAR EL CILINDRO DE 100 LBS POR UNO DE 25 LBS.
- LISTA DE CAMBIOS REV 4**
1. ENVIO DE SOSA GASTADA DEL 44-F DE LA PLANTA CATALITICA A LOS TANQUES TV-11 Y TV-12 DE ACUERDO AL MOD FCC-01-017.
  2. SE AGREGARON LINEAS DE DESFOGUE.

**44-F**  
1500 BBL CAPACITY  
METHANOL STORAGE TANK  
21'-6" D X 24'-0" H  
ATM @ TEMP AMB  
CORROSION ALLOWANCE  
SHELL 1/8"  
HEAD 1/8"

**45-J**  
CIRCULATION PUMP  
300 GPM X 75 PSI AP  
CASING STEEL  
IMPELLER 11-13 G  
45-JM

**40-F**  
MEROX DILUTION POT  
30" D X 5'-0" H  
150 PSI @ 150°F  
CORROSION ALLOWANCE  
SHELL 1/8"  
HEAD 1/8"

**38-F**  
200 BBL CAPACITY  
CAUSTIC TANK  
5'-0" D X 16'-0" H  
ATM @ TEMP AMB  
CORROSION ALLOWANCE  
SHELL 1/8"  
HEAD 1/8"

**39-F**  
CAUSTIC RESERVE  
TANK  
3'-0" D X 4'-0" H  
ATM @ 150°F  
CORROSION ALLOWANCE  
SHELL 1/8"  
HEAD 1/8"

**46-J/JA**  
CAUSTIC INJECTION  
PUMPS  
30 GPM X 110 PSI AP  
BODY STEEL  
DIAPHRAGM TEFLON  
WITH INTEGRAL RELIEF VALVES  
RV-104, RV-104B

**25/LA**  
PORTA FILTRO

**49-F**  
300 BBL CAPACITY  
12" Be CAUSTIC STORAGE TANK  
11'-0" D X 16'-0" H  
ATM @ TEMP AMB  
CORROSION ALLOWANCE  
SHELL 1/8"  
HEAD 1/8"

**50-F**  
200 BBL CAPACITY  
20" Be CAUSTIC STORAGE TANK  
9'-0" D X 16'-0" H  
ATM @ TEMP AMB  
CORROSION ALLOWANCE  
SHELL 1/8"  
HEAD 1/8"

