



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO
EN INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESQUEMA DE PRODUCCIÓN MÁS LIMPIA PARA LA
OPERACIÓN DE LAS REFINERÍAS DE PETRÓLEOS
MEXICANOS**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

INGENIERÍA AMBIENTAL - SUSTANCIAS Y RESIDUOS PELIGROSOS

P R E S E N T A:

ING. ANA MARÍA GÓMEZ SOLARES

TUTOR:

DR. ALFONSO DURÁN MORENO

2007





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DRA. ROSARIO ITURBE ARGÜELLES
Secretario: DRA. RINA AGUIRRE SALDÍVAR
Vocal: DR. ALFONSO DURÁN MORENO
1er Suplente: DRA. GEORGINA FERNÁNDEZ VILLAGÓMEZ
2do Suplente: M. ADM. IND. LANDY IRENE RAMÍREZ BURGOS

Lugar donde se desarrolló la tesis:

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA, FACULTAD DE QUÍMICA,
PASEO DE LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA, CONJ. E
CIUDAD UNIVERSITARIA, UNAM

TUTOR DE TESIS:

DR. ALFONSO DURÁN MORENO

FIRMA

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	7
I.1 ANTECEDENTES. POLÍTICA AMBIENTAL DE PETRÓLEOS MEXICANOS:....	7
I.2 JUSTIFICACIÓN	15
I.3 OBJETIVO:	15
I.4 ALCANCES Y LIMITACIONES	16
CAPÍTULO II. PETRÓLEOS MEXICANOS	18
II.1 ANTECEDENTES	18
II.2 PEMEX - REFINACIÓN.....	19
II.2.1 Productos obtenidos.....	21
II.2.2 Procesos de refinación:	23
II.2.3 Generación de contaminantes.....	28
II.2.4 Mejoras en procesos.....	29
II.3 COMPROMISOS AMBIENTALES DE PETRÓLEOS MEXICANOS.....	36
CAPÍTULO III. SISTEMAS DE ADMINISTRACIÓN AMBIENTAL	41
III.1 FUNDAMENTOS.....	41
III.2 ESQUEMA DE PRODUCCIÓN MÁS LIMPIA	42
III.3 ETAPAS PARA IMPLEMENTAR UN ESQUEMA DE PRODUCCIÓN MÁS LIMPIA	44
III.3.1 Fase I. Fase inicial.	45
III.3.2 Fase II. Pre-factibilidad.....	47
III.3.3 Fase III. Evaluación.	48
III.3.4 Fase IV. Implementación.....	57
III.4 OTRAS HERRAMIENTAS DE GESTIÓN AMBIENTAL.....	60
III.4.1 Auditorías ambientales.....	60
III.4.2 ISO 14000. Medidas de cumplimiento voluntario	63
III.4.3 El Sello FIDE de ahorro de energía eléctrica	66
III.5 PROTECCIÓN AMBIENTAL EN PEMEX.....	66
CAPÍTULO IV. CASO DE APLICACIÓN	79
IV.1 ESQUEMA DE PRODUCCIÓN MÁS LIMPIA PARA LAS REFINERÍAS DE PETRÓLEOS MEXICANOS.....	79
IV.2 DESCRIPCIÓN DEL ESQUEMA	79
IV.3 ETAPA I. ASPECTOS GENERALES	83
IV.4 ETAPA II. ANÁLISIS DEL PROCESO.....	83
IV.4.1 Estimación de Emisiones.....	84
IV.4.2 Parámetros de referencia	89
IV.5 ETAPA III. IDENTIFICACIÓN DE OPCIONES.....	101
IV.5.1 Acciones recomendadas	102
IV.6 ETAPA IV. IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN	115
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	117
BIBLIOGRAFÍA	219
ANEXO I HISTORIA DE PETRÓLEOS MEXICANOS.....	120
ANEXO II PROCESOS DE REFINACIÓN.....	129
ANEXO III GUÍA DE ACCIÓN PARA PRODUCCIÓN MÁS LIMPIA	147
ANEXO IV FACTORES DE EMISIÓN EN REFINERÍAS	191
ANEXO V BUENAS PRÁCTICAS DE MANEJO	213

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I.1.	Certificaciones ambientales de PEMEX, Diciembre 2005.....	8
Tabla I.2.	Emisiones y descargas al medio ambiente de PEMEX en 2005.....	9
Tabla I.3.	Emisiones y descargas totales al medio ambiente de PEMEX en 2005	9
Tabla I.4.	Emisiones y descargas al medio ambiente por unidad de producto de cada subsidiaria en 2005.....	9
Tabla II.1.	Refinerías en México, 1923 (@PEMEX, 2006)	20
Tabla II.2.	Procesos típicos de una refinería de petróleo (@OSHA, 2004)	26
Tabla II.3.	Separación física de componentes	27
Tabla II.4.	Emisiones de PEMEX Refinación, 2005 (PEMEX, 2006)	28
Tabla II.5.	Plantas nuevas en la reconfiguración de la refinería de Minatitlán ((PEMEX-Refinación, 2003)	32
Tabla III.1.	Preguntas clave para la descripción de un proceso (Colombia, 2004)	49
Tabla III.2.	Matriz de selección de alternativas (Colombia, 2004)	57
Tabla III.3.	Certificaciones de los organismos de PEMEX (PEMEX, 2006)	76
Tabla IV.1.	Grado de certidumbre de los factores de emisión (SEMARNAT, 2001)	87
Tabla IV.2.	Comparación entre los métodos de estimación de emisiones (SEMARNAT, 2001).....	88
Tabla IV.3.	Indicadores para medir el desempeño ambiental de las refinerías (IPIECA-API, 2005).....	90
Tabla IV.4.	Indicadores sugeridos para medir el desempeño ambiental de las refinerías de PEMEX	100
Tabla IV.5.	Indicadores sugeridos para medir el desempeño productivo de las refinerías de PEMEX.	101
Tabla A IV.1.	Fuentes de emisión en una Refinería de Petróleo. (EPA, 1996) ..	192
Tabla A IV.2.	Factores de emisión para la combustión de combustóleo a (NPI, 1999)	194
Tabla A IV.3.	Factores de emisión para la operación de quemadores (NPI, 1999)	195
Tabla A IV.4.	Factores de emisión para la combustión de gas. (NPI, 1999)	196
Tabla A IV.5.	Composición de hidrocarburos en emisiones de quemadores. (NPI, 1999)	196
Tabla A IV.6.	Factores de emisión de compuestos orgánicos para la combustión de gas. (USEPA, 1998)	197
Tabla A IV.7.	Factores de emisión de compuestos orgánicos para la combustión de combustóleo (USEPA, 1998b).....	197
Tabla A IV.8.	Factores de emisión de elementos traza para la combustión de combustóleo. (USEPA, 1997)	198
Tabla A IV.9.	Factores de emisión de elementos traza para la combustión de gas (USEPA, 1998)	199
Tabla A IV.10.	Emisiones estimadas de refinerías de petróleo. (USEPA, 1987) ...	200
Tabla A IV.11.	Factores de emisión para las refinerías de petróleo a (USEPA, 1997)	200

Tabla A IV.12.	Factores de emisión para plantas de recuperación de azufre (NPI, 1999)	204
Tabla A IV.13.	Factores de emisión para emisiones fugitivas en refinerías de petróleo. (USEPA, 1997)	206
Tabla A IV.14.	Factores de emisión para compuestos orgánicos en efluentes de refinerías. (NPI, 1999)	209
Tabla A IV.15.	Factores de emisión a descargas de aguas residuales en refinerías de petróleo. (NPI, 1999)	210

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II.1.	Ubicación de las refinerías en el país (PEMEX, 2006)	21
Figura II.2.	Esquema simplificado de una refinería típica (Jones, 1995)	24
Figura III.1.	Estrategias de Mejora Ambiental (Colombia, 2004)	43
Figura III.2.	Flujos de entradas y salidas de un proceso (Colombia, 2004)	48
Figura IV.1.	Esquema de Aplicación de Producción más Limpia	82
Figura All.1.	Esquema del proceso de refinación (@IMP, 2006).....	129

RESUMEN

La presente tesis tiene como objetivo elaborar un Esquema de Producción Más Limpia para la operación de las refinerías de Petróleos Mexicanos identificando las oportunidades de mejora ambiental.

El primer punto que se cubre en este documento es una reseña de la historia de Petróleos Mexicanos, una descripción general de los procesos de refinación del crudo en las refinerías y un análisis de la reconfiguración de las refinerías con el propósito de identificar posibles impactos ambientales generados en la operación de las mismas.

Posteriormente, se presenta el marco teórico referente a los esquemas de producción más limpia. Conocidos los procesos y sus posibles impactos y las generalidades de la producción más limpia, se desarrolla el Esquema de Producción más Limpia, la cual ayudará a la selección de acciones de mejora para la operación de los procesos. Se elaboró una metodología que propone los pasos continuos y ordenados que permiten llegar a establecer un esquema de este tipo. Además se incorporó una Guía de Acción, que ayudará al personal de Petróleos Mexicanos a recopilar la información necesaria para la caracterización de los procesos de las refinerías, que conduzca a la detección de los problemas y oportunidades de solución.

Así mismo, en este trabajo se proponen las alternativas tecnológicas y/o administrativas que ayuden a evitar o minimizar los impactos esperados; integrando recomendaciones sobre aspectos ambientales, legales y técnicos que se deberían considerar en la operación de una Refinería.

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

I.1 ANTECEDENTES. POLÍTICA AMBIENTAL DE PETRÓLEOS MEXICANOS:

Gran parte de los beneficios que goza actualmente la sociedad, tales como, mayor tiempo de vida, mejor salud, alimentación y vestido, además de medios de transporte y comunicación más rápidos y eficientes; se deben en gran medida a los avances desarrollados por la industria química. Sin embargo, estos avances han generado un impacto considerable en el ambiente, ya sea por el uso indiscriminado de los recursos disponibles, por depositar los residuos sin un control adecuado, o por trabajar bajo prácticas de operación enfocadas en la cantidad producida y no en el aprovechamiento óptimo de los recursos y de la energía, dando lugar a la contaminación.

En México, la industria química es un importante sector para el desarrollo del país, sin embargo, es a su vez un importante generador de emisiones y residuos, especialmente, residuos peligrosos. Entre las industrias de este sector destaca Petróleos Mexicanos, por ser la principal fuente de ingresos federales del país, alcanzando un valor de ingresos antes de impuestos en el 2005 de 506 mil millones de pesos (*PEMEX, 2006*).

A lo largo de su historia, la industria petrolera ha tenido cambios sustanciales en su operación; durante muchos años se consideró que su único y suficiente propósito consistía en localizar las fuentes de hidrocarburos, extraerlos y transformarlos en energéticos y en los productos con los que se ha podido apuntalar la vida moderna y sus comodidades, lo que conllevó un grave deterioro ambiental. Si bien desde 1971, a raíz de la promulgación de la Ley Federal para Prevenir y Controlar la Contaminación, PEMEX comenzó a tener en cuenta en los temas ambientales en su estructura administrativa estableciendo el Comité de Protección Ambiental, cuyo fin era dar observancia y cumplimiento a dicha legislación, no es sino hasta mediados de los noventa cuando se da un cambio radical en la cultura de la organización respecto al medio ambiente, comenzando una nueva etapa e impulsando importantes esfuerzos para mejorar

su desempeño ambiental; asumiendo un enfoque preventivo hacia los impactos que sus actividades pudieran ocasionar al entorno, sin dejar a un lado las acciones de remediación de los impactos ya ocasionados en el pasado.

Con el propósito de optimizar los recursos destinados hacia la protección del ambiente, PEMEX desarrolló el Sistema Integral de Administración de la Seguridad y la Protección Ambiental (SIASPA), para incrementar el desempeño en los campos de seguridad industrial, salud ocupacional y protección ambiental en sus centros de trabajo. Dentro de este sistema se implementó una herramienta para la captura y el procesamiento de información ambiental, denominada Sistema de Información de Seguridad Industrial y Protección Ambiental (SISPA), la cual se utiliza para evaluar el desempeño ambiental de sus instalaciones.

Como resultado de las acciones que PEMEX ha tomado para mejorar su desempeño ambiental, a diciembre de 2005 contaba con 444 certificaciones ambientales en sus cuatro subsidiarias: PEMEX Exploración y Explotación (PEP), PEMEX-Refinación (PR), PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB), y PEMEX Petroquímica (PPQ), (PEMEX, 2006), distribuidas como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla I.1. Certificaciones ambientales de PEMEX, Diciembre 2005

	Industria limpia	ISO- 9001	ISO- 14001
Totales	369	46	29
PEMEX Exploración y Producción	233	10	1
PEMEX Refinación	91	18	11
PEMEX Gas y Petroquímica Básica	37	17	16
PEMEX Petroquímica	8	1	1

A pesar de estas acciones, durante 2005 Petróleos Mexicanos tuvo una generación total de contaminantes de 1.423 millones de toneladas, integradas de la siguiente manera (PEMEX, 2006):

Tabla I.2. Emisiones y descargas al medio ambiente de PEMEX en 2005

Rubros	Porcentaje
Emisiones al aire	50.3
Generación de residuos peligrosos	49.3
Fugas y derrames de hidrocarburos	0.2
Descargas al agua	0.2

Las aportaciones por organismo a las emisiones y descargas totales durante 2005 fueron las siguientes:

Tabla I.3. Emisiones y descargas totales al medio ambiente de PEMEX en 2005

Organismo Subsidiario	Porcentaje
PEMEX Exploración y Producción	53.1
PEMEX Refinación	38.0
PEMEX Gas y Petroquímica Básica	4.8
PEMEX Petroquímica	4.1

Por otro lado, relacionando las emisiones y descargas totales por unidad de producto de cada subsidiaria en 2005, se observó el siguiente comportamiento (PEMEX, 2006)

Tabla I.4. Emisiones y descargas al medio ambiente por unidad de producto de cada subsidiaria en 2005

Organismo Subsidiario	Emisiones y descargas totales (Ton)	Producción o proceso (Ton)	(%)
PEMEX Exploración y Producción	755,943	290,992,091	0.26
PEMEX Refinación	541,112	67,243,712	0.80
PEMEX Gas y Petroquímica Básica	67,916	49,415,171	0.14
PEMEX Petroquímica	57,899	6,071,703	0.95

PEMEX Refinación

Los productos obtenidos de la refinación del petróleo fueron durante todo el siglo XX, y lo seguirán siendo en el futuro cercano, la fuente más importante de energía. Esta industria ha evolucionado aceleradamente para satisfacer un mercado en constante evolución, asociado estrechamente a la industria automotriz.

Durante los primeros 80 años del siglo XX la preocupación central de PEMEX era producir combustibles de calidad para satisfacer la demanda de los diferentes destilados requeridos en el país. A partir de la década de los 90, se tiene una creciente preocupación por los efectos ambientales de las emisiones provenientes de los motores y por los desechos generados en las refinerías, por lo que se inicia un largo proceso de cambio de las especificaciones de los destilados, trayendo en consecuencia modificaciones dramáticas en los procesos y las tecnologías de la industria.

En respuesta a las nuevas especificaciones de combustibles automotrices, y a fin de disminuir las emisiones contaminantes provenientes de su uso, el 20 de octubre de 2006 PEMEX inició el proceso de introducción de gasolina Premium de Ultra Bajo Azufre (UBA) en todo el país, con lo cual la empresa cumple con las disposiciones marcadas en la norma ambiental NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, especificaciones de los combustibles fósiles para la protección ambiental. De este modo, México se coloca a la par de Estados Unidos, la Unión Europea y Japón en la producción y distribución de combustibles limpios.

El programa global de reducción de contaminantes en los combustibles, que contempla una inversión total de cerca de 3 mil millones de dólares, permite desde octubre de 2006 la elaboración del combustible con 88 por ciento menos de azufre que hace tres años y una reducción de 94 por ciento del nivel que tenía en el 2000.

La introducción de gasolina y diesel con ultra bajo contenido de azufre (30 y 15 ppm respectivamente), es necesaria para que en México puedan utilizarse

vehículos equipados con los nuevos sistemas de control de emisiones que cumplen con las normas europeas EURO IV y las normas estadounidenses TIER2. Estos vehículos ya son fabricados en México y exportados a países que cuentan con combustibles "limpios", y tienen emisiones de contaminantes menores que los vehículos nuevos que se comercializan actualmente en México. Por ejemplo, para automóviles particulares a gasolina la reducción es de 6 veces en hidrocarburos y de 14 veces en NOx (principales precursores del ozono en la Ciudad de México); para camiones a diesel, la reducción es de 40 veces en NOx y de 4 veces en material particulado (CMM, 2005).

Dentro de los proyectos que Petróleos Mexicanos está llevando a cabo actualmente, se presenta una oportunidad para integrar medidas preventivas y de operación que ayuden a minimizar el impacto ambiental de uno de los proyectos del sector energético más importantes: la reconfiguración del Sistema Nacional de Refinación.

A la fecha, se ha terminado la reconfiguración de las refinerías de Tula, Madero, Salamanca y Cadereyta, y se ha iniciado la reconfiguración de la Refinería "Lázaro Cárdenas" en Minatitlán, Veracruz, a fin de incrementar casi al doble el procesamiento de crudo de la planta. Las etapas de reconfiguración, serán:

- 1) acondicionamiento del sitio y el camino de acceso;
- 2) construcción de los servicios auxiliares e integración;
- 3) construcción de tres plantas de proceso;
- 4) construcción de la hidrosulfuradora de gasóleo y unidades de recuperación de azufre;
- 5) construcción de la regeneradora de dietanol-amina (DEA), de una coquizadora y de la hidro de naftas de la coquizadora;
- 6) construcción de las plantas de alquilación (Huerta, 2003).