**50-J/JA**  
CAUSTIC TRANSFER  
PUMP  
40 GPM X 100 PSI AP  
CASING STEEL  
IMPELLER C1  
50-J/JAM

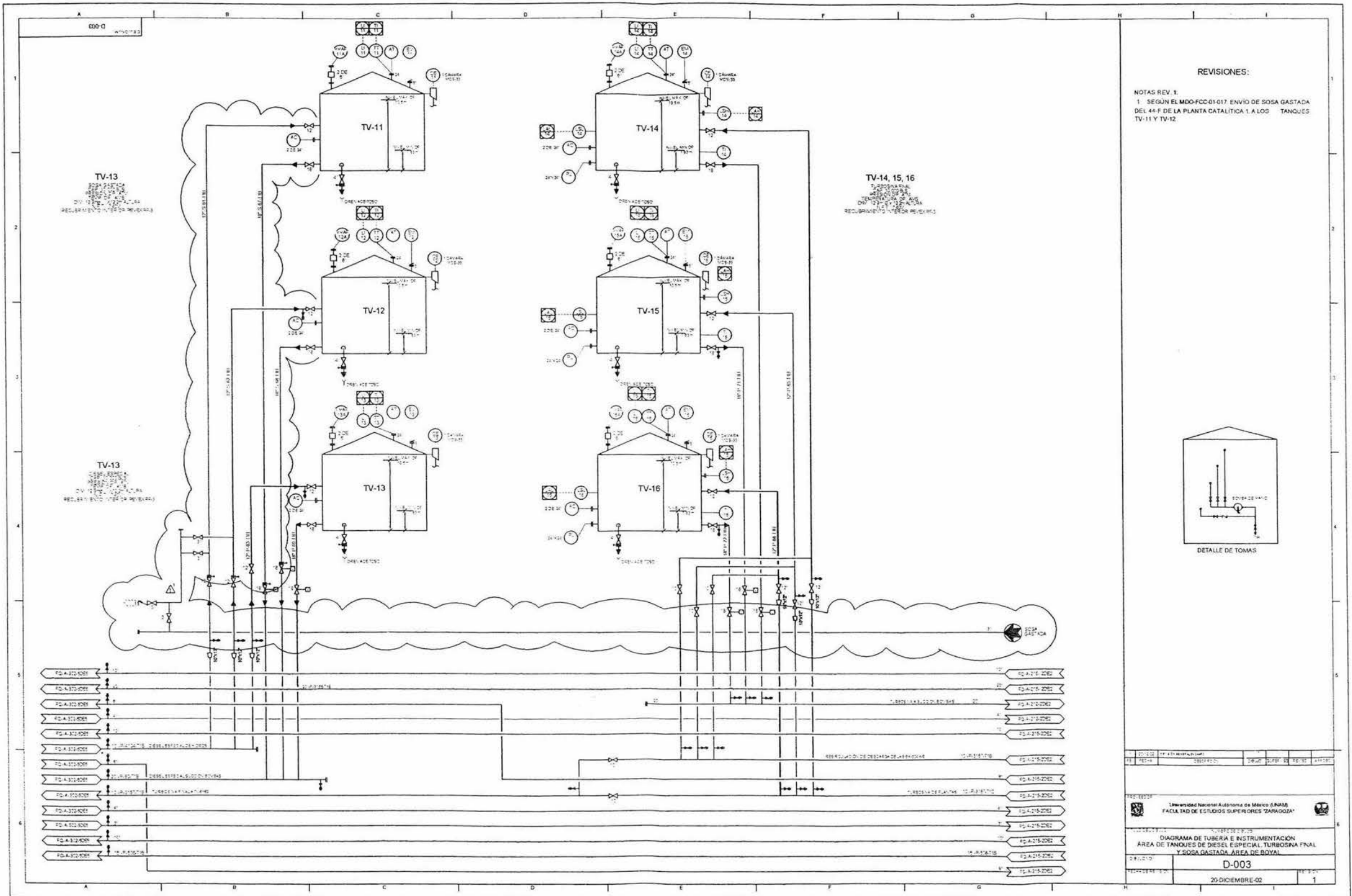
PEMEX-REFINACION  
GERENCIA DE INVESTIGACION Y  
DESARROLLO TECNOLÓGICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO  
FACULTAD DE INGENIERIA QUÍMICA

UNIDAD FOCT  
ALMACENAMIENTO DE METANOL, SOSA  
CAUSTICA Y QUÍMICOS

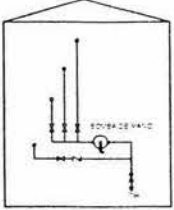
PROYECTO: D002

FECHA: 22/10/2018



**REVISIONES:**

NOTAS REV. 1.  
 1. SEGUN EL MDO-FCC-01-017. ENVIO DE SOSA GASTADA DEL 44-F DE LA PLANTA CATALITICA 1, A LOS TANQUES TV-11 Y TV-12.



DETALLE DE TOMAS

201202	201202	201202	201202	201202	201202
REV. 1	DESIGNADO	CHUB	SUPER	SE	141707
Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES "ZARAGOZA"					
DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN ÁREA DE TANQUES DE DIESEL ESPECIAL TURBOSNA FINAL Y SOSA GASTADA. ÁREA DE BOVAL					
D-003					
20 DICIEMBRE-02				1	



## **ANEXOS D**





## Lista de Abreviaturas

<b>D.F.P.</b>	Diagrama de Flujo de Proceso.
<b>D.T.I.</b>	Diagrama de Tubería e Instrumentación.
<b>HAZOP</b>	Análisis de Riesgos y Operabilidad (Hazard and Operability Analysis).
<b>F.T.A.</b>	Análisis de árbol de Fallas. (FTA, Fault Tree Analysis).
<b>E.T.A.</b>	Análisis de árbol de Sucesos (ETA, Event Tree Análisis).
<b>F.M.E.A.</b>	Análisis de Modos de Fallas y Efectos (FMEA, Failure Modes and Effects Analysis).
<b>A.P.I.</b>	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute).
<b>N.O.M.</b>	Norma Oficial Mexicana.
<b>O.S.H.A.</b>	Agencia de Administración de la Salud y la Seguridad Ocupacional (Occupational Safety and Health Administration).
<b>P.E.M.E.X.</b>	Petróleos Mexicanos.
<b>S.I.A.S.P.A</b>	Sistema Integral de Administración de la Seguridad y Protección Ambiental.
<b>I.M.P.</b>	Instituto Mexicano del Petróleo.
<b>S.I.D.T.I.</b>	Sistema de Información de los Diagramas Técnicos Inteligentes.
<b>A.C.P.M.</b>	Aceite Cíclico Pesado
<b>T.A.D.</b>	Terminal de Almacenamiento y Distribución
<b>AC</b>	Administrador de Cambio
<b>GR</b>	Grupo de Recepción
<b>GT</b>	Grupo de Trabajo



## ***ANEXO E***



## CONCEPTOS. (6,10,11,13)

**Cambio.**- Acción de modificar en forma planeada y controlada, un material, proceso, equipo, componente o instalación del centro de trabajo o unidad de implantación, en fecha posterior a la del diseño, construcción u operación original. Son las modificaciones que se realizan a las instalaciones industriales respecto de su diseño autorizado, ya sea en sus componentes físicos, en la tecnología del proceso, en sus procedimientos o en sus materiales de construcción, entre otros.

**Administración del cambio.**- Proceso mediante el cual se analizan los riesgos implícitos en cualquier proyecto de modificación al diseño original de una instalación, mediante un seguimiento documentado, desde la detección y seguimiento, hasta su puesta en operación, incluyendo el seguimiento, evaluación y control de los resultados obtenidos.

**Administrador de cambios (AC).**- Es la persona responsable de administrar todos los cambios que se realicen en el centro de trabajo, observando las disposiciones del presente documento normativo.

**Cambio temporal.**- Son los cambios que tienen un período de operación predeterminado, al término del cual debe retornarse a las condiciones originales o de diseño.

**Grupo Directivo.**- Es el grupo de funcionarios, dirigidos por la máxima autoridad en cada centro de trabajo, que de acuerdo con las funciones asignadas a sus puestos, están facultados para tomar decisiones de índole técnica, administrativa o legal.

**Grupo coordinado.**- Grupo formado por el jefe de operación del área o quien lo sustituya temporalmente, el coordinador de especialidad técnica de la U. E. P., los



encargados del área por especialidad técnica de mantenimiento, seguridad, producción etc., que estén involucrados.

**Guía.-** Formato o documento que contiene indicaciones o instrucciones diversas que orienta para llevar a cabo una función o tarea.

**Especificaciones del proyecto.-** Son las leyes y regulaciones mexicanas, las prácticas de diseño, las especificaciones y normas de PEMEX Refinación que obligatoriamente deben ser cumplidas, así como los paquetes de ingeniería básica de cada uno de los licenciadores de las instalaciones y los códigos y estándares de diseño extranjeros, a los cuales debe apegarse la ingeniería de detalle, procura, construcción, inspección, pruebas y arranque de instalaciones industriales nuevas. Estos documentos deben formar parte del contrato de obra correspondiente.