Dado que el proceso de refinación de crudo genera una gran cantidad de contaminantes, es posible tener una reducción en este aspecto al implementar mejoras en la operación de las plantas de la refinería. Para esto, se deben

identificar y analizar las áreas susceptibles de mejora tales como el aprovechamiento máximo de las materias primas y recursos, y la reducción de emisiones; con lo que se logrará minimizar o evitar los impactos al ambiente. Especialmente, se deben identificar las áreas que impliquen una inversión menor de capital, o requieran solamente cambios en las prácticas de operación o capacitación del personal.

Resulta claro que mejorar los procesos de producción, hacer más eficiente la operación de los mismos e incrementar la calidad de los sistemas de control, permite disminuir los residuos que se generan y en consecuencia, disminuir los impactos negativos al ambiente.

Sustentabilidad de los procesos productivos

La sociedad ha tomado conciencia de la importancia de la conservación del ambiente; día a día se observa una mayor preocupación por alcanzar un desarrollo sustentable, con el cual se pretende que las generaciones presentes satisfagan sus necesidades, sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras para atender sus propias necesidades. Para esto, se requiere cambiar el enfoque bajo el cual se ha dado el desarrollo industrial, de una preocupación mínima por el impacto ambiental de sus actividades (en el mejor de los casos, con medidas dirigidas hacia la remediación de los daños ya ocasionado), por un enfoque en el cual los esfuerzos estén dirigidos hacia medidas preventivas y no correctivas.

Las políticas de protección enfocadas en la corrección y la remediación de los impactos limita la asignación de recursos a medidas preventivas, que logran evitar la contaminación antes de que ésta se genere, y que son sin duda, parte de la solución definitiva al problema. Es por esto, que se debe avanzar hacia enfoques de producción que se basen en este principio de prevención de la contaminación.

Anteriormente, para que las empresas pudiesen ser competitivas bastaba con que lograsen tener acceso a recursos (capital, mano de obra, energía y materias

primas) a bajo costo, y dado que la tecnología cambiaba lentamente; una ventaja comparativa en los recursos era suficiente para el éxito. Hoy en día, esta noción de ventaja comparativa es obsoleta; las empresas con mayor competitividad son las que emplean las tecnologías y los métodos más avanzados para utilizar los recursos y no aquellos que acceden a los recursos a un costo más bajo (*INTEC, 1998*).

La descarga de residuos y energía al ambiente (contaminación) constituye un signo de que los recursos han sido usados en forma incompleta o ineficiente. Cuando esto sucede, las empresas se ven obligadas a realizar actividades que incrementan sus costos, pero no agregan valor al producto, como el tratamiento y disposición final de esos residuos.

Para poder disminuir el daño ambiental actual, se requiere que las empresas hagan innovaciones tecnológicas para incrementar el aprovechamiento de los recursos, lo que constituye justamente el gran desafío de la competitividad global. Para alcanzar esto, se puede recurrir a la creación de normas ambientales más estrictas, sin embargo, cabe decir que las regulaciones ambientales por sí solas no llevarán en forma automática al incremento de la productividad y competitividad de todas las empresas; sólo aquellas con innovaciones exitosas en el aprovechamiento de los recursos, sobrevivirán en los mercados futuros, ambientalmente más estrictos.

La manera en que las naciones industrializadas han respondido a los problemas de contaminación y degradación ambiental ha evolucionado en el transcurso de los años:

- Primero, se ignoró el problema.
- Luego, diluyendo o dispersando la contaminación de modo que, aparentemente, los efectos eran menos perjudiciales.
- Después, tratando de controlar la contaminación y los residuos, lo que se ha denominado el enfoque “al final de la línea de proceso” (“end-of-pipe”) y,

-
- Recientemente, mediante la producción limpia, con la que se prevé la contaminación y la generación de residuos antes de que se generen.

El objetivo fundamental de la *Producción Limpia* (también llamada como Producción más Limpia o Ecoeficiencia), es, además de proteger al ambiente, los consumidores, y trabajadores, mejora la eficiencia, rentabilidad y competitividad del sector productivo; y se define como “la aplicación continua de una estrategia integral ambiental preventiva a los procesos, productos y servicios, con el propósito de incrementar la eficiencia y reducir los riesgos sobre los humanos y el ambiente” (CMPL, 2004).

La Producción Limpia puede ser aplicada a diversos sectores productivos: en la extracción de materias primas, la industria manufacturera, el sector de la energía, los sistemas de información, entre otros. Para los procesos de producción, resulta de la combinación de las siguientes medidas:

- conservación de materias primas, agua y energía;
- eliminación de materias primas tóxicas y peligrosas;
- reducción de la cantidad y toxicidad de todas las emisiones y residuos en su origen.

Para los productos, la Producción Limpia implica reducir los impactos al ambiente, a la salud y la seguridad del producto durante todo su ciclo de vida, desde la extracción de materias primas, durante la manufactura y uso, hasta su disposición final.

Este enfoque preventivo incluye opciones para:

- mejorar el diseño de productos
- mejorar la gestión y las prácticas de operación
- mejorar el mantenimiento y la limpieza
- sustituir materiales tóxicos y peligrosos
- modificar los procesos
- re-usar internamente los desechos

I.2 JUSTIFICACIÓN

Es necesario mejorar la planificación y selección de nuevos procesos tecnológicos y de prácticas de operación, que incrementen la eficiencia y disminuyan las necesidades de tecnologías de control al final de la línea en las instalaciones de PEMEX Refinación; bajo el concepto de Producción Limpia los requerimientos de dichas tecnologías se reducen al mínimo. Lo anterior resulta relevante, pues los sistemas de tratamiento y disposición son cada vez más costosos, no generan ningún tipo de ahorro o beneficio para el proceso y, muchas veces, sólo trasladan el problema de un medio a otro sin resolverlo (por ejemplo, lo que resulta como producto después de tratar los residuos industriales líquidos en las plantas de tratamiento, es un residuo sólido compuesto de toda la carga contaminante del residuo líquido).

Las herramientas de gestión ambiental (enfoque de Producción Más Limpia) permiten no sólo identificar las opciones óptimas de mejora, sino que también impulsan el cambio de las políticas de protección ambiental; de un enfoque de remediación del daño, a una política de prevención que evite en la medida de lo posible el daño.

Así, tomando en cuenta la experiencia de trabajo profesional que se tiene, la disponibilidad de información consistente y confiable, así como las relaciones personales y la posibilidad de presentar el producto terminado a PEMEX-Refinación se decidió diseñar un Esquema de Producción más Limpia para la operación de las Refinerías de PEMEX.

I.3 OBJETIVO:

El objetivo del presente trabajo es elaborar un Esquema de Producción Más Limpia para la operación de las refinerías de Petróleos Mexicanos identificando las oportunidades de mejora ambiental.

I.4 ALCANCES Y LIMITACIONES

Para llevar a cabo un esquema de producción más limpia, se deben seguir pasos continuos y ordenados a fin de llegar al ideal propuesto. En este trabajo se presenta una metodología que incluye dichos pasos. Además se desarrollará una Guía de Acción, la cual servirá de apoyo al personal de Petróleos Mexicanos, para la recopilación de la información necesaria para la caracterización de los procesos de las refinerías que conduzca a la detección de los problemas y oportunidades de solución, que permitan lograr un mejor desempeño en su operación y conlleven a la prevención y minimización de los impactos ambientales que pudieran ocasionarse al ambiente.

El primer punto que se cubrirá en este documento será una reseña de la historia de Petróleos Mexicanos, una descripción general de los procesos de refinación del crudo en las refinerías y un análisis de las plantas que se integrarán como resultado de la reconfiguración de las refinerías con el propósito de identificar posibles impactos ambientales generados en la operación de las mismas.

Posteriormente, se presentará el marco teórico referente a los esquemas de producción más limpia. Conocidos los procesos y sus posibles impactos y las generalidades de la producción más limpia, se presentará el Esquema de Producción más Limpia que incluye una Guía de Acción, integrada por cuestionarios específicos para los procesos de refinación, la cual ayudará a la selección de acciones de mejora para la operación de los procesos. Con la información recopilada con la Guía de Acción se generará una base de datos, que servirá como herramienta para evaluar los resultados obtenidos por la implementación de las acciones seleccionadas.

Así mismo, en este trabajo se propondrán las alternativas tecnológicas y/o administrativas que ayuden a evitar o minimizar los impactos esperados; integrando recomendaciones sobre aspectos ambientales, legales y técnicos que se deberían considerar en la operación de una Refinería.

El esquema establecido en este trabajo podrá ser aplicado a mediano plazo en alguna refinería en particular, por el momento se presenta como una propuesta

metodológica que podría ser aplicable a cualquiera de las refinerías de PEMEX y se tiene contemplado presentar el trabajo final a las gerencias de protección ambiental de PEMEX-Refinación y PEMEX PEP.

Cabe mencionar que para poder llevar a cabo este trabajo se tienen las siguientes limitaciones: En lo que concierne a la información mostrada en el mismo, los datos fueron obtenidos por medio de investigación bibliográfica; reportes anuales de PEMEX, sitio Web de PEMEX, e información pública, no fueron medidos directamente.

Respecto a los resultados esperados, se comprobarán, cuando sea posible, de manera teórica, mediante comparaciones contra referencias internacionales, bajo los indicadores que se propondrán en el presente trabajo.

CAPITULO II PETRÓLEOS MEXICANOS

II.1 ANTECEDENTES

La historia de la industria del petróleo en México se inicia en 1900, con la perforación del campo “El Ébano” y posteriormente, en 1901 el descubrimiento del pozo “Doheny”. A partir de esta fecha y durante las primeras décadas del siglo XX ocurrieron varios eventos que propiciaron el inicio de la actual industria petrolera; en el Anexo I se incluye una reseña histórica de Petróleos Mexicanos

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.

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios constituyen una empresa de interés nacional. Su papel es fundamental para las finanzas públicas y para el desarrollo económico de la Nación. Ocupa la primera posición en México por los ingresos que genera por ventas, por el monto de divisas que ingresa al país y por su nivel de empleos directos. A nivel internacional ocupa la tercera posición en la producción de crudo, antecedida sólo por Saudi Aramco y NIOC, la treceava por nivel de producción de gas natural, la segunda por el monto de sus ingresos por ventas antes de impuestos¹ y la séptima como país exportador de petróleo crudo (PEMEX, 2006).

Petróleos Mexicanos es una empresa paraestatal integrada, cuya misión es “maximizar la renta petrolera, contribuir al desarrollo nacional y satisfacer con calidad las necesidades de sus clientes, **en armonía con la comunidad y el medio ambiente**”. En los últimos años, se ha establecido un profundo proceso de

¹ EBITDA: Utilidad antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización.

modernización para convertirla en una empresa competitiva que al mejorar su posición internacional, apoye en mayor medida el desarrollo económico y social del país, así como responder a los cambios que se están dando en el ámbito mundial. Entre sus líneas estratégicas está la modernización del Sistema Nacional de Refinación, para incrementar la capacidad de refinación al menor costo, modificar la estructura de producción hacia la elaboración de productos que generen un menor impacto ambiental, satisfacer la demanda y procesar un mayor volumen de crudo Maya (pesado), así como mejorar sus procesos industriales y asegurar el pleno cumplimiento de la normatividad ambiental, integrando la seguridad industrial, la protección ambiental y la salud ocupacional a las operaciones cotidianas de la empresa.

Cabe decir que en el proceso de consolidación de la industria petrolera en México, su principal preocupación fue satisfacer la demanda nacional de energéticos y derivados del petróleo, considerando sólo estrategias para garantizar el abasto de energéticos, sin tomar en cuenta el deterioro ambiental provocado por sus actividades. No obstante, hoy por hoy, contando ya con una industria Petrolera plenamente establecida, el compromiso de PEMEX hacia la protección del medio ambiente es innegable, ya que sus actuales lineamientos de desarrollo industrial buscan el crecimiento mediante el aprovechamiento sustentable de los recursos. De esta forma, en 2004 se iniciaron los trabajos para que los conceptos de desarrollo sustentable formen parte de la planeación estratégica y de negocios de sus organismos subsidiarios, y de esta forma los proyectos, desde su formulación y evaluación, incluyan los componentes social y ambiental.

II.2 PEMEX - REFINACIÓN

La refinación de petróleo en México inicia en 1869, cuando los Ingenieros estadounidenses Samuel Fairburn y George Dickson comenzaron la construcción de una pequeña refinería en el Puerto de Veracruz, que fue terminada en 1886 y llevo por nombre "El Águila". Para 1923 en México se tenían 14 refinerías:

Tabla II.1. Refinerías en México, 1923 (@PEMEX, 2006)

Ubicación	Compañía	Capacidad (BD)
Ébano	Mexicana de Petróleo	300
Madero	Águila	75,000
Árbol Grande	Pierce Oil Corp.	16,000
Mata Redonda	Huasteca	133,000
Tampico	Transcontinental	13,000
Tampico	Corona	15,000
Tampico	Texas	22,000
Ozuluama	Continental	10,000
Agua Dulce	Texas	22,000
Puerto Lobos	Atlántica	10,000
Tamiahua	AGWI	12,000
Puerto Lobos	Island	5,000
Tuxpan	Águila	30,000
Minatitlán	Águila	20,000
14 Refinerías	11 Compañías	383,000 MBD

Actualmente, PEMEX Refinación es el organismo subsidiario de Petróleos Mexicanos encargado de producir, distribuir y comercializar combustibles y demás productos petrolíferos. Su posición en la cadena de valor de la industria petrolera es fundamental para apoyar el desarrollo económico del país con base en el fortalecimiento del mercado interno, del reforzamiento de la capacidad de competencia y, el desarrollo de la infraestructura productiva. Para realizar la refinación del petróleo cuenta con seis refinerías con capacidad de procesamiento primario de 1.54 millones de barriles diarios (cuatro veces más que la instalada en 1923); opera una red de oleoductos y de ductos de 14.2 mil kilómetros que conecta a las refinerías con 77 centros de ventas.

Este organismo subsidiario opera buques de flota mayor, embarcaciones menores y un dique seco; para transporte terrestre de petrolíferos cuenta con autotanques

y carrotanques, además de las estaciones de servicio con Franquicia PEMEX. En la Figura II.1 se muestra la infraestructura de PEMEX-Refinación en el país.



Figura II.1. Ubicación de las refinadoras en el país (PEMEX, 2006)

II.2.1 Productos obtenidos

La industria de refinación de petróleo convierte el petróleo crudo en más de 2,500 productos refinados, divididos en tres categorías:

- **Combustibles.** Gasolina para automóviles, diesel para los vehículos pesados, gas LP -utilizado en estufas domésticas-, turbosina para aviones, combustibles pesados -gasóleo destilado y residual-, combustóleo para el calentamiento en las operaciones industriales, queroseno y coque.

-
- **Productos no combustibles.** Solventes, aceites lubricantes, grasas, cera de petróleo, asfalto y coque.
 - **Materias primas para la industria química.** Nafta, etano, propano, butano, etileno, propileno, butilenos, butadieno, benceno, tolueno y xileno.

Los productos obtenidos de la refinación del petróleo son la fuente más importante de energía para el país. Esta industria ha evolucionado aceleradamente para satisfacer un mercado en constante evolución, asociado estrechamente a la industria automotriz. *(IMP, 2001)*

Durante los primeros 80 años del siglo XX la preocupación central era producir combustibles de mayor calidad técnica, y satisfacer la demanda de los diferentes destilados requeridos. A partir de la década de los 70, comienza una creciente preocupación por los efectos ambientales de las emisiones provocadas por los motores y de los desechos del procesamiento en refinerías, por lo que se inicia un largo proceso de cambio de las especificaciones de los destilados, lo que introduce modificaciones dramáticas en los procesos y las tecnologías de la industria. Actualmente, las principales fuerzas que impulsan la industria en el mundo son: la creciente demanda de combustibles; la necesidad de procesar crudos más pesados; la búsqueda de mayores niveles de rentabilidad, actualmente bajos; una exigente reglamentación ambiental, y la necesidad de producir combustibles cada vez más limpios.

En el caso particular de México, el Sistema Nacional de Refinación (SNR) fue concebido (1950- 1975) para satisfacer condiciones menos exigentes que las actuales. Las plantas se diseñaron para procesar crudos relativamente ligeros; la distribución de productos destilados se definió con base en un mercado para la gasolina, el diesel y el combustóleo y, también, para cumplir especificaciones técnicas de los mismos, sin que existieran especificaciones ambientales. No obstante, hoy día, las fuerzas impulsoras de mayor impacto para la evolución del SNR son; el incremento de la participación de crudo pesado (crudo Maya) en las cargas para lograr satisfacer la creciente demanda de gasolina y diesel; reducir la producción de combustóleo para producir productos de mayor valor comercial (gasolinas y productos intermedios), aunado a la disminución en la

demanda de este producto en las plantas termoeléctricas; así como elaborar productos que cumplan las especificaciones ambientales actuales más estrictas.

Para mantener una rentabilidad competitiva con las refinerías de la Costa del Golfo en Estados Unidos y cumplir las cada vez más exigentes especificaciones de tipo ambiental en los productos, PEMEX Refinación ha optado por la estrategia de reconfigurar sus refinerías mediante la introducción de nuevas plantas y modernización de las existentes. Con ello se espera lograr los propósitos descritos.

Se prevé que hacia 2025, en México los hidrocarburos sigan siendo la principal fuente de energía primaria, se tenga un aumento en la demanda de gas natural, y que la reglamentación ambiental sea más estricta, lo que implicará que se minimizarán las emisiones y descargas en las refinerías.

II.2.2 Procesos de refinación:

La industria de la refinación de petróleo incluye la destilación y fraccionamiento del petróleo crudo, la re-destilación de derivados de petróleo no terminados, el craqueo y otros procesos.

La refinación de petróleo es la separación por medios físicos, térmicos y químicos del petróleo crudo en sus diferentes fracciones, las cuales posteriormente son procesadas para obtener los productos deseados. Incluye una amplia variedad de procesos que están en función de la composición del crudo y del producto deseado.

Las actividades de una refinería incluyen la llegada del crudo y su almacenamiento en las instalaciones de la refinería; la preparación, manipulación y operaciones de refinado de petróleo; el almacenamiento previo al envío de los productos refinados y por último la distribución y venta de los productos refinados. En la figura II.2 se muestra un esquema simplificado de la operación de una refinería.

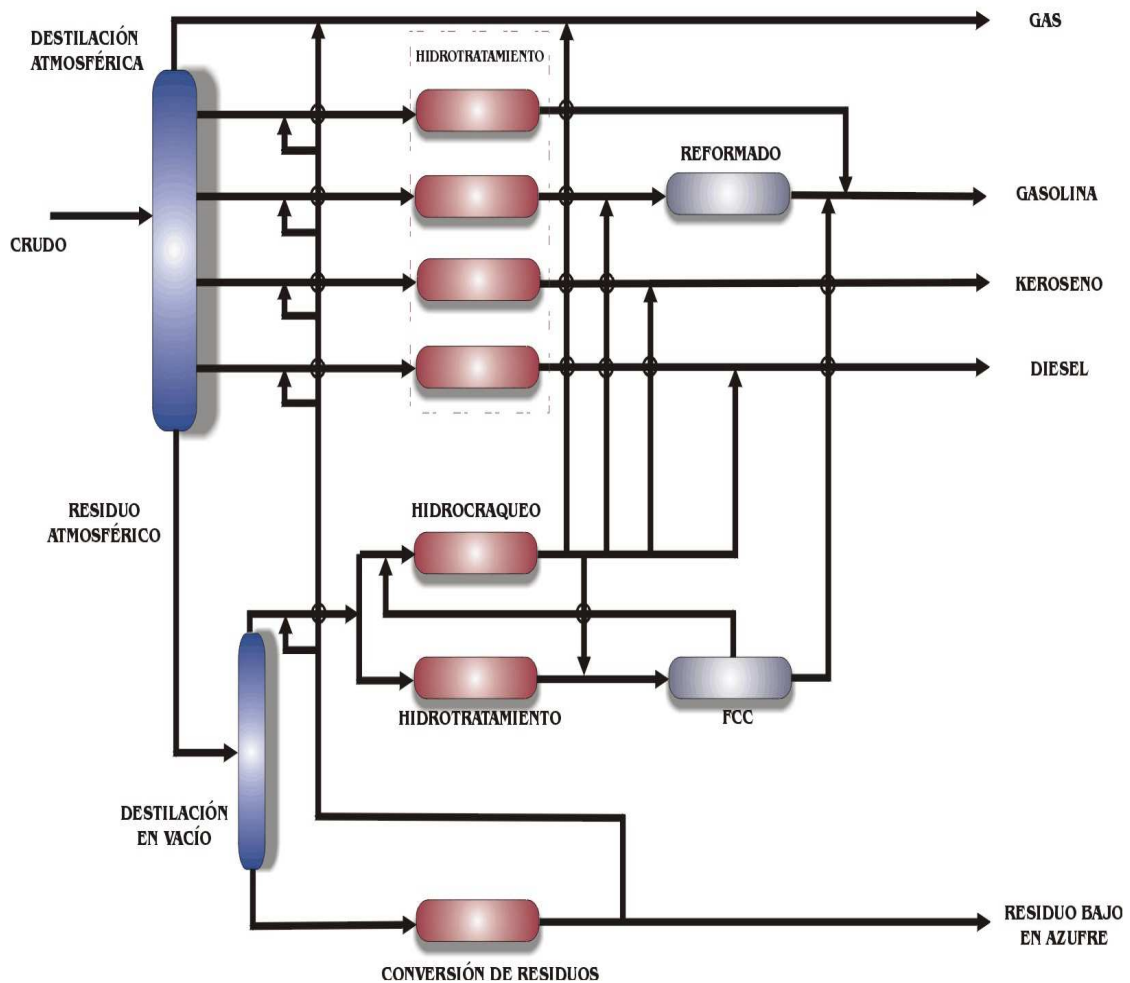


Figura II.2. Esquema simplificado de una refinería típica (Jones, 1995)

Las características del crudo, así como la cantidad y calidad de productos que se desean obtener determinan los procesos que deben incorporarse a la refinería:

- La mayor parte de los productos obtenidos en el proceso de destilación primaria se someten a hidrotratamiento para eliminar principalmente azufre y nitrógeno.
- Para la generación de las gasolinas se incorporan procesos como reformación catalítica, síntesis de éteres (MTBE y TAME), alquilación e isomerización de pentanos-hexanos, balanceados de tal forma que la mezcla resultante cumplan con la especificación establecida.

-
- Los gasóleos de vacío se someten a desintegración catalítica fluida para generar mayor cantidad de destilados ligeros, principalmente gasolina.
 - El residuo de vacío puede también someterse a hidrodeshidrogenación o a coquización para aumentar el rendimiento de destilados, o a procesos de hidrotreatmento o reducción de viscosidad para generar combustóleo.

Para producir los diferentes derivados del petróleo, se pueden emplear tanto métodos basados en principios físicos (como la destilación, basada en los diferentes puntos de ebullición de los componentes del petróleo), o químicos, (como los procesos catalíticos, donde se emplea un agente químico que propicia la separación de compuestos).

La destilación, atmosférica o de vacío, es una operación fundamental en la industria de refinación del petróleo, pues permite hacer una separación de los diferentes hidrocarburos presentes en el petróleo crudo, aprovechando sus diferentes puntos de ebullición.

En las tablas II.2 y II.3 se muestran los principales procesos en una refinería y los productos que se obtienen de ellos, y los procesos de separación física más utilizados en la industria del petróleo respectivamente. En el Anexo II se describen los procesos generales de refinación y las operaciones asociadas.

Tabla II.2. Procesos típicos de una refinería de petróleo (@OSHA, 2004)

Proceso	Acción	Método	Propósito	Entradas	Salidas
Procesos de Fraccionamiento					
Destilación atmosférica	Separación	Térmico	Separar fracciones	Crudo desalado	Gas, gasóleo, destilado residual
Destilación al vacío	Separación	Térmico	Separar fracciones	Residuos de la torre atmosférica	Gasóleo, fracciones diversas, residuos
Procesos de Conversión-Descomposición					
Craqueo catalítico	Alteración	Catalítico	Mejorar la calidad de la gasolina	Gasóleo destilado de coque	Gasolina
Coqueado	Polimerizar	Térmico	Convertir residuos de vacío	Gasóleo destilado de coque	Gasolina
Hidrocraqueo	Hidrogenación	Catalítico	Convertir a hidrocarburos ligeros	Gasóleo, residual	Productos ligeros de mayor calidad
Reformado de hidrógeno	Descomponer	Térmico - catalítico	Producir hidrógeno	Gas desulfurizado, O ₂ , vapor	Hidrógeno, CO, CO ₂
Craqueo de vapor	Descomponer	Térmico	Romper moléculas grandes	Destilado pesado de la torre atmosférica	Nafta, coque, residuos
Reducción de la viscosidad	Descomponer	Térmico	Reducir la viscosidad	Residuos de la torre atmosférica	Destilado, alquitrán
Procesos de Conversión - Unificación					
Alquilación	Combinar	Catalítico	Olefinas e isoparafinas	Torre de isobutano	Iso-octano
Composición de grasas	Combinar	Térmico	Combinar jabones y aceites	Aceite lubricante, ácidos grasos, alquilmetales	Grasa lubricante
Polimerización	Polimerizar	Catalítico	Unir dos o más olefinas	Olefinas craqueadas	Olefinas de alto octanaje, nafta, material petroquímico
Procesos de Conversión – alteración o re-arreglo					
Reformada catalítico	Alteración – deshidratación	Catalítico	Mejorar el bajo octanaje	Nafta de coquizador e hidrocaeking	Alto octanaje, reformado, aromático
Isomerización	Re-arreglo	Catalítico	Convierte cadenas cortas en largas	Butano, pentano, hexano	Isobutano, pentano, hexano
Procesos de tratamiento					
Tratamiento de aminas	Tratamiento	Absorción	Remover contaminantes ácidos	Gas amargo, HCs con CO ₂ y H ₂ S	Gases y líquidos libres de ácidos
Desalado	Deshidratación	Absorción	Remover contaminantes	Petróleo crudo	Petróleo crudo desalado
Secado y endulzado	Tratamiento	Absorción - térmico	Remover agua y compuestos de azufre	Hidrocarburos líquidos, GLP	Hidrocarburos secos y endulzados
Extracción furfural	Extracción de solventes	Absorción	Mejorar la calidad de destilados	Aceites cíclicos	Diesel de alta calidad y aceite lubricante

Proceso	Acción	Método	Propósito	Entradas	Salidas
Hidrodesulfuración	Tratamiento	Catalítico	Remover azufre y contaminantes	Residuos con alto contenido de azufre y gasóleo	Olefinas desulfurizadas
Hidrotratamiento	Hidrogenación	Catalítico	Remover impurezas	Residuos	Alimentación craqueada, destilados, lubricante
Extracción de fenol	Extracción de solventes	Absorción - térmico	Mejorar el índice de viscosidad	Base para hacer aceites lubricantes	Aceites lubricantes de alta calidad
Desasfaltado de solventes	Tratamiento	Absorción	Remover cera de los lubricantes	Aceites lubricante de la torre de vacío	Bases para lubricantes sin cera
Extracción de solventes	Extracción de solventes	Absorción – precipitación	Separar aceites insaturado	Gasóleo, reformado, destilado	Gasolina de alto octanaje
Endulzamiento	Tratamiento	Catalítico	Remover H ₂ S, convertir mercaptanos	Destilado no tratado/ gasolina	Destilado de alta calidad/gasolina

Tabla II.3. Separación física de componentes

PROCESO	AGENTE	EJEMPLOS DE APLICACIONES
Destilación	Adición/remoción de calor	Separación del petróleo crudo en sus destilados
Absorción	Solvente	Eliminación de CO ₂ y H ₂ S de hidrocarburos líquidos y gaseosos
Adsorción	Adsorbente	Separación de parafinas normales e isoparafinas
Cristalización	Remoción de calor	Eliminación de parafinas en el proceso de producción de lubricantes
Filtración	Material filtrante	Remoción de sólidos en corrientes de carga y en productos refinados
Agotamiento	Gas de arrastre	Recuperación de hidrocarburos de catalizador recirculado en plantas FCC
Permeación	Membranas	Recuperación de hidrógeno de corrientes gaseosas residuales
Ciclones	Fuerza inercial	Remoción de finos de catalizador en el proceso FCC

II.2.3 Generación de contaminantes.

Por la naturaleza de sus operaciones, PEMEX Refinación genera una importante cantidad de emisiones y descargas de contaminantes. Las emisiones a la atmósfera, descargas a cuerpos de agua, generación de residuos peligrosos y, fugas y derrames de hidrocarburos generadas por PEMEX Refinación en 2005 se resumen en la siguiente tabla.

Tabla II.4. Emisiones de PEMEX Refinación, 2005 (PEMEX, 2006)

Emisiones al aire (toneladas)

SOx	NOx	Partículas	Compuestos orgánicos volátiles	Compuestos orgánicos totales no metálicos	Emisiones totales	Gases de efecto invernadero (Millones toneladas de CO ₂)
395,931	33,382	16,917	36,599	4,093	486,922	15.64

Descargas de contaminantes al agua (toneladas)

Grasas y aceites	Sólidos suspendidos totales	Nitrógeno total	Fósforo	Descargas totales	DBO
147.2	669.3	232.6	34.0	1,083.1	585.9

Generación de residuos peligrosos (toneladas)

Generación de residuos peligrosos	Fugas y derrames de hidrocarburos	Emisiones y descargas totales y producción		
		Generación	Proceso de crudo	Emisiones por unidad de crudo procesado
	Total derramado	Emisiones y descargas totales		
50,205	2,902	541,112	67,243,712	0.008

Manejo de agua

Uso de agua cruda (m ³)	Uso por unidad de producción (m ³ /ton)
86,469,698	1.29

Consumo de energía y producción

Consumo total de energía (MMBPCE)	Consumo total de energía (Incluye quemas y desfuegos) (MMBPCE)	Consumo total de energía por unidad de producción (MMBPCE/Mton)	Consumo total de energía por unidad de producción (Incluye quemas y desfuegos) (MMBPCE/Mton)
41.7	42.8	0.00062	0.00064

A fin de hacer más eficiente el uso del agua, dados los altos consumos que tiene en sus procesos, PEMEX Refinación instaló plantas de tratamiento de aguas residuales en sus seis refinerías, así como plantas de tratamiento de aguas negras en las refinerías de Salamanca, Minatitlán y Salina Cruz. En el 2002 logró una reducción importante en la descarga de aguas residuales con respecto a 2001, equivalente a 24.2 millones de metros cúbicos; evitó descargar casi mil toneladas de contaminantes a cuerpos de agua; y redujo el consumo de agua de primer uso, alcanzando un ahorro de 139 millones de litros por día. (PEMEX, 2003)

En los años subsecuentes, PEMEX Refinación ha disminuido sus emisiones de contaminantes al agua llegando a emitir 1,125 toneladas de contaminantes totales al agua, y disminuyendo su consumo de agua por unidad de crudo procesado de 2.05 m³/ton en el 2001, a 1.57 en el 2004. En 2005, el consumo de agua por unidad de crudo procesado fue de 1.29 m³/ton.

II.2.4 Mejoras en procesos.

Reconfiguración del Sistema Nacional de Refinación

La evolución del mercado mundial de productos petrolíferos y la mayor competencia entre los participantes han derivado en un incremento de la complejidad de las refinerías, una disminución en los márgenes de refinación y una mayor volatilidad de los mercados. (PEMEX, 2003)

PEMEX Refinación desde hace algunos años inició un programa de inversión con el propósito de reconfigurar el Sistema Nacional de Refinación y favorecer

márgenes positivos. De esta forma y considerando las tendencias del entorno internacional, se busca la manera más económica y eficiente para mantenerse a la vanguardia en la industria y ser capaz de obtener la mayor porción de beneficios bajo las condiciones actuales de mercado.

La composición de los hidrocarburos del subsuelo mexicano está fuertemente inclinada a crudo pesado, de ahí que en la década pasada se iniciara la reconfiguración y modernización del Sistema Nacional de Refinación con el propósito de favorecer una mayor utilización de este tipo de crudo.

Algunos de los objetivos que impulsan este proceso de modernización son:

- ◆ Incrementar reservas y capacidad de producción.
 - Fortalecer la exploración y el inventario de reservas para satisfacer la demanda de combustibles.
 - Aumentar las reservas de crudo ligero y de gas natural no asociado.
 - Incrementar la capacidad de producción de crudo ligero y mantener la de crudo pesado.
 - Procesar un mayor volumen de crudo maya².
 - Convertir al 100 % el petróleo independientemente de su tipo.
 - Incrementar la producción de gas natural.
- ◆ Mejorar eficiencia y confiabilidad en las operaciones.
 - Modernizar el sistema nacional de refinación (SNR) para modificar la estructura de producción hacia productos de mayor valor agregado.
 - Alcanzar niveles internacionales de seguridad industrial y protección ambiental.

Los trabajos de reconfiguración en las refinerías de Tula, Salamanca, Madero y Cadereyta han mostrado resultados favorables. Durante 2004 el proceso de crudo pesado se incrementó un 16 por ciento con respecto al procesado en el

² El crudo Maya se caracteriza por su alta viscosidad y contenido de azufre, metales y asfáltenos y bajo rendimiento de fracciones ligeras en la destilación. Los retos derivados de la refinación de mezclas de crudos con alta proporción de Maya se hacen más complejos debido a la creciente demanda de combustibles ligeros (gasolina y diesel) con especificaciones cada vez más estrictas para proteger el ambiente. Ref. Instituto Mexicano del Petróleo.

2003. A pesar de que la mezcla procesada en las refinerías se ha vuelto más pesada, la producción de productos refinados más ligeros, de mayor calidad y más limpios se ha incrementado.