**Grupo de Recepción (GR).-** Es el equipo integrado con personal del centro de trabajo de las especialidades de operación, seguridad, mantenimiento (mecánico, instrumentos, eléctrico, plantas, civil, etc.) y protección ambiental, entre otras, representado por un coordinador preferentemente del área operativa, el cual tiene la función de atender las actividades de recepción de instalaciones industriales nuevas. Las especialidades para integrar este equipo y su número de personas, dependerán de las dimensiones y características de la instalación por recibir.

**Grupo de Trabajo (GT).-** Es el equipo formado por personal de PEMEX Refinación responsable de la operación, el mantenimiento y la seguridad de una instalación industrial, pudiendo incluirse la participación de otras especialidades que se consideren convenientes.

**Inicio de operación.-** Dependiendo del tipo de instalación, puede ser:

El momento en que se introducen productos inflamables, combustibles o cualquier otra sustancia peligrosa a instalaciones diseñadas para almacenar, transportar, procesar o manejar dichas sustancias.

El momento en que se introduce agua, vapor o aire en instalaciones diseñadas para manejar, transportar, almacenar o procesar dichas sustancias, tomándose las acciones para elevar sus condiciones de presión, temperatura o nivel a rangos de operación normal.

**Instalación industrial.-** Conjunto de estructuras, equipos de proceso y servicios auxiliares, entre otros, dispuestos para un proceso productivo específico.

**Normateca electrónica.-** Sitio destinado al depósito de documentos normativos para su consulta, mediante el empleo de herramientas informáticas.

**Licenciador.-** Es la firma de ingeniería dueña de la tecnología, con base en la cual se diseña y construye una instalación nueva.

**Registro.-** Documento que provee evidencia objetiva de las actividades ejecutadas o resultados obtenidos.

**Responsable Operativo.-** Es el ingeniero a cuyo cargo directo está la instalación industrial o área en la que se realiza un cambio.

**Solicitante.-** Es cualquier trabajador asignado a una instalación industrial, que identifica la necesidad de realizar un cambio.



**Sustancia peligrosa.-** Es todo aquel elemento, compuesto, material o mezcla de ellos que independientemente de su estado físico, represente un riesgo potencial para la salud, el ambiente o la seguridad de los usuarios y la propiedad de terceros.

**Accidente:** Significa cualquier acontecimiento no planeado que implica una desviación intolerable sobre las condiciones de diseño de un sistema causando daño a las personas, al equipo, a los materiales y al medio ambiente, y pueden ser accidentes menores o accidentes mayores.

**Accidente menor:** Es un acontecimiento no deseado que provoca daños leves a las personas, siendo necesaria la aplicación de primeros auxilios para que se incorporen nuevamente a sus actividades normales.

**Accidente mayor:** Cualquier suceso tal como una emisión, fuga, vertido, incendio o explosión que sea consecuencia de un desarrollo incontrolado de una actividad industrial y que pueda provocar una situación de gran riesgo, catástrofe o calamidad pública, inmediata o diferida, para las personas, para el medio ambiente y para los bienes (propiedad de los accionistas), ya sea en el interior o en el exterior de las instalaciones, y en el que estén implicadas una o varias sustancias peligrosas (real decreto 886/1988, de la legislación española, sobre prevención de accidentes mayores).

**Análisis de riesgos:** Es una disciplina que combina la evaluación del proceso desde el punto de vista de la ingeniería con técnicas matemáticas que permiten realizar estimaciones de frecuencias/probabilidades y consecuencias de accidentes. Los resultados del análisis de riesgos pueden ser utilizados para la toma de decisiones (gerencia o administración de riesgos), ya sea mediante la jerarquización de las estrategias de reducción de riesgos o mediante la comparación con los niveles de riesgo fijados como objetivo en una determinada actividad.

**Análisis de riesgos de procesos:** Es un esfuerzo organizado para identificar, por medio de una serie de técnicas sistemáticas, las debilidades asociadas con el diseño u operación del proceso que podrían conducir a consecuencias indeseables (perjuicios personales o daños a equipos catastróficos) y determinar las medidas para controlar estos riesgos y eliminar o al menos mitigar sus consecuencias.

**Análisis de Riesgos y Operabilidad (HazOp):** Es una herramienta sistemática usada por un equipo multidisciplinario para llevar a cabo un estudio de riesgos y operabilidad, la cual usa una serie de palabras guía, que se aplican a cada parámetro del proceso seleccionado, para identificar, mediante la discusión propositiva y la generación de ideas: Desviaciones de la intención de diseño de un sistema y sus procedimientos, las causas y consecuencias que las provocan y los sistemas de protección o mitigación de dichas causas y consecuencias; y que además, semicuantifica los riesgos, mediante la combinación de las frecuencias o probabilidades y su gravedad, hace recomendaciones, las cuales clasifica y jerarquiza de acuerdo al nivel del riesgo encontrado, establece y jerarquiza las acciones para implementar las medidas correctivas determinadas por el equipo multidisciplinario". HazOp (Hazard and Operability Analysis) quiere decir Análisis de Riesgos y Operabilidad. Con base a la explicación anterior, HazOp debería traducirse como Análisis de Peligro y Operabilidad, sin embargo nosotros usaremos la palabra riesgo en lugar de peligro como se ha venido haciendo.

**Causa:** Es la razón por la que se pueden producir desviaciones, es decir, lo que hace que un incidente o accidente ocurra.

**Clase:** Es la prioridad asignada a las acciones recomendadas en base al nivel de riesgos encontrado basado en la matriz de riesgos.



**Consecuencia:** Resultado de un evento no deseado, medido por sus efectos en los empleados, público en general, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones (equipo y maquinaria).

**Desviación:** Son desvíos de la intención de diseño (flujo, presión, temperatura, reacción, nivel, etc.) que se descubren mediante la aplicación sistemática de las palabras guía.

**Escenario potencial:** Es el riesgo potencial que tiene probabilidad elevada de causar pérdidas.

**Evento de riesgo:** Determinación de un evento hipotético en el cual se toma en consideración la ocurrencia de un accidente bajo condiciones determinadas, definido mediante modelos matemáticos y criterios acordes a las características de los procesos y/o materiales, las zonas potencialmente afectadas.

**Frecuencia:** Es el número de incidentes o sucesos que se han observado en un lapso de tiempo dentro de la planta.

**Gravedad:** Son las consecuencias dañosas que puede tener un accidente dentro de la planta. Su nivel se asigna con ayuda del equipo multidisciplinario.

**Incendio:** Es la combustión de grandes cantidades de un material, ocasionando grandes pérdidas, ya sean humanas, materiales o ambas.

**Incidente:** Es el evento o combinación de eventos no planeados que se deben a errores humanos, fallas en los equipos y/o fenómenos naturales; que bajo circunstancias un poco diferentes, puede tener o no consecuencias para el

personal, la población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones (equipo y maquinaria).

**Índice de riesgo:** Es la combinación matemática entre la frecuencia y la gravedad.  
Índice de riesgo (perdida/año) = Índice de frecuencia (accidente/año) x índice de gravedad (pérdida/accidente).

**Inflamabilidad:** Es la mayor o menor facilidad con que una sustancia puede arder en el aire o en algún otro gas que puede servir como comburente.

**Medida correctiva:** Es la que reduce la probabilidad del riesgo identificado o mitigando sus efectos cuando dicho riesgo se transforma en accidente.

**Mitigación:** Conjunto de acciones para disminuir las consecuencias de la ocurrencia de un accidente.

**Modelo:** Representación simplificada o esquemática de un evento de proceso con el propósito de facilitar su comprensión o análisis.