Actualmente se desarrolla un complejo proyecto de reconfiguración en la Refinería “Gral. Lázaro Cárdenas del Río” ubicada en Minatitlán, Veracruz. Esta refinería inició su operación en 1906, siendo la primera gran refinería de Latinoamérica y hoy cuenta con 27 plantas industriales, dedicadas a la producción de energéticos; tiene una extensión de 800 hectáreas, procesa 190 MBD de petróleo crudo y 30 MBD de líquidos de mezcla de butanos. Además cuenta con un sector ubicado en la Cangrejera, Veracruz, donde existen 3 plantas que procesan 170 MBD de petróleo crudo tipo Maya. El área de influencia, donde su producción abastece de combustible al mercado, incluye al sureste del país y parte de la demanda del Distrito Federal. Los Estados que reciben energéticos de la Refinería “Gral. Lázaro Cárdenas”, son: Puebla, el sur de Veracruz, Tabasco, Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

La refinería, elabora un total de 10 productos diferentes: 8 de ellos energéticos que son utilizados como combustible y petroquímicos básicos que son materias primas para la elaboración de numerosos materiales sintéticos.

La reconfiguración de la refinería de Minatitlán considera el aprovechamiento de corrientes existentes, así como la construcción de 9 plantas nuevas orientadas principalmente a la conversión de residuos (coquización retardada), a incrementar el consumo de crudo Maya (destilación atmosférica y de vacío), a la producción de gasolinas y componentes (desintegración catalítica y alquilación), y al mejoramiento de la calidad de los productos mediante el hidrotreatmento (gasóleos, naftas y destilados intermedios). No se considera la modernización de plantas existentes.

Los objetivos planteados para la reconfiguración de esta refinería son:

- Modernizar la estructura de la planta productiva hacia productos con mayor valor agregado y calidad
- Satisfacer el crecimiento previsto de la demanda

- Incrementar la capacidad total de proceso de la refinería de 186 a 350 MBD de crudo
- Elevar la rentabilidad de las refinerías
- Cumplir con los requerimientos ambientales

En mayo de 2003, se anunció la convocatoria de inversión para la reconfiguración de la refinería de Minatitlán, en la que se invertirán 17 mil millones de pesos. PEMEX planea aumentar la proporción del crudo pesado Maya que se procesa en la refinería de 32% a 63%.

Una vez que se haya completado la reconfiguración, la producción de gasolina de esta planta se elevará de 41 MBD que actualmente produce a 110 MBD y la producción de diesel pasará de 42 MBD a 75 MBD. Por otra parte, la producción de combustóleo disminuirá, pasando de 53 MBD a 37 MBD.

Tabla II.5. Plantas nuevas en la reconfiguración de la refinería de Minatitlán ((PEMEX-Refinación, 2003)

Plantas nuevas	Capacidad MBD
1. Hidrodesulfuradora de Gasóleos	50
2. Azufre (T/D)	600
3. Hidrodesulfuradora de naftas de coquización	7.4
4. Desintegración catalítica (FCC)	42
5. Alquilación	20
6. Coquización retardada y planta de gas	55.8
7. Hidrodesulfuradora de destilados intermedios	37
8. Combinada (Maya 100%)	150
9. Planta de hidrógeno (MMPCD)	48
Servicios auxiliares e integración requeridos por las nuevas plantas	

Los crudos se alimentan a la nueva planta combinada 100% Maya así como a las planta combinadas existentes, en donde se obtienen como productos: naftas, turbosina, querosina, diesel, gasóleos pesado atmosférico, asfalto y residuo de vacío; el gas obtenido se envía a la planta de tratamiento con dietanolamina (DEA) y posteriormente a fraccionamiento, para obtener gas combustible, LPG y nafta. El procesamiento de residuos de vacío, a diferencia del esquema actual que se utiliza en la producción de combustóleo (producto de bajo valor), se enviará también a la planta de coquización retardada en donde se producirán naftas, gasóleos y coque. Se recibirán corrientes de La Cangrejera que permitirán incrementar el volumen de producto final.

Las naftas de coquizadora se hidrotentan en una nueva planta para este propósito, debido a que por su alto contenido de olefinas no pueden ser procesadas en las hidrotentadoras de naftas típicas; una vez reducido el contenido de azufre de esta corriente se envía al "pool" de naftas para reformación. Los gasóleos procedentes de coquización junto con gasóleos pesados de vacío se envían a la hidrotentadora de gasóleos para su endulzamiento, de esta planta también se obtiene una corriente que va al pool de diesel. Posteriormente dichos gasóleos se cargan como complemento con gasóleos pesado atmosférico, ligero y pesado de vacío a las plantas catalíticas (existente y nueva), de éstas se obtendrán gasolinas catalíticas de alto octano, olefinas y aceites cíclicos ligero y pesado. Las primeras se envían al pool de gasolinas, las olefinas (mezclas de propano-propileno, y butanos-butilenos) son enviadas a las plantas fraccionadoras de propano y propileno y a la planta de alquilación respectivamente, el alquilado producido (producto de alto valor) se envía al pool de gasolinas para mejorar las especificaciones de éstas. Los aceites cíclicos se hidrotentan y se emplean en la elaboración de diesel y combustóleo. Los gasóleos excedentes se envían a Salina Cruz donde hay capacidad de desintegración catalítica aprovechable.

Las naftas primarias se envían a hidrotentamiento a las plantas actuales y posteriormente se cargan en las reformadoras siguiendo el esquema actual aproximadamente. El diesel amargo obtenido se envía una parte a las

hidrotratadoras de diesel para su endulzamiento y el complemento a la Refinería de Tula para su tratamiento por oleoducto. Por otra parte se instalará una nueva hidrodesulfuradora de diesel la cual procesará los destilados intermedios obtenidos de la destilación atmosférica y de vacío con el propósito de cumplir con las especificaciones en contenido de azufre del diesel; sin embargo, no se realizarán modificaciones a la planta hidrotratadora de destilados intermedios existente. Finalmente el coque producido se retirará para su almacenamiento y disposición posterior.

Calidad de combustibles

La tendencia de la calidad de los combustibles en el mundo está dirigida a la reducción de emisiones contaminantes, producto de la combustión en fuentes móviles y fijas. Acorde con esta evolución, PEMEX Refinación ha trabajado para ofrecer combustibles que cumplan las especificaciones de calidad internacionales. En los combustibles para uso automotor, específicamente gasolinas, las tendencias internacionales apuntan hacia una mayor reducción en el contenido de aromáticos, olefinas y azufre, con la finalidad de disminuir la contaminación atmosférica por ozono, partículas y tóxicos en las zonas urbanas. En este sentido, las acciones emprendidas en PEMEX Refinación a lo largo del tiempo para mejorar la calidad de estos combustibles han permitido que las gasolinas mexicanas por sus componentes, salvo en el contenido de azufre, hayan sido equivalentes en calidad a las comercializadas en Estados Unidos y Europa. En diesel las tendencias internacionales muestran una disminución en el contenido de aromáticos y azufre, y un incremento en el índice de cetano, para establecer el rango óptimo. Estas especificaciones obedecen a requerimientos tecnológicos y ambientales de los nuevos vehículos operados con diesel en Estados Unidos y Europa. La situación en México es radicalmente diferente, ya que la calidad del diesel nacional es superior al promedio internacional.

En cuanto a los combustibles industriales, debido a los altos niveles de emisión de contaminantes originados por el uso del combustóleo, la tendencia internacional

está dirigida a su sustitución por gas natural y su completa eliminación en zonas urbanas, limitando su uso a instalaciones industriales o de generación eléctrica.

A fin de mejorar la calidad de los combustibles automotrices en México, en octubre de 2006 PEMEX Refinación inició el proceso de introducción de gasolina Premium de Ultra Bajo Azufre (UBA) en todo el país, con lo cual la empresa cumple con las disposiciones marcadas en la norma oficial mexicana NOM-086, para que el energético cuente sólo con 30 partes de azufre por millón. De este modo, México se coloca a la vanguardia en la producción y distribución de combustibles limpios junto con Estados Unidos, la Unión Europea y Japón.

El programa global de reducción de contaminantes en los combustibles, que contempla una inversión total de cerca de 3 mil millones de dólares, permite desde esta fecha la elaboración del combustible con 88 por ciento menos de azufre que hace tres años y una reducción de 94 por ciento del nivel que tenía en el 2000. La primera fase de este programa consiste en poner a disposición del público, de manera gradual en todo el territorio nacional de acuerdo con la norma, la gasolina Premium UBA, la cual anteriormente tenía 250 partes por millón.

Para cubrir la demanda nacional del nuevo combustible, PEMEX Refinación producirá 30 mil barriles diarios e importará alrededor de 90 mil barriles al día. En fases subsecuentes, se incrementará la producción interna de combustibles de ultra bajo azufre, mediante la modernización de las instalaciones productivas del sistema nacional de refinación. De acuerdo al programa, PEMEX cumplirá a tiempo las disposiciones establecidas en la norma NOM-086, por lo que desde 2007 se distribuirá diesel UBA, de 15 partes por millón de azufre, de las 500 que tiene actualmente, en la zona fronteriza norte; en enero de 2009, en las zonas metropolitanas de la Ciudad de México, Guadalajara y Monterrey, y en septiembre de ese año, en todo el territorio nacional.

En cuanto a la gasolina Pemex Magna UBA, se suministrará en las zonas metropolitanas en octubre de 2008 y a nivel nacional en enero de 2009. Cabe señalar que a la fecha, la Magna que se comercializa en el Valle de México, Guadalajara y Monterrey, tiene un contenido de 500 ppm, y la del resto de la República, de mil partes por millón.

El programa instrumentado por PEMEX contempla la construcción de 22 plantas, de las cuales 11 unidades de postratamiento corresponden a gasolinas, 4 serán hidrodesulfuradoras, 4 de hidrógeno y 3 en donde se tratará el azufre, además de que se modernizarán otras 18 plantas de destilados intermedios, lo cual, de manera conjunta, permitirá el abatimiento del contaminante mencionado.

De modo complementario, el proyecto considera también el apoyo de servicios auxiliares, como la generación de energía eléctrica, el tratamiento de aguas amargas y la regeneración de amina.

II.3 COMPROMISOS AMBIENTALES DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Durante la última década, Petróleos Mexicanos ha realizado diversas acciones a fin de disminuir el impacto ambiental que ocasionan sus operaciones. Gracias a estas acciones, durante el período 2001-2005, las emisiones contabilizadas al aire presentaron una reducción del 7% promedio anual al pasar de 955.5 mil toneladas en 2001 a 715.0 mil toneladas en 2005 (PEMEX, 2006).

Petróleos Mexicanos genera alrededor del 5.6% de las emisiones nacionales de CO₂; en el período 2001-2005, como resultado de inversiones en proyectos y acciones de mejora operativa, se observa una tendencia a la baja en sus emisiones de CO₂. En dicho período disminuyeron 6.5% al pasar de 40.0 millones en 2001 a 37.4 millones de toneladas en 2005. La reducción promedio anual del período fue de 1.7%.

En algunos procesos de la industria petrolera se emplea agua de manera intensiva y los volúmenes descargados de agua residual son importantes; por esa razón, las acciones de Petróleos Mexicanos en la materia se enfocan en el uso eficiente del recurso y en el cumplimiento normativo. A pesar del incremento de la producción y del número de instalaciones originados en el período 2001-2005, el uso de agua cruda registrado presenta una disminución de 19.7% al pasar de 238 a 191 millones de metros cúbicos por año. A su vez, las descargas de agua residual disminuyeron 27.2% al pasar de 92 a 67 millones de metros cúbicos en el mismo período.

En junio de 2004, PEMEX dio a conocer su Programa Institucional de Desarrollo Sustentable, cuyo mapa estratégico de iniciativas incluye las siguientes áreas:



Algunos de los proyectos que PEMEX ha llevado a cabo para disminuir el impacto ambiental son:

- Aprovechamiento integral de gas natural y reducción de contaminantes liberados a la atmósfera en Cantarell.
- Aprovechamiento de gas natural de la batería Arenque, en Madero. Se procesan 34 millones de pies cúbicos diarios de gas.
- Utilización de un sistema de enfriamiento a base de aceites refrigerantes y aire para disminuir el consumo de agua en las plantas criogénicas del proyecto Burgos.
- Instalación de quemadores de alta eficiencia y rendimiento en equipos a fuego directo y en las plantas recuperadoras de azufre en la reconfiguración de refinerías.

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios obtuvieron cuatro Premios Nacionales en Ahorro de Energía Térmica en 2005, otorgados por la Secretaría de Energía.

Respecto a los Certificados de Industria Limpia, en 2005 PEMEX contaba con un total de 369 certificados: PEP continuó trabajando bajo el esquema de subsistemas contabilizando 233 certificados vigentes, PR obtuvo 91, en tanto PGPB tenía 37 certificaciones, y PPQ 8.

En cuanto a certificaciones ISO-9001, se contaba con un total de 46 de ellas: PEP registró 10 certificaciones, PR mantuvo 18 certificados vigentes, PGPB 17 y PPQ obtuvo 1 válido para todos sus Complejos Petroquímicos. En ISO-14001, PEMEX finalizó el año con 29 certificaciones, 1 correspondiente a PEP, 11 a PR, 16 a PGPB y 1 a PPQ válida para todos sus Complejos Petroquímicos. Debido a la integración de varios centros de trabajo en sistemas y subsistemas, el número de certificados de Auditorías Ambientales, Certificados de Industria Limpia y sistemas ISO-9000 e ISO-14000 tiende a reducirse.

Entre los casos de éxito en cuestiones ambientales que PEMEX tuvo durante 2005 podemos citar los siguientes:

a) Pemex Exploración y Producción: Región Marina Noreste, Emisiones-Aprovechamiento de gas asociado.

Objetivo: Mantener la producción del Activo Cantarell. Incrementar la producción del Activo Ku-Maloob-Zap. Aumentar la capacidad de compresión y aprovechamiento del gas asociado. Reducir las emisiones de contaminantes a la atmósfera.

Descripción: Diseño, construcción y puesta en operación de: 10 módulos con equipos turbocompresores de alta presión con capacidad total instalada de compresión de 1,170 MMPCD, una planta deshidratadora de gas dulce húmedo y torres de endulzamiento de gas amargo.

Inversión: 1,207 MM USD

Resultados: Capacidad estimada de reducción de gases contaminantes al año por: 648.3 M ton de SO_x, 17.6 M ton de NO_x, 15,734.7 M ton de CO₂, 1,421.1 M ton de CH₄.

Capacidad adicional de aprovechamiento por 1,170 MMPCD y 100,000 bpd de gasolinas condensadas.

b) PEMEX Gas y Petroquímica Básica: Programa de inversiones para la construcción de plantas recuperadoras de azufre y para reducción de emisiones de bióxido de azufre producidas durante el endulzamiento de gas ácido en los Centros Procesadores de Gas (CPG's).

Con una inversión de 400 millones de dólares, a la fecha, se han instalado doce plantas recuperadoras de azufre con tecnología Super Claus, logrando un nivel de eficiencia en la recuperación de azufre del 99%, superior a las normas nacionales e internacionales, reduciendo a la mitad el total de emisiones de bióxido de azufre en los oxidadores. Todos los CPG's cuentan con esta tecnología, a excepción del CPG Matapionche en donde se tiene en proyecto la construcción de una nueva planta.

Como consecuencia de lo anterior, PEMEX Gas y Petroquímica Básica apoyó a la SEMARNAT en la elaboración de la Norma Mexicana NOM-137-SEMARNAT-2003 para el control de emisiones de compuestos de azufre de plantas desulfuradoras de gas y condensados amargos, homologada con el estándar de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América.

c) PEMEX Refinación: Construcción y operación de Plantas de Tratamiento de Aguas Amargas.

En la refinación del petróleo se generan corrientes de agua con altos contenidos de compuestos de azufre, razón por la que se le atribuye el calificativo de "amarga". La eliminación del 99% de estos compuestos se realiza en unidades de tratamiento de aguas amargas, obteniendo un agua con la calidad adecuada para su reutilización en otros procesos y el envío de los excedentes a tratamiento de efluentes.

Con la reconfiguración de las Refinerías Madero y Cadereyta se construyeron 5 unidades para el manejo de los aportes adicionales de los nuevos procesos, con una capacidad de tratamiento de 2.902 millones de metros cúbicos al año, que representa 1.5% del total de agua cruda utilizada para la producción de refinación en 2005.

d) PEMEX Petroquímica: Parque Ecológico Jaguarundi.

Objetivo: Conservación, captura de carbono, educación ambiental, zona de salvaguarda y recreación.

Descripción: Evaluación de captura de carbono en selva mediana, pastizal y acahual, restauración, conservación del hábitat, zona de recreación y educación ambiental.

Inversión: 8.3 MM Pesos

Resultados: Una captura potencial de 66,446 toneladas de carbono para el parque en su conjunto, lo que equivale a 66.44 toneladas por hectárea aproximadamente. De este total 36,263 toneladas corresponden a la transición de pastizales a acahuales maduros, 27,919 de acahuales jóvenes a acahuales maduros y 2,264 al resto de la vegetación del parque.

La estrategia de Petróleos Mexicanos se orienta a la sustentabilidad, incorporando tecnologías de vanguardia que optimizan los procesos, promoviendo ahorros energéticos y reduciendo los desechos y emisiones contaminantes al aire, agua y suelo. Estos criterios son congruentes con los Sistemas de Administración Ambiental utilizados en otras empresas. Dentro de estos sistemas, uno que ha tomado relevancia dentro de la administración de PEMEX es el de Producción más Limpia.

PEMEX ha iniciado acciones para introducir los principios de Producción más Limpia en sus instalaciones. En 2005, firmó convenios de colaboración con el Centro Mexicano para la Producción más Limpia para apoyar acciones en los centros de trabajo de PEMEX Exploración y Producción y PEMEX Refinación, adicionalmente se han realizado evaluaciones en instalaciones de PEMEX Gas y Petroquímica Básica y PEMEX Petroquímica a fin de identificar áreas de mejora.

Como hemos visto, el desarrollo tecnológico de PEMEX se ha dado en un principio por los estándares de oferta y demanda y rentabilidad, sin embargo, las presiones nacionales e internacionales de protección ambiental son una variable que ha comenzado a dirigir las tendencias tecnológicas (*IPIECA-API, 2005*).

Con el fin de encaminar los esfuerzos de PEMEX en protección ambiental, se sugiere el uso de una herramienta de gestión ambiental como la mejora continua, de la cual se hablará con mayor profundidad en el siguiente capítulo de este documento.

CAPÍTULO III. SISTEMAS DE ADMINISTRACIÓN AMBIENTAL

III.1 FUNDAMENTOS

El desarrollo industrial en los últimos años ha producido un daño considerable al medio ambiente debido, entre otras razones, a la falta de un marco legislativo, el desinterés de la población y razones económicas, dado que las inversiones en equipo para la protección al ambiente han sido percibidas por los industriales como un gasto innecesario, del que no se obtiene ganancia alguna.

Afortunadamente, los esfuerzos de organizaciones internacionales y nacionales para que el desarrollo actual y futuro de la humanidad sea bajo un entorno sustentable, en el que los recursos se exploten de la manera más eficiente minimizando los impactos nocivos, dejando así un mejor medio ambiente a las generaciones futuras, han propiciado que usuarios e industriales se involucren en la preservación del medio ambiente; los usuarios exigiendo que los productos consumidos impliquen menores impactos, y los industriales optimizando sus procesos, identificando las fuentes de emisión de contaminantes al agua, aire, y suelo, así como de residuos y sustancias peligrosas de diversa índole, para posteriormente minimizarlos.

Una de las herramientas para asegurar la minimización de los recursos requeridos, así como de los impactos ambientales negativos asociados a las actividades de las empresas, son los llamados Sistemas de Administración Ambiental (SAA) que consisten en una metodología para identificar los aspectos ambientales asociados a las actividades de la empresa, establecer objetivos y metas para mejorar su desempeño, establecer las acciones, responsabilidades y recursos necesarios para alcanzar dichos objetivos y metas, ejecutar las acciones, verificar la efectividad de la metodología y hacer esto de manera continua y dinámica.

Adicionalmente, un Sistema de Administración Ambiental puede establecerse en apego estricto a la normatividad existente para lograr una certificación, o simplemente adecuarlo a las necesidades de la empresa para mejorar tanto su

desempeño ambiental como el económico, mediante esquemas de mejora continua.

El SAA desarrollado y delineado por la Organización Internacional de Estándares (ISO) en su estándar ISO14001, proporciona una amplia variedad de principios reconocidos y los estándares para la integración de la administración ambiental al control de calidad y otras actividades de la empresa.

III.2 ESQUEMA DE PRODUCCIÓN MÁS LIMPIA

De acuerdo con el Programa Ambiental de las Naciones Unidas (PNUMA), la Producción Más Limpia (PML) es la aplicación continua a los procesos, productos, y servicios, de una estrategia integrada y preventiva con el fin de incrementar la eficiencia en todos los campos y reducir los riesgos sobre los seres humanos y el medio ambiente. Estos esquemas forman parte de los Sistemas de Administración Ambiental como una herramienta de mejora de los procesos. La Producción Más Limpia puede ser aplicada a procesos usados en cualquier industria, a los productos y los servicios:

- En los procesos productivos se refiere a la conservación de materias primas y energía, la eliminación de materias primas tóxicas y la reducción de la cantidad y toxicidad de todas las emisiones contaminantes y los desechos.
- En los productos busca la reducción de los impactos negativos que acompañan el ciclo de vida del producto, desde la extracción de materias primas hasta su disposición final.
- En los servicios se orienta hacia la incorporación de la dimensión ambiental, tanto en el diseño como en la prestación de los mismos.

La Producción Más Limpia lleva al ahorro de costos y a mejorar la eficiencia de las operaciones, habilita a las organizaciones y a las empresas para alcanzar sus metas económicas mientras mejoran simultáneamente su desempeño ambiental.

En general, los beneficios derivados de la PML incluyen, entre otros:

- Optimización del proceso y ahorro de costos mediante la reducción y el uso eficiente de materias primas e insumos en general.
- Mejoramiento de la eficiencia operativa de la planta.
- Mejoramiento de la calidad de los productos y consistencia porque la operación de la planta es controlada y por ende es más predecible.
- La recuperación de algunos materiales de los subproductos.
- Reducción de residuos y, por ende, reducción de costos asociados a su correcta disposición.

La Figura III.1 muestra un recuento general de las estrategias que se deben aplicar cuando se implementa un proceso de Producción Más Limpia dentro de la empresa. Es decir, la PML además de pensar en “qué hacer con los residuos”, piensa en “qué hacer para no generarlos”.

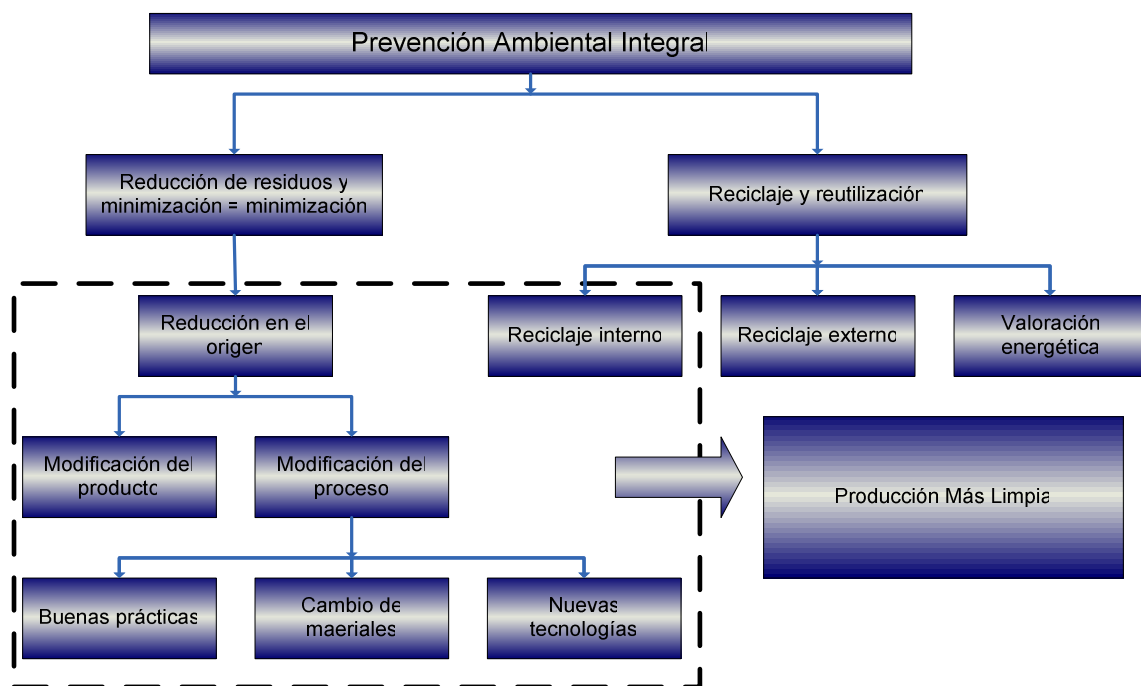


Figura III.1. Estrategias de Mejora Ambiental (Colombia, 2004)

En resumen, la PML involucra la modificación de los procesos de producción, las tecnologías empleadas, y las prácticas operacionales o de mantenimiento. Sin

embargo, no siempre requiere la aplicación de nuevas tecnologías y equipos, generalmente su punto de apoyo comienza simplemente con buenas prácticas de operación. Las técnicas más comúnmente utilizadas dentro del marco de la Producción Más Limpia son:

- Buenos procedimientos de operación
- Sustitución de materiales
- Cambios tecnológicos
- Reciclaje interno
- Rediseño de productos

III.3 ETAPAS PARA IMPLEMENTAR UN ESQUEMA DE PRODUCCIÓN MÁS LIMPIA

En general, un proyecto de Producción Más Limpia puede resumirse en varias fases, desde que se toma la decisión de implementación hasta que se llega al punto de monitorear y evaluar las acciones de mejora, las fases típicas se citan a continuación:

- Fase I: Fase Inicial:** En esta primera fase se dan los primeros acercamientos a la PML, es importante asegurar el compromiso de la gerencia de tal forma que el programa tenga un soporte a todo nivel de la organización.
- Fase II: Estudio de Metodologías y Análisis de Pre-factibilidad:** Es importante crear un equipo para el desarrollo de proyectos de este tipo, de tal forma que pueda realizar una estimación rápida y económica del potencial de PML de la empresa.
- Fase III: Evaluación:** Se elabora un análisis detallado, cuantitativo, del proceso de producción y con base en el resultado obtenido se identifican opciones de optimización, y se evalúan de acuerdo a factores económicos, ecológicos, técnicos y organizacionales.
- Fase IV: Implementación:** Se implementan las opciones seleccionadas y se calculan los ahorros resultantes. El proceso de establecimiento de PML no

es un procedimiento único y/o individual; una vez que se han llevado a cabo las cuatro fases de establecimiento y se han monitoreado y evaluado los resultados, debe mantenerse una retroalimentación para mejorar las innovaciones introducidas y sugerir nuevas áreas para aplicación de los conceptos de PML. Obviamente, los detalles deben adaptarse siempre a la situación actual y tamaño de la empresa.

Tiempo de ejecución de un programa de PML. Aunque no es una regla general, el procedimiento, desde la decisión inicial de la empresa de involucrarse en un proyecto de PML hasta la implementación de buenas prácticas y opciones de bajo costo así como la preparación de las primeras propuestas de inversión, corresponde a un periodo de aproximadamente 16 a 18 meses. Por otro lado, la implementación de cambios tecnológicos más avanzados y costosos dependerá de la situación particular de cada empresa.

III.3.1 Fase I. Fase inicial.

El objetivo de esta etapa es identificar el potencial de aplicación de la PML en una empresa; para lograrlo es necesario establecer de manera general y cualitativa el estado actual de la empresa, apoyándose en herramientas como listas de chequeo, diagramas de flujo, formatos y formularios, con los que además de tener un conocimiento global de la empresa se generan documentos que permiten consignar por escrito los hallazgos iniciales. El resultado de estos ejercicios es la recopilación de información cualitativa así como de algunos datos cuantitativos de las entradas y salidas de la empresa, con los que se puede determinar si un proyecto de PML es justificable o no.

Entre los factores que determinarán la implementación de un esquema de PML o no en una empresa se encuentran:

- **Presión ambiental de parte de la comunidad y la autoridad encargada.** Las empresas que se encuentran bajo presión por parte de la comunidad vecina o de la autoridad ambiental, normalmente muestran mayor interés en establecer estrategias de PML.

-
- **Empresas con orientación hacia la exportación.** La experiencia muestra que empresas exportadoras, se muestran más deseosas de introducir una estrategia de PML, principalmente porque hoy en día están mucho más expuestas a los estándares y regulaciones internacionales. Además, la alta competencia hace que la administración tenga en cuenta todas las oportunidades disponibles para incrementar la competitividad de la empresa.
 - **Potencial de PML de la empresa.** Después de hacer el reconocimiento de la empresa y utilizando cifras de otras empresas similares (benchmark¹) puede hacerse una estimación del potencial de PML de una compañía.
 - **Propietarios de la empresa.** Las empresas privadas o asociadas son más flexibles en sus decisiones de inversión si tienen un interés directo de implementar opciones de PML. Sin embargo, las empresas estatales juegan un rol muy importante en la implementación de políticas de PML en el cumplimiento de las leyes y regulaciones ambientales nacionales.
 - **Estado financiero.** Si una empresa no está funcionando a toda su capacidad o tiene pérdidas financieras será difícil obtener un compromiso completo para establecer estrategias de PML. Una situación como ésta limitará también las posibilidades de contar con recursos económicos necesarios para implementar algunas opciones de PML.
 - **Capacidad técnica en el interior de la empresa.** El establecimiento de PML en una empresa solo es posible si la empresa cuenta con sus propios expertos en PML. Para cambiar los procesos productivos, los expertos necesitan ciertos conocimientos técnicos del “know how”.
 - **Compromiso de la Gerencia.** El factor más importante para decidir implementar un proyecto de PML es el compromiso de la gerencia, sin un compromiso fuerte y claro por parte de la dirección de la empresa el éxito del establecimiento de una estrategia de PML es cuestionable desde el principio.

¹ Método para comparar un factor particular de una empresa contra el mismo factor de otras empresas, utilizando un sistema de posicionamiento y meta o referencia.

III.3.2 Fase II. Pre-factibilidad.

El objetivo primordial de esta fase es proveer las bases para el establecimiento completo de la estrategia de PML.

- **Primer acercamiento a la empresa (revisión rápida).** En esta etapa se hace una evaluación rápida de la empresa, teniendo como resultado los principales balances de materia y energía, determinando las entradas y salidas más importantes de cada proceso, así como las tecnologías usadas, y observaciones de higiene, seguridad y ecología, además en esta etapa se identifican las opciones de solución inmediatas de bajo costo o sin costo. Los resultados obtenidos en esta fase serán fundamentales para la futura toma de decisiones con respecto al desarrollo del proyecto de PML. Adicionalmente se recolecta información acerca de otros factores como la forma en que trabajan los empleados, el manejo y mantenimiento de las máquinas, entre otros, la información faltante se complementará posteriormente.

Es recomendable que se elaboren diagramas de flujo sencillos que permitan visualizar cada proceso como una unidad fundamental y relacionarlos con los otros procesos.

- **Estimación del potencial de PML.** En este punto, se contará con la información necesaria para identificar beneficios potenciales por la aplicación de un proyecto de PML en la empresa, y, aunque sea posible que numéricamente no se tengan los porcentajes de ahorro exactos, si se podrá afirmar cuales son los procesos más impactantes desde el punto de vista económico y ambiental, ya sea por el uso de recursos, materias primas e insumos, o por la generación de desperdicios. Adicionalmente, al llegar a este nivel se habrán detectado mejoras de implementación sencillas, que pueden llevarse a cabo inmediatamente.

III.3.3 Fase III. Evaluación.

Durante esta etapa se determinan datos cuantitativos de los balances de materia y energía, y con base en esta información se desarrollarán, evaluarán y priorizarán las opciones de Producción Más Limpia, diferenciando las que pueden ser implementadas inmediatamente y las que necesitan análisis más detallados a futuro. En resumen, el objetivo de esta etapa de evaluación es tener una visión integral de las opciones de Producción Más Limpia para poder compararlas entre sí. Esta fase se compone de las siguientes etapas:

III.3.3.1 Descripción de los procesos.

En esta etapa se deberá tener el valor puntal de las entradas y salidas de materia y energía, de los procesos, en forma esquemática estos flujos se muestran en el siguiente diagrama:

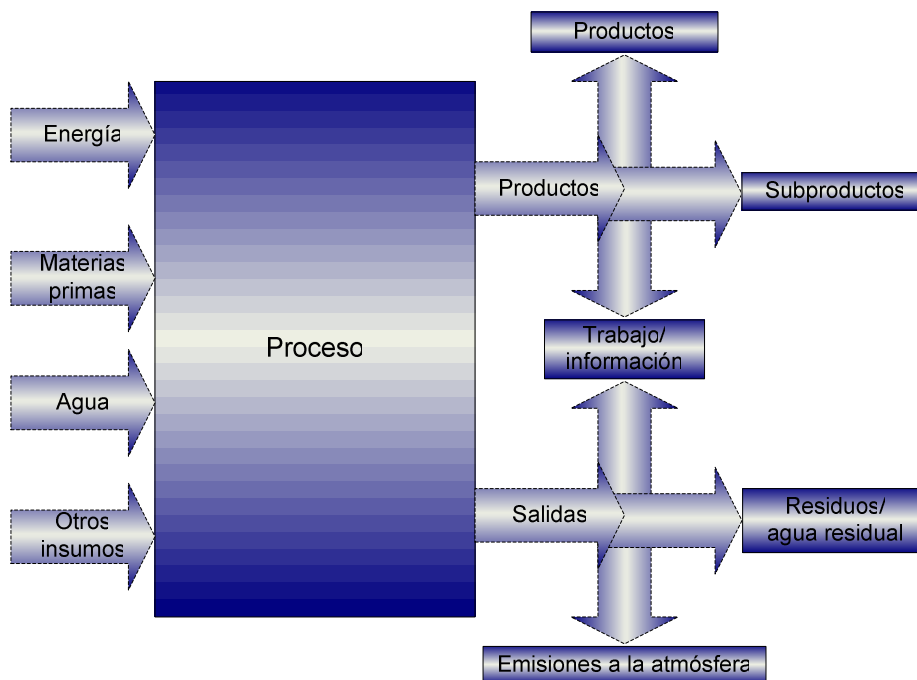


Figura III.2. Flujos de entradas y salidas de un proceso (Colombia, 2004)

Además de los flujos de materiales y energía, se deben tener en cuenta los flujos de información (el “know how” del proceso) y el trabajo como entrada fundamental.

Las entradas se transforman en salidas, éstas se dividen generalmente en producto y salidas diferentes al producto, como residuos, agua residual y emisiones a la atmósfera, estas salidas diferentes al producto, no solo contienen los mismos materiales que entraron al sistema, sino también parte del trabajo, la información, la energía y el agua invertida en el proceso, por lo que es deseable que sean mínimas, no sólo por la contaminación que puedan producir al medio ambiente, sino porque además representan una pérdida para la empresa.

Componentes de un proceso. En general, un proceso tiene básicamente 5 componentes:

- Tecnología
- Prácticas operativas
- Productos
- Entradas
- Salidas

En un análisis de proceso, en cada uno de estos componentes se deben identificar sus puntos críticos con el fin de determinar sus potenciales de mejora. Para ello existen varias metodologías, pero como paso inicial se pueden plantear algunas de las preguntas mostradas en el cuadro siguiente.

Tabla III.1. Preguntas clave para la descripción de un proceso (Colombia, 2004)

Tecnología	<ul style="list-style-type: none">• ¿La etapa del proceso analizada es realmente necesaria, o puede llevarse a cabo de otra forma?• ¿Qué tan antiguo es el equipo?• ¿Hay otras alternativas considerables?• ¿Cómo es el mantenimiento y cuánto cuesta?
-------------------	---

Prácticas operativas	<ul style="list-style-type: none"> • ¿El proceso es automático, semiautomático o manual? • ¿Cómo es el tipo de carga (continua, por lotes, tamaño de un lote, secuencia de los lotes)? • ¿Cuáles son las condiciones del proceso? • ¿Conocen los operadores todo el proceso? • ¿Se manejan materiales para los cuales se requiere ciertas regulaciones de seguridad?
Productos	<ul style="list-style-type: none"> • ¿Qué tan rigurosas son las especificaciones de calidad? • ¿El producto está compuesto de materiales peligrosos?
Entradas	<ul style="list-style-type: none"> • ¿Existe una guía de manejo de insumos? • ¿Cómo es el manejo de los materiales peligrosos? • ¿Se tienen todas las especificaciones de calidad? • ¿El almacenamiento es apropiado? • ¿Cuál es el consumo de energía? • ¿Cuál es el consumo de agua?
Salidas	<ul style="list-style-type: none"> • ¿Cuál es la fuente del desperdicio y por qué se genera? • ¿Se aprovecha completamente la materia prima? • ¿Cuánta energía se libera o pierde, y como se hace?

Entradas y salidas del proceso. En una empresa los problemas de desperdicios y emisiones surgen en los puntos de producción donde los materiales son usados, procesados y tratados; por lo que las compañías deben estar conscientes de lo esencial que es contar con una herramienta de cómputo para capturar sus flujos de materia y energía, para poder identificar los puntos de origen, volumen y causas de los residuos y emisiones, y así llegar a conocer en su totalidad las sustancias con las cuales están tratando, con el objeto de estimar su valor real para el proceso y planear adecuadamente proyectos para su manejo.

Para ello, es necesario crear un sistema de información que permita el manejo necesario para trazar el origen de los materiales, el uso de la energía, y sus flujos dentro de la empresa, para luego dirigirlos y garantizar que sean usados eficientemente. Uno de los métodos para responder cuantitativa y eficazmente a este efecto es la elaboración de balances de materia y/o energía para los procesos más relevantes para la empresa.

Análisis del flujo de materia. Éste análisis es un método sistemático para cuantificar, mediante cálculos o mediciones, el intercambio de sustancias entre diferentes procesos. Esta herramienta permite:

- Presentar un esquema general de los materiales empleados en la empresa.
- Determinar los flujos desconocidos (pérdidas).
- Identificar las fuentes, volúmenes y las causas de los residuos y emisiones.
- Crear una base para la evaluación y predicción de futuros proyectos.

El diagrama de flujo se prepara a partir de la información que se posee de las etapas del proceso identificadas anteriormente, enlazándolas de una manera secuencial, este tipo de análisis consta de 3 etapas.

1. Definición del alcance del sistema y los parámetros a monitorear. Se debe establecer el grado de detalle de la información, el tipo de valor que se le va a asignar, ya sea en términos económicos o en masa, y los parámetros que se van a medir, como temperatura, concentración, etc.

2. Representación de los procesos en un diagrama de flujo. El desarrollo de los diagramas de flujo comienza a partir de la división del proceso en unidades operativas. Cada unidad operativa es un área del proceso o parte del equipo donde entra materia, se da un proceso y posteriormente, sale materia, posiblemente con una forma, naturaleza o composición diferente.

Para cada unidad operativa se identifican las entradas, salidas y transformaciones; cada unidad operativa se muestra como un bloque y, conectando las distintas unidades operativas se elabora el diagrama de flujo del proceso. De esta forma el diagrama contiene toda la información relevante en

los procesos. Además de esto, es vital seleccionar una base de cálculo común, es decir, la referencia que se escoge para la realización de los cálculos.

3. *Interpretación de los resultados.* Esta etapa consiste en rastrear los materiales de su origen a su destino final, establecer relaciones entre materias primas y residuos, y definir indicadores de eficiencia (costo-eficiencia) y de desempeño, tanto para la empresa como un todo, como para las etapas individuales de producción. En esta etapa se logra identificar el punto exacto de generación de desperdicios, así como el establecimiento de las relaciones entre las materias primas y los desperdicios generados. Como resultado de esta etapa, se pueden implementar las siguientes estrategias para mejorar el uso de materiales:

- Uso y manejo adecuado de materias primas y de proceso (fórmulas de producto, vaciado completo de contenedores, sellado de fugas, etc.)
- Sustitución de materiales.
- Modificaciones de proceso y/o producto (instalación de controles automáticos)
- Reciclaje interno y/o externo

Análisis de flujo de energía. Similar al análisis de flujo de materia, el análisis del flujo de energía es una metodología para examinar, especificar e interpretar la transformación de la energía en el proceso dentro de límites del sistema y periodo de tiempo definidos; es una aproximación para cuantificar el intercambio de energía entre diferentes procesos, para su elaboración se recomienda atender los siguientes puntos:

1. *Análisis y planeación.* Esta etapa comprende la identificación y documentación de la información relativa al suministro de la energía y su uso en la empresa, descripción de la situación energética actual, análisis de las debilidades y ahorros potenciales en el sistema energético y elaboración y planeación de medidas de ahorro energético. Los datos de consumo energético se pueden dividir en las siguientes categorías:

- Calor en el proceso

-
- Calentamiento
 - Agua caliente
 - Refrigeración
 - Iluminación
 - Otros consumos de potencia
 - Transporte

2. *Monitoreo e identificación de puntos críticos.* Luego de la planeación, se debe hacer un monitoreo de los equipos de transformación de energía y sus consumos con el fin de elaborar esquemas de comparación (indicadores) en cuanto a la eficiencia energética en la empresa. Conociendo las entradas y salidas es posible determinar en qué tipo de salida se transforma la energía e identificar las causas de las salidas que no se han transformado en producto. Las áreas que presentan mayor potencial de ahorro energético en una empresa son:

- Calderas, sistemas de vapor.
- Enfriamiento
- Aire comprimido
- Iluminación

Caracterización del proceso. Analizando el balance de materia y energía teórico (BME) de cada etapa del proceso y comparándolo con la situación real, se obtienen conclusiones como:

- Eficiencia de las operaciones que conforman el proceso.
- Determinación de mayores consumos.
- Determinación de mayores residuos y subproductos.

Una vez obtenidas las anteriores conclusiones, se analiza el proceso de una manera global con el fin de identificar las raíces de estos problemas.

Herramientas de optimización. Establecidas las relaciones de entradas y salidas de materia y energía en el sistema, el siguiente paso es identificar opciones para

optimizar estas relaciones, de tal forma, que el aprovechamiento de los recursos, materia y energía, sea máximo y los desperdicios, emisiones, sean mínimos.

Para lograr lo anterior, se pueden utilizar herramientas matemáticas como la programación lineal, con la cual se logra identificar posibilidades de mejora para el sistema mediante su optimización; esta herramienta se basa en modelos, los cuales son un conjunto de relaciones matemáticas que describen la operación de los procesos unitarios para fabricar un producto.

III.3.3.2 Valoración económica de las opciones de PML

Adicionalmente a la evaluación técnica de las opciones de Producción Más Limpia a implementar, es necesario determinar la viabilidad económica de las mismas mediante métodos de valoración de inversiones, con el fin de seleccionar la mejor entre varias opciones.

La viabilidad económica consiste en evaluar el impacto económico de las recomendaciones de Producción Más Limpia planteadas, tanto desde el punto de vista de la inversión como de los costos y beneficios de su implementación. Se hace necesario entonces, realizar una serie de cálculos de ahorros obtenidos y del período de retorno de la inversión necesaria para implementar la(s) alternativa(s) propuesta(s).

Existen diversos métodos o modelos de valoración de inversiones, los cuales se dividen en métodos estáticos (tiempo de retorno, flujo de caja, tasa de rendimiento contable) o métodos dinámicos (pago descontado o dinámico, valor presente neto o tasa interna de retorno), dependiendo de si consideran o no el tiempo.

Métodos estáticos. Los métodos estáticos son los más sencillos de manejar dado que consideran el valor del dinero hoy igual al valor del dinero en el futuro, muestran una primera aproximación a la realidad, dan una idea muy optimista de las inversiones (mayor en cuanto más largo sea el periodo de tiempo) y son rápidos de calcular, sin embargo no son muy precisos, por no tomar en cuenta en los cálculos el momento en que se produce la salida o la entrada de dinero, uno de los más usados es el cálculo del tiempo de retorno.

-
- **Tiempo de Retorno.** Este método representa el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial (se anticipa al futuro). Un periodo más largo de tiempo implica mayor riesgo, debido a que pueden cambiar las condiciones, y una reducción de la liquidez de la compañía ya que el capital está congelado en la inversión y sólo se recupera gradualmente. Es la forma más simple de comparar económicamente una o varias ideas de un proyecto. Un período largo de tiempo para librar la inversión realizada en el proyecto implica un mayor riesgo y reducción de la liquidez. La alternativa con el menor tiempo de retorno debe ser la elegida.
 - **Tasa de Rendimiento Contable.** Este método se basa en el concepto de flujo de dinero. La principal ventaja, es que permite hacer cálculos más rápidamente al no tener que elaborar estados de cobros y pagos. Se emplea la siguiente fórmula para calcularla:

$$\frac{\left(\frac{\text{Beneficios} + \text{amortizaciones}}{\text{Años de duración del proyecto}} \right)}{\text{Inversión inicial del proyecto}}$$

El principal inconveniente, además del defecto de los métodos estáticos, es que no tiene en cuenta la liquidez del proyecto, aspecto vital ya que puede comprometer la viabilidad del mismo.

Además, la tasa media de rendimiento tiene poco significado real, puesto que el rendimiento económico de una inversión no tiene porque ser lineal en el tiempo.

Métodos dinámicos. Estos métodos por considerar la variable del tiempo en sus cálculos tienen resultados más precisos, además permiten hacer un análisis que se anticipe al futuro, evitando posibles desviaciones y problemas en el largo plazo. En la práctica los métodos más usados son la Tasa de Reembolso, el Valor Presente Neto (VPN), y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

- **Tasa de Reembolso.** La tasa de reembolso expresa cuantas veces en el periodo de tiempo establecido se recupera el capital. Por ejemplo, 2.5 veces significa que el capital se recupera 2.5 veces durante el periodo de tiempo establecido para la inversión.

-
- **Valor Presente Neto (VPN).** El Valor Presente Neto (VPN) es una de las herramientas dinámicas más utilizadas (considera la variable temporal y expresa el incremento de la “riqueza”) con una visión holística de la vida útil establecida para la inversión. Compara el valor de un dólar hoy con el valor de ese mismo dólar en el futuro, teniendo en cuenta la inflación y el retorno. Es un método empleado en presupuestación de capital, donde el valor presente del flujo de ingresos futuros se resta del valor presente del flujo de costos. Si el VPN del proyecto es positivo y mayor (comparado con el de la alternativa), este debe ser aceptado.
 - **Tasa Interna de Retorno (TIR).** La Tasa Interna de Retorno determina la rentabilidad de la reinversión adicional del capital necesario para la inversión. Se define como la tasa de descuento resultante de un VPN igual a cero. Dicho de otro modo, la TIR es el valor dinámico máximo del retorno de la inversión.

III.3.3.3 Selección de oportunidades

La Producción Más Limpia lleva al ahorro de costos y a mejorar la eficiencia de las operaciones, habilita a las organizaciones y a las empresas para alcanzar sus metas económicas mientras mejoran el ambiente. El paso más difícil es comparar las opciones de PML identificadas y establecer niveles de prioridad de estas. Normalmente se utilizan los siguientes criterios para la evaluación:

- Efecto ecológico
- Efecto económico
- Factibilidad técnica
- Esfuerzo organizacional
- Costo aproximado

En la tabla III.2 se muestra un ejemplo de una matriz simplificada para la evaluación de opciones; los criterios de cada una de las opciones se evaluarán en función del impacto positivo o negativo que tenga la alternativa en su implementación. Con base en los resultados de la evaluación de opciones (suma

de los puntos de cada opción), se elabora una lista de prioridades. Las opciones fáciles de implementar pueden llevarse a cabo inmediatamente (buena prácticas), mientras que las opciones a mediano y largo plazo necesitan un análisis técnico más detallado (estudio de factibilidad) para su implementación en una siguiente fase.

Tabla III.2. Matriz de selección de alternativas (Colombia, 2004)

Opción	Disponibilidad tecnológica	Costo	Recuperación de materias primas-	Cumplimiento de normatividad	Reducción emisiones aire	Reducción emisiones agua	Reducción generación de residuos sólidos	Reducción generación de residuos peligrosos	Reducción de consumo de energía	Reducción de accidentes	Total
A											
B											

En general, la evaluación de opciones de Producción Más Limpia para optimizar la eco-eficiencia de una empresa se basa en ocho principios básicos:

- Mejor control del proceso para mantener condiciones adecuadas.
- Buen mantenimiento
- Uso eficiente de la energía
- Sustitución de las entradas
- Re-uso/recuperación in situ
- Modificación de los equipos
- Cambio de tecnología
- Cambios en el producto

III.3.4 Fase IV. Implementación

Esta etapa del proceso de Producción Más Limpia difiere de las etapas anteriores en algunos puntos importantes. Hasta el momento se ha seguido un esquema establecido y comprobado de Producción Más Limpia, mientras que la

implementación requiere que los pasos a seguir sean de carácter muy individual según la empresa.

Con el fin de llevar a cabo la implementación es necesario realizar una programación de los trabajos que se realizarán, controlar de manera adecuada la instalación de los equipos e instrumentos requeridos y preparar el inicio de operación de los mismos, con el fin de evitar problemas.

Implementación de buenas prácticas/opciones de bajo costo. Obviamente, las medidas más simples (buenas prácticas) que no generan ningún costo o costos muy bajos, son las que se implementan inmediatamente. El monitoreo es muy importante para demostrar los primeros éxitos y motivar así a los empleados y a la administración a implementar medidas de mediano y largo plazo.

Implementación de opciones a mediano y largo plazo. Una vez que se toma la decisión de implementar las opciones a mediano y largo plazo, se elabora un análisis detallado de las tecnologías ambientales aplicables a las opciones seleccionadas. Este análisis no comprende únicamente la tecnología de forma individual, sino el sistema completo, el cual incluye:

- “know how”
- Procedimientos
- Bienes, servicios y equipos
- Procedimientos organizacionales y directivos

Sin embargo, en ocasiones las tecnologías necesarias para implementar estas opciones son bastante costosas. En este caso, se puede acceder a créditos bancarios.

Diseño y construcción. El diseño implica la elaboración detallada de las especificaciones técnicas para equipos, dibujo de los planos de construcción, esquemas del sistema de tuberías, planos eléctricos, etc. Un diseño y una planeación adecuada son los factores clave para lograr los objetivos establecidos con la opción propuesta. Esto puede hacerlo la empresa por si

misma (si cuenta con el personal técnico adecuado) o por una empresa de consultores de ingeniería y con experiencia en el tema.

La implementación (adquisición, ensamblaje), debe realizarse con cuidado para garantizar que la tecnología sea aplicada aprovechando todo su potencial. Además debe prestarse especial atención a la necesidad de capacitar a los empleados para garantizar el éxito de la implementación.

Monitoreo y evaluación de resultados. Después de la implementación, los beneficios financieros y ambientales deben ser comparados con los valores determinados en la fase de evaluación. Este análisis muestra la efectividad de la opción implementada y el cálculo real de los ahorros económicos obtenidos por la empresa.

Para esto, es necesario seleccionar los métodos de medición que permitan evaluar de una manera sencilla y de fácil cuantificación los resultados obtenidos. Los métodos pueden ser:

- Cambios en la cantidad de residuos.
- Cambios en los consumos de agua y energía.
- Cambio en la rentabilidad.
- Cambio en las condiciones laborales.

Mejoramiento continuo. Las actividades de un análisis de Producción Más Limpia no terminan con la implementación. En realidad una vez se termina con cada ciclo, se debe seguir evaluando el potencial para aplicar la PML en nuevas áreas en la empresa, buscando siempre el mejoramiento continuo. Es necesario que las soluciones se mantengan a través del tiempo por lo cual es importante asegurar que los empleados se involucren en el proceso. Esto se puede lograr incorporando la Producción Más Limpia en el desarrollo técnico mediante capacitaciones y diferentes actividades como el uso de incentivos, entre otros.

Una vez implementadas las opciones de PML es importante realizar un seguimiento de los resultados, con el fin de observar y encontrar otras alternativas

diferentes de PML, buscando en todo momento un mejoramiento continuo en la empresa.

III.4 OTRAS HERRAMIENTAS DE GESTIÓN AMBIENTAL

Como se ha visto, bajo el enfoque de la Producción Más Limpia se busca reducir los impactos al ambiente producidos por las actividades industriales al menor costo, de manera sistémica, previendo su impacto. Además de esta herramienta para mejorar el desempeño ambiental de una empresa, existen otras con diferentes enfoques, ya sea que busquen el cumplimiento de las normas ambientales, o busquen la colocación de un producto o una marca en un mercado cada vez más demandante de productos amigables con el medio ambiente, las cuales tienen un fin parecido, reducir el impacto ambiental de las actividades industriales. Es por esto que estas herramientas de gestión ambiental se pueden llevar en paralelo y complementándose en su elaboración. La decisión por una herramienta en particular, dependerá del propósito de la empresa. A continuación se mostrarán los aspectos generales de Auditorías Ambientales, los Sistemas ISO-14,000 y los sellos FIDE, con fines comparativos (CCA, 1998).

III.4.1 Auditorías ambientales

Las reformas hechas a la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA) proveen el fundamento legal para ciertos mecanismos voluntarios o de autorregulación, incluyendo las auditorías ambientales. Mediante estos instrumentos se realiza la revisión sistemática de los procedimientos y prácticas de una empresa, con la finalidad de comprobar el grado de cumplimiento de los aspectos normados e identificar situaciones de riesgo, emitiendo las recomendaciones preventivas y correctivas a que haya lugar.

Éste proceso también evalúa en qué medida los procedimientos administrativos, las actividades productivas y las prácticas comerciales son adecuados y consistentes con las obligaciones legales, los lineamientos institucionales, estándares, protocolos de seguridad y buenas prácticas de ingeniería.

La auditoría ambiental es un procedimiento voluntario que a instancia de un particular o empresa pública se conduce, bajo la vigilancia de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA²), para comprobar si satisfacen los requisitos de prevención del deterioro ambiental. El desarrollo de una auditoría ambiental implica la revisión y evaluación integral de los procesos, instalaciones y actividades que realiza una industria determinada.

Si bien este tipo de prácticas son voluntarias, su implementación está normada por la LGEEPA que señala que: *“Los responsables del funcionamiento de una empresa podrán en forma voluntaria, a través de la auditoría ambiental, realizar el examen metodológico de sus operaciones, respecto de la contaminación y el riesgo que generan, así como el grado de cumplimiento de la normatividad ambiental y de los parámetros internacionales y de buenas prácticas de operación e ingeniería.”*

El proceso de auditoría: En México, una auditoría ambiental implica la evaluación sistemática para determinar si los procedimientos administrativos, las actividades de producción y las prácticas comerciales de una empresa son adecuados y consistentes con las obligaciones legales, los lineamientos institucionales, las normas y demás disposiciones aplicables en materia de protección del ambiente. Así, en el desarrollo de una auditoría ambiental se procede a la revisión de todos y cada uno de los procesos, instalaciones y actividades que realiza una industria determinada.

Las auditorías ambientales abarcan los siguientes temas:

- Agua
- Ruido
- Residuos peligrosos
- Seguridad industrial
- Aire
- Residuos sólidos
- Contaminación del suelo

El programa de auditorías arranca bajo la premisa de que los particulares, al acercarse a este instrumento, contarán con la posibilidad de resolver todas

² Responsable de vigilar el cumplimiento de las disposiciones legales aplicables relacionadas con la prevención y el control de la contaminación ambiental, así como de establecer mecanismos, instancias y procedimientos administrativos que procuren el logro de tal fin.

aquellas deficiencias ambientales que tengan en sus instalaciones o procesos, con la ventaja de evitar las sanciones que pudieran derivarse de una visita de inspección.

El desarrollo de una auditoría ambiental está dirigido a:

- Analizar el sistema de manejo ambiental de la industria auditada.
- Evaluar el grado de cumplimiento de la normatividad ambiental por parte del auditado.
- Evaluar el grado de cumplimiento de la empresa respecto a sus propias políticas ambientales y a las políticas y lineamientos del sector.
- Evaluar las rutinas y procedimientos de manejo y mantenimiento de la empresa.
- Diseñar un plan de acción para remediar las anomalías encontradas durante la evaluación.

Estos aspectos proveen una guía metodológica general para la realización de una auditoría ambiental, la cual permite márgenes de flexibilidad para realizar ajustes o enfoques individuales, en atención a las particularidades de la industria auditada. Es responsabilidad conjunta de la PROFEPA, el particular y el consultor definir los parámetros exactos al momento de fijar las bases de la auditoría.

Uno de los principales objetivos de la PROFEPA es realizar auditorías ambientales a las industrias que por sus características representen mayor riesgo a la población o al ambiente. La auditoría ambiental consiste en revisar todos y cada uno de los procesos, instalaciones y actividades que realiza una industria determinada; esto incluye tanto lo que se encuentra como lo que no está expresamente regulado. Es decir, al concertar la autoridad con el empresario la realización de una auditoría ambiental, éste se compromete a corregir, reparar, construir o realizar las acciones necesarias que deriven de dicha auditoría, tenga o no obligación legal expresa, con el propósito de salvaguardar vidas, el entorno y convertirse en una industria limpia.

Si bien cualquier empresa puede ser objeto de una auditoría en cualquier momento, cuando una empresa se considere altamente riesgosa, se encuentre en zonas ambientales frágiles o tenga un impacto ambiental significativo, califica para ser auditada por la PROFEPA.

Actualmente la autoridad procura hacer un uso eficiente de los recursos y del tiempo en aquellas industrias con un mayor grado de problemática ecológica. Al respecto, el Programa Ambiental establece:

La auditoría se fundamenta en la participación voluntaria empresarial, para la prevención y control de la contaminación industrial. Enfocada en un inicio a la industria más grande y de mayor riesgo en el país, así como a la industria paraestatal, la estrategia se hizo extensiva a todas las industrias en general, particularmente a aquellas que participan en los flujos comerciales que se operan en el marco de tratados de libre comercio, así como a las que dedican su producción parcial o total a la exportación hacia cualquier país.

Se busca fortalecer las auditorías ambientales como instrumento voluntario de prevención y control de la contaminación industrial, a través de convenios con las empresas, buscando que sus efectos se difundan a lo largo de toda la estructura productiva.

Aunque una auditoría ambiental puede iniciarse a "invitación" de la PROFEPA para que el particular la lleve a cabo, ésta se considera como una tarea voluntaria (ya que la PROFEPA no tiene facultades para obligar a una empresa a efectuar este tipo de evaluaciones). Si bien la auditoría es voluntaria, el no aceptar la "invitación" trae como consecuencia lógica un aumento de la probabilidad de que en la empresa renuente se practique una visita de inspección y vigilancia por parte de las diversas unidades de la PROFEPA.

III.4.2 ISO 14000. Medidas de cumplimiento voluntario

ISO 14000 es una serie de normas internacionales creadas por la Organización Internacional de Normas (ISO, por sus siglas en inglés). Estas normas tienen como principio el establecer los parámetros uniformes, la capacidad de respuesta y la

organización administrativa a los que es posible referirse internacionalmente para fijar el grado de cumplimiento y de eficiencia ecológica con el que debe operar una industria. Alcanzar estos parámetros permite a una empresa obtener la certificación ISO 14001, como un indicador de su avance en tecnología y cumplimiento de las metas de protección al medio ambiente.

La certificación ISO 14001 tiene así un doble beneficio: (a) brinda a la empresa certificada un valor agregado en la mercadotecnia de sus bienes o servicios, debido al prestigio de la certificación ISO; y (b) apoya las operaciones y el desempeño de las empresas, debido a la tecnología y a las medidas de mejoramiento requeridas por los organismos certificadores de las normas ISO 14000. Al mismo tiempo, se espera que dicha mejora en la producción proporcione incentivos adicionales para que otras empresas busquen obtener dicha certificación.

Por el grado de aceptación que ha tenido la certificación ISO 14001 como norma mundial, puede decirse que las empresas que no cuenten con su certificación respectiva enfrentarán múltiples obstáculos para realizar sus actividades, sobre todo aquellas de índole de comercio exterior.

Base legal. En México existen dos tipos de normas: las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) y las Normas Mexicanas (NMX). Si bien ambas contienen disposiciones o medidas ambientales, existe una gran diferencia entre ellas, pues en tanto las NOM son obligatorias, las NMX sólo son de referencia.

La norma ISO 14001 fue traducida al español por grupos de trabajo multidisciplinarios, coordinados por el Instituto Mexicano de Normalización y Certificación, A.C. Ello tuvo como propósito que estas normas fueran adoptadas como NMX y, así, ser introducidas en el sistema jurídico mexicano, exclusivamente con carácter voluntario y como parámetros de referencia.

Relación de ISO 14000 con otros mecanismos de cumplimiento, y sus efectos. Las normas ISO 14000 pueden estar dirigidas a la industria como complemento de programas ambientales gubernamentales. Pese a que estas normas no constituyen un obstáculo para la implantación de otros instrumentos, y que su

puesta en operación repercute favorablemente en las prácticas ambientales de la industria, parece haber diferencias de opinión en relación con el efecto de las normas ISO 14000.

De acuerdo con el Instituto Mexicano de Normalización y Certificación, los requisitos operativos y administrativos, para propiciar la protección ambiental, ideados en las normas ISO 14000 sobrepasan los fijados por la legislación ambiental misma. Por su parte, la PROFEPA establece que el ISO 14001 es un mecanismo de carácter comercial que puede tener, como beneficio adicional, un efecto positivo en el ambiente, pero no garantiza la protección ambiental ni sustituye la normatividad nacional.

Las normas ISO 14000 buscan la prevención de la contaminación, pero no como sustituto de la normatividad ambiental, sino como elemento que propicie su mejor y más eficiente cumplimiento. Este criterio se sustenta básicamente en el principio de que todas las actividades industriales y comerciales van a tener un impacto ambiental, ya sea directo o indirecto, que si no es atendido oportunamente puede traer aparejados problemas muy graves en el medio ambiente. Existe sobre este punto la grave confusión de que las ISO 14000 sustituirán a las normas existentes. Sin embargo, es importante reconocer que el sistema ISO se basa en los estándares fijados por la normatividad gubernamental.

Existe confusión sobre el ámbito exacto de aplicación de estas normas voluntarias. Las ISO 14000 no van a sustituir (ni legalmente podrían hacerlo) los niveles de cumplimiento exigidos por las NOM y el resto de la normatividad emanada de la LGEEPA. La ISO 14001 sólo tiene validez al incorporarla en nuestro sistema jurídico como Norma Mexicana, elaborada y expedida conforme a lo dispuesto por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. Estas NMX, con referente internacional, pueden constituir instrumentos de suma utilidad para activar los movimientos industriales que tiendan a ampliar la conciencia ecológica y las medidas que resulten en una protección más visible del medio ambiente.

III.4.3 El Sello FIDE de ahorro de energía eléctrica

La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), en apoyo a los objetivos y las metas establecidas por la Comisión Federal de Electricidad, y con la participación de proveedores del sector eléctrico, constituyeron el Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (FIDE), organismo privado que une esfuerzos y garantiza el concurso de los diversos interesados en esta materia. Dentro de las diversas funciones del fideicomiso, se encuentra el “Sello FIDE”.

Este instrumento voluntario de cumplimiento voluntario estimula a los productores de bienes y servicios para garantizar a los consumidores la adquisición de equipos y aparatos eléctricos que ahorran y hacen un uso eficiente de la energía.

Relación del Sello FIDE con otros mecanismos de cumplimiento voluntario, y efectos. Este mecanismo no sólo no constituye un impedimento para la implantación de otros mecanismos de cumplimiento voluntario, sino que puede complementarse con los mismos para lograr conjuntamente el fin último de este tipo de medidas: procurar el cuidado del medio ambiente. Más aún, con el Sello FIDE lejos de crearse un obstáculo para el cumplimiento de la normatividad ambiental, se propicia su mayor observancia; así se produce una relación simbiótica favorecida además, por la eficiencia económica. Ésta es la combinación perfecta que cumple cabalmente el análisis costo-beneficio, que es usualmente el punto clave de decisión considerado por un empresario antes de adoptar una medida de carácter voluntario.

III.5 PROTECCIÓN AMBIENTAL EN PEMEX

Evolución de la política de protección ambiental

Durante casi todo el siglo XX la política operativa de PEMEX se enfocó en la producción constante de hidrocarburos, dejando a un lado la preocupación por los impactos ambientales originados por sus operaciones, y no es sino hasta la última década del siglo XX que se comenzaron a incluir medidas de protección ambiental en sus políticas operativas. Sin embargo, la política de protección al

medio ambiente en esta empresa comienza a tomar mayor importancia hasta el 2005, cuando, de acuerdo con su Informe Anual de Seguridad, Salud y Protección Ambiental, se empieza a trabajar en la vertiente ambiental bajo el enfoque del desarrollo sustentable, en este sentido, su esfuerzo más reciente se concentró en detectar y eliminar riesgos y en reparar las afectaciones ambientales causadas por el transporte de hidrocarburos por ductos.

De acuerdo con su programa de remediación, durante 2005, la empresa se dedicó a reparar los daños causados por el derrame de petróleo al río Coatzacoalcos, ocurrido en el 2004. Al mismo tiempo, se dedicó a rehabilitar más de seis mil kilómetros de ductos, especialmente en Veracruz., con el propósito de evitar la reincidencia de fugas en esta región.

Bajo este enfoque de desarrollo sustentable, PEMEX está inmerso en un replanteamiento de su enfoque como empresa socialmente responsable, por lo que a finales de 2005 buscó su adhesión a la iniciativa *Global Compact* (lanzada por la Organización de las Naciones Unidas), con el propósito de fomentar y hacer avanzar la responsabilidad corporativa y los principios socio-ambientales universales a la par de la globalización operativa y comercial.

Así, se redefine la política de protección ambiental de PEMEX; incluyendo entre sus políticas los siguientes principios rectores:

- La seguridad, la salud y la protección del medio ambiente son valores con la misma jerarquía que la producción, transporte, ventas, calidad y costos.
- Todos los incidentes se pueden prevenir.
- La seguridad, la salud y la protección del medio ambiente son responsabilidad de todos los trabajadores y son condiciones de trabajo.
- PEMEX esta comprometido a continuar con la protección y conservación del medio ambiente, en beneficio de la comunidad.

Desarrollo de los Sistemas de Administración Ambiental en PEMEX

El análisis de los incidentes y accidentes ocurridos en PEMEX, han llegado consistentemente a la misma conclusión: Su causa raíz radica en la falta de un sistema de administración de la seguridad y de la protección ambiental. La experiencia de muchas empresas líderes alrededor del mundo, muestra que la implantación exitosa de sistemas de administración de la seguridad y de la protección ambiental es fundamental en la mejora en el desempeño de ambos aspectos.

A fin de impulsar el desempeño sustentable en el sector se desarrolló el SIASPA, el cual está operando en PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinación y PEMEX Petroquímica.

SIASPA es la palabra empleada para nombrar e identificar al "Sistema Integral de Administración de la Seguridad y la Protección Ambiental", que es el sistema administrativo desarrollado por Petróleos Mexicanos (PEMEX) para incrementar el desempeño en los campos de seguridad industrial, salud ocupacional y protección ambiental en sus centros de trabajo.

SIASPA es formal por que está documentado y ha sido validado y legitimado durante su diseño y desarrollo y por que existe además el compromiso por parte de todas las áreas de PEMEX, de implantarlo y cumplirlo.

SIASPA es integral, por que cubre todos los aspectos que afectan directa o indirectamente el desempeño en seguridad y protección ambiental de los centros de trabajo.

Un Sistema Administrativo se define como "El conjunto de elementos interrelacionados e interdependientes entre sí, organizados para obtener el máximo beneficio posible empleando el mínimo posible de recursos".

SIASPA se define como: La herramienta administrativa compuesta por un conjunto de elementos heterogéneos, interrelacionados e interdependientes, enfocados al diagnóstico, evaluación, implantación y mejora continua del desempeño en los campos de seguridad y protección ambiental, y a la creación de una cultura de seguridad y protección ambiental en los empleados, basada en la prevención.

SIASPA está compuesto por 18 elementos bien diferenciados, interrelacionados e interdependientes, que está comprobado afectan a la seguridad y a la protección ambiental; cada elemento establece una serie de requisitos congruentes con la normatividad vigente y con las mejores prácticas demostradas en la industria.

SIASPA es un sistema enfocado a la administración efectiva de los aspectos relativos a la seguridad y a la protección ambiental, pero que no se limita sólo a éstas. La administración efectiva de los asuntos relativos a la seguridad y a la protección ambiental, tiene vínculos directos e importantes con funciones tales como la operación, el mantenimiento, el diseño, los recursos humanos, los asuntos externos, la planeación y el presupuesto etc., por citar sólo algunos aspectos; por lo mismo, la implantación del SIASPA requerirá la participación activa y entusiasta de todos los empleados de un centro de trabajo.

Además de estar concebido, diseñado y desarrollado como el medio para instrumentar la Política de Seguridad Industrial y Protección Ambiental de PEMEX, el SIASPA también tiene como objetivo primordial, crear en los empleados una actitud permanente de cambio hacia la consolidación de una cultura de seguridad y protección ambiental.

Las características más relevantes del SIASPA son:

- Integra una amplia gama de herramientas administrativas para desarrollar las actividades que afectan el desempeño en seguridad y en protección ambiental.
- Contempla metas realistas y alcanzables.
- Genera medidas y comparaciones de desempeño significativas y útiles.
- Brinda retroalimentación continua.
- Transfiere conocimiento.
- Establece la base para la mejora continua y sostenida.
- Desarrolla el sentido de propiedad en el personal.
- Constituye un medio para la toma de responsabilidades.

-
- Requiere un mínimo de apoyo externo a los centros de trabajo.
 - Juega un papel importante en el cambio de cultura buscado.

Las fases que cubre SIASPA son las siguientes:

1. Generación y/o actualización de la Política de Seguridad industrial y Protección Ambiental.
2. Evaluación del riesgo y/o de los requerimientos, y desarrollo de objetivos de desempeño y de los programas y planes de apoyo, incluyendo la ubicación de los recursos requeridos para llevarlos a cabo y las estrategias y tácticas a emplear.
3. Implantación de los programas generados para lograr los objetivos y documentación de las actividades desarrolladas.
4. Monitoreo, control y reporte del desempeño e implantación de acciones correctivas y preventivas encaminadas a eliminar las brechas entre el desempeño real y los objetivos de desempeño establecidos.
5. Evaluación y análisis gerencial periódico y retroalimentación a la Fase I

Por su parte, PEMEX Gas y Petroquímica Básica desarrolló e implementó en sus instalaciones el Programa de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (PROSSPA), cuyos trabajos se incorporan al SIASPA, y recientemente el SSPA (Seguridad, Salud y Protección Ambiental), los cuales abarcan una extensa campaña de capacitación, la aplicación de las 12 mejores prácticas internacionales en seguridad, así como otras herramientas fundamentales, entre las que sobresalen la disciplina operativa, la administración de la seguridad de los procesos, la integridad mecánica y el aseguramiento de la calidad. Con esto PEMEX Gas busca "ser una empresa eficiente y competitiva, que se distinga por el esfuerzo y compromiso de los trabajadores con la seguridad, la salud y la protección ambiental".

Programas de protección ambiental

Con el propósito de contener la serie de accidentes industriales, principalmente derrames que se presentaron en las instalaciones de PEMEX y para revertir la

tendencia que, a finales de 2004 y durante el primer semestre de 2005, tuvo la incidencia de accidentes, se inició en abril de 2005 el Programa Emergente de Fortalecimiento a la Seguridad, Salud y Protección Ambiental. El elemento central de éste programa, es la homologación e implantación de un solo sistema para la administración integral, denominado PEMEX-SISPA, el cual, como un proceso natural de evolución y mejora continua, incorpora las lecciones de éxito del PROSSPA y los avances del SIASPA, a través de Disciplina Operativa, Seguridad de los Procesos, Salud Ocupacional, Auditorías Efectivas y Administración Ambiental.

Bajo éste contexto, se desarrollaron trabajos de evaluación a las instalaciones de los Organismos Subsidiarios, definiéndose planes de trabajo y programas para la atención inmediata de las condiciones más críticas de riesgo. Entre las acciones relacionadas con la protección al medio ambiente destaca la actualización y optimización del Reglamento de Seguridad e Higiene de PEMEX, teniendo como resultado, la recomendación de incluir los siguientes temas: Salud en el trabajo, Procedimientos Críticos y Cultura Ambiental, dentro del Reglamento.

El plan Emergente de SISPA concluyó el 31 de diciembre de 2005; a partir de enero de este año se inició la implantación del sistema PEMEX-SISPA. Esta implantación del sistema está estructurada en dos fases: una de corto plazo encaminada a la contención de riesgos y otra de mediano y largo plazo enfocada a la mejora y sustentabilidad. El programa para la implantación del sistema PEMEX-SISPA tendrá una duración de tres años. Los programas específicos consisten en la implantación de las 12 mejores prácticas internacionales, capacitación y entrenamiento en el uso sistemático de herramientas probadas de Seguridad, Salud y Protección Ambiental, así como en la capacitación intensiva de todo el personal relevante.

Incidentes ambientales

En los últimos años los incidentes ambientales de PEMEX estuvieron relacionados con fugas en ductos entre los casos que desatacan, por su magnitud están:

- Ruptura en el oleoducto Nuevo Teapa-Poza Rica, de 30" de diámetro, producido por un incendio en la estación de bombeo de Mazumiapan,

ocurrido en diciembre del 2004, que originó el derrame de 5,000 barriles de petróleo crudo, afectando 11 Km. de la margen derecha del Río Coatzacoalcos y las riberas de los arroyos Tepeyac, Gopalapa y Teapa, además de 2 hectáreas de suelo y manglares aledaños.

- Fuga de amoniaco en el amonioducto que va del Complejo Petroquímico Cosoleacaque a la Terminal Refrigerada de Pajaritos, ocurrido en abril de 2005 en el Municipio de Nanchital, Veracruz.
- Fuga de gas en un gasoducto en el área de trampas Escribano-La Trinidad, ocurrido el 8 de julio de 2005 en la Ranchería Huimango, Tabasco, la cual provocó una explosión que causó la muerte de cuatro personas y lesiones a otras 11; adicionalmente, se afectaron 114 hectáreas de vegetación y cultivos aledaños al punto de fuga por efectos del fuego. Fue necesario evacuar cerca de 1, 000 personas de sus localidades. Además, resultaron afectados 11 vehículos de PEMEX, nueve particulares y dos equipos pesados pertenecientes a una compañía contratista.
- Derrame de 907 barriles de gasolina magna por la ruptura de un poliducto en la zona rural de San Lorenzo, Municipio de Xicotepéc de Juárez, Puebla, debido a un movimiento de tierras provocado por las constantes lluvias en la región.

Estos acontecimientos marcaron un hito importante en la empresa, que llevó a determinar el estado que guarda el sistema de transporte de hidrocarburos por ductos a nivel nacional, con la finalidad de prevenir este tipo de accidentes mayores. Considerando que la mayoría de los derrames y fugas reportados durante 2005 tuvieron lugar en el sistema de ductos, las estrategias y medidas para disminuir los riesgos se concentran en estos eventos.

Durante 2005, el número total de eventos ocurridos y registrados en el sistema de transporte de ductos fue de 395, de los cuales 280 fueron derrames de hidrocarburos líquidos y 115 fueron fugas de hidrocarburos en fase gaseosa. Las principales causas asociadas a estos eventos son la corrosión de los ductos derivada de la falta de recursos para el mantenimiento en años anteriores, los

daños provocados por terceros y las tomas clandestinas descontroladas, que en conjunto representan el 80% de las causas de los derrames y fugas mencionadas anteriormente.

Es por esto que desde enero de 2005 se ha estado llevando a cabo un programa de mantenimiento intensivo que incluye inspección y rehabilitación para los ductos críticos, lo que ha permitido rehabilitar 6,361 kilómetros de ductos. Para garantizar un proceso eficiente de administración de integridad en el sistema de ductos, se está implementando un programa de incorporación de técnicas de administración de riesgo y mantenimiento integral, enfocado a atacar de raíz las causas que originan fallas en los ductos.

El programa agrupa todas las actividades relacionadas con la integridad, operación y seguridad en un solo proceso, que permite registrar las condiciones del ducto que servirán como referencia, para que se documenten las mejoras a través del seguimiento de indicadores de desempeño.

Conjuntamente, se rediseñó el modelo de mantenimiento integral, tomando en cuenta los planteamientos existentes en los organismos de PEMEX. Este nuevo esquema incorpora actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, vinculadas al programa de Administración de Integridad. Con este esquema es posible incluir el seguimiento al proceso de mantenimiento a derechos de vía, documentando la integridad de los ductos alojados en el mismo, además de las actividades tradicionales del mantenimiento integral en el transporte por ductos.

Desempeño ambiental

Emisiones al aire. Las emisiones al aire comprenden principalmente compuestos generados por la combustión y la evaporación de hidrocarburos, así como por la combustión de corrientes con azufre. Estas emisiones provocan efectos ambientales indeseables. Durante el período 2001-2005, las emisiones contabilizadas al aire presentaron una reducción del 7% promedio anual al pasar de 955.5 mil toneladas en 2001 a 715.0 mil toneladas en 2005. De estas emisiones totales al aire, PEMEX Refinación emitió el 60.8%, PEMEX Exploración y Producción,

el 23.4%, PEMEX Gas y Petroquímica Básica el 12.7% y PEMEX Petroquímica el 3.1% restante.

- **Emisiones de óxidos de azufre.** Las emisiones de SOx son las principales causantes de la lluvia ácida que origina daños corrosivos en las instalaciones y genera deterioros en la salud y en los bienes de los trabajadores y habitantes de las comunidades vecinas. Este tipo de emisiones representaron el 71.2% de las emisiones totales al aire contabilizadas por PEMEX durante el período 2001- 2005. De las emisiones de SOx, las provenientes de la combustión en equipos denominados “fuentes fijas” (calderas, hornos y calentadores a fuego directo), son las únicas que están reguladas por la autoridad ambiental y representan el 32.4% del total de las emisiones de SOx, las cuales cumplen con la normatividad; el restante 67.6% de las emisiones, hasta la fecha no ha sido regulado.
- **Emisiones de CO₂.** Este gas es uno de los principales causantes del llamado efecto invernadero y del Cambio Climático Global; y proviene de la quema de combustibles fósiles para la generación de energía. Entre mayor sea el contenido de carbón de un combustible, mayores emisiones de CO₂ producirá. En México, durante el siglo XX el principal energético fue el combustóleo, un energético abundante y barato pero con alto contenido de carbón, y por lo tanto su combustión genera elevadas emisiones de CO₂. A finales de la década de los 90s y principios del 2000, se dio una transición energética en el país, desplazando el consumo de combustóleo por el consumo de gas natural, un combustible más limpio. Con este cambio, en la mayoría de las instalaciones industriales en el país, incluyendo las de PEMEX, redujeron considerablemente sus emisiones de CO₂.

Usos y descargas de agua. En algunos procesos de la industria petrolera se emplea agua de manera intensiva y los volúmenes descargados de agua residual son importantes; por esa razón, las acciones de Petróleos Mexicanos en la materia se enfocan en el uso eficiente del recurso y en el cumplimiento normativo. A pesar del incremento de la producción y del número de instalaciones originados en el período 2001-2005, el uso de agua cruda registrado presenta una

disminución de 19.7% al pasar de 238 a 191 millones de metros cúbicos por año. A su vez, las descargas de agua residual disminuyeron 27.2% al pasar de 92 a 67 millones de metros cúbicos en el mismo período. Estos resultados se deben, principalmente, a la construcción y puesta en marcha de las plantas de tratamiento de aguas residuales urbano-industriales en las Refinerías de Minatitlán y Salina Cruz, así como en varios Centros Procesadores de Gas, Terminales Marítimas y de Almacenamiento y Distribución.

Además de los grandes proyectos realizados en la década de los 90 y a principios de la presente, las acciones de uso eficiente del agua en los últimos años ha permitido continuar con la tendencia a la baja al registrar una disminución de 3.5% entre el 2004 y el 2005 en el uso de agua cruda, al pasar de 198 a 191 millones de metros cúbicos por año; esto ha sido posible gracias a acciones para mejorar la precisión de los balances de agua, la rehabilitación de torres de enfriamiento, el reciclaje y aprovechamiento de corrientes en diversas instalaciones, así como también la reutilización de aguas desfleadas que ahora se envían a desalinizadoras.

Contaminantes en el agua residual. Las grasas y aceites son los contaminantes típicos de la industria petrolera, el manejo de hidrocarburos líquidos conlleva riesgos de pérdidas vinculadas a la operación y mantenimiento de equipos motrices y de proceso que, en general, son conducidas a través de sistemas de drenaje hacia tratamientos de efluentes para su recuperación.

La extracción del petróleo genera otros contaminantes, como los cloruros presentes en el agua congénita; del tratamiento de hidrocarburos y la refinación resulta agua amarga que contiene compuestos de azufre; en la producción de vapor de agua se emiten corrientes con importantes contenidos de sólidos disueltos. Además, existen efluentes menores con características particulares de los procesos químicos que les dan origen.

En virtud de lo anterior, Petróleos Mexicanos cuenta con tratamientos primarios, secundarios y terciarios de aguas residuales, de acuerdo con las necesidades de las instalaciones, y con el objeto de cumplir la normatividad aplicable a las descargas de agua residual.

Generación de Residuos Peligrosos Petróleos Mexicanos, en sus procesos y operaciones, genera residuos y algunos de ellos están clasificados como peligrosos por la normatividad ambiental. Así es como en la perforación y el mantenimiento de pozos petroleros, se generan recortes de perforación; el procesamiento y el manejo de hidrocarburos líquidos crean, principalmente, lodos aceitosos; y de los procesos petroquímicos y de refinación crean también residuos químicos y catalizadores gastados; éstos son los principales residuales de la industria, aunque también se han manejado y dispuesto con éxito casos especiales de generación única como los bifenilos policlorados, lodos plomizos y hexaclorados. A partir de la entrada en vigor de la normatividad nacional en materia de residuos peligrosos, a principios de los años 90, Petróleos Mexicanos fue modificando sus prácticas a través de la segregación y minimización de la generación de residuos, la aplicación de tratamientos especializados, el reciclaje y la búsqueda, en primera instancia, de su revalorización.

Certificaciones ambientales

PEMEX en 2005 obtuvo las siguientes certificaciones ambientales, de calidad y salud en el trabajo:

Tabla III.3. Certificaciones de los organismos de PEMEX (PEMEX, 2006)

Subsidiaria	Industria Limpia	ISO-9001	ISO-14001	OHSAS-18001	ISM
PEMEX Exploración y Producción	233	10	1		-
PEMEX Gas y Petroquímica Básica	37	17	16	1	-
PEMEX-Refinación	91	18	11		1
PEMEX-Petroquímica	8	1	1		-
Totales	369	46	29	1	1

Industria limpia. Durante 2005, el número de Certificados de Industria Limpia, derivado de la realización de auditorías ambientales dentro del Programa Nacional de Auditoría Ambiental (PNAA) de la PROFEPA, mantuvo el mismo nivel con relación a 2004, debido a que la mayoría de los centros de trabajo lograron refrendar la vigencia de los certificados, al mantener estándares adecuados de cumplimiento de las recomendaciones iniciales de sus auditorías y de la normatividad ambiental vigente.

Certificados ISO. Con relación a las certificaciones ISO-9001 e ISO-14001 se tiende a la reducción de las mismas, debido a que la experiencia adquirida en estos sistemas ha trascendido de la certificación individual a certificaciones integrales que abarcan todos los centros de trabajo de una línea de negocio. Destaca el caso de PEMEX-Petroquímica que pasó de ocho certificados en ISO-9001 e ISO-14001, en sus centros de trabajo, a la obtención de un certificado para cada ISO, válido para todos los Complejos Petroquímicos del Organismo Subsidiario. Asimismo, se reporta la certificación obtenida por PEMEX-Gas y Petroquímica Básica en la norma OHSAS 18001:1999 relativa a sistemas de gestión de la salud en el trabajo, que viene a complementar las relativas a calidad y medio ambiente obtenidas.

ISM. En el cumplimiento de convenios internacionales, se mantiene la certificación en el Código Internacional IGS/ISM (International Safety Management), que tiene como objetivo establecer un sistema de gestión de la seguridad operacional y de la prevención de la contaminación de los buques e instalaciones marítimas que los manejan.

El código es un requisito de la Organización Marítima Internacional (OMI) y del Convenio Internacional para la seguridad de la vida humana en el mar (SOLAS), por lo que su aplicación es obligatoria para todos los Estados miembros. En este año se regulariza el Certificado obtenido por PEMEX-Refinación que ampara la flota naviera mayor, flota menor y las terminales marítimas en donde operan.

Producción más limpia en PEMEX

PEMEX estableció en 2003 su Programa Institucional de Producción Más Limpia, dentro del cual se capacitaron 57 profesionistas en ecoeficiencia y prevención de la contaminación en los procesos de PEMEX, en su primera etapa. Asimismo, inició pláticas con el Centro Mexicano para la Producción Más Limpia para establecer un convenio de colaboración que apoye estas acciones en los centros de trabajo.

Dado el interés que PEMEX ha demostrado por esta herramienta de mejora continua, a continuación se presenta un Esquema de Producción más Limpia aplicable a las instalaciones de PEMEX Refinación.

CAPÍTULO IV. CASO DE APLICACIÓN

IV.1 ESQUEMA DE PRODUCCIÓN MÁS LIMPIA PARA LAS REFINERÍAS DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Como ya se mencionó en el capítulo II, la industria de refinación vista como un proceso integral consiste en la transformación del petróleo crudo en productos destilados y materias primas para la industria petroquímica, los cuales deben cumplir tanto con las especificaciones técnicas y ambientales preestablecidas como con las limitaciones impuestas a la cantidad y calidad de las emisiones y efluentes producidos durante el proceso de refinación del petróleo. En éste capítulo se desarrollará un esquema de Producción Más Limpia para su aplicación en las refinerías de PEMEX-Refinación.

IV.2 DESCRIPCIÓN DEL ESQUEMA

El primer paso que debe llevarse a cabo a fin de aplicar los principios y las acciones de la Producción Limpia en las Refinerías de Petróleos Mexicanos, es la identificación de las oportunidades existentes que permitan mejorar su desempeño ambiental. Una vez identificadas las oportunidades de mejora, deben