**Nodo:** Es la subdivisión de un sistema de proceso, este se puede identificar por el cambio de propiedades, en su origen comienzan nuevas propiedades del material y en su destino nuevamente hay un cambio de propiedades. Este debe ser lo suficientemente pequeño para que sea manejable y suficientemente grande para que sea significativo.

**Palabra guía:** Es aquella que indica la desviación parcial o total de la intención de diseño de un equipo o una instalación.



**Parámetro:** Es una manifestación física o química del proceso como el flujo, nivel, presión, temperatura, velocidad, composición, mezcla, ignición, etc.

**Peligro:** Significa cualquier condición física o química capaz de causar daños a las personas, al medio ambiente o a la propiedad.

**Pérdida:** Significa un derroche innecesario de recursos.

**Probabilidad:** Es la posibilidad matemática de que un evento ocurra y se expresa en fracciones entre 0 y 1. La absoluta imposibilidad es de 0 y la absoluta certeza es de 1.

**Protecciones:** Son todas las acciones o medidas que se toman dentro del sistema de estudio para mitigar o reducir la probabilidad de que ocurra un accidente o incidente.

**Recomendaciones:** Son todas las acciones o medidas que se pueden implementar para reducir o mitigar la probabilidad de que ocurra un accidente o incidente.

**Riesgo:** Significa la posibilidad de sufrir pérdidas o bien se puede considerar como una medida de pérdida económica o daño a las personas, expresada en función de la probabilidad del suceso y la magnitud de las consecuencias.

**Salvaguarda:** Es una protección para evitar o disminuir los efectos de algún acontecimiento no deseado.

## BIBLIOGRAFÍA.

- 1 Burch, Jonh G. **"Diseño de Sistemas de Información"**. Editorial Limusa, 1ª edición, México, 1991
- 2 García Martínez José. **"Fundamentos de Administración"**. Editorial Trillas, 5ª edición, México, 1990 (reimp.2000)
- 3 Guízar M Rafael. **"Desarrollo Organizacional"**. Editorial Mc Graw Hill, México, 1998
- 4 Kootz Harold. **"Administración, una perspectiva global"**. Editorial McGraw Hill, 11ª edición, México, 2000
- 5 Lucas Henry. **"Conceptos de los Sistemas de Información"**. Editorial Mc Graw Hill, México, 1988
- 6 **"Manual del SIASPA, PEMEX"**, Elemento 13 sección 6, México, 1988
- 7 Murdick Robert. G. **"Sistema de Información Administrativa"**. Editorial Prentice Hall, México, 1988
- 8 O'Brien James A. **"Management Information Systems"**. Editorial Mc Graw Hill, 4ª edición, USA. 1999
- 9 Santamaria Ramiro. **"Análisis y Reducción de Riesgos en la Industria Química"**. Fundación MAPFRE, España, 1994
- 10 **"Guía de Implantación por Elemento"**, Elemento 13, Administración del Cambio, SIASPA
- 11 **"Procedimiento del Proceso de la Administración del Cambio"**, Subdirección de Producción
- 12 Ion Sutton. **"Management of Change"**, South Western Books, USA, 2001
- 13 **"Norma para la Administración de los Cambios"**, SIASPA, Pemex Refinación, 2002
- 14 **"Reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos"**, Petróleos mexicanos, 1994





15 “Guía de Implantación por Elemento”, Elemento 12, Análisis de Riesgos,  
SIASPA

16 “Guía de Implantación por Elemento”, Elemento 10, Administración de la  
Información, SIASPA

**Direcciones Electrónicas.**

17 <http://www.pemex.com.mx/serpemex.html>

18 <http://www.imp.mx/petroleo/apuntes/>

19 <http://www.imiq.org/leon99/memorias/stjt08.htm#4>

20 <http://www.maristas.com.ar/champagnat/poli/compu/petro.htm>

21 <http://www.larevista.com.mx/pemex.htm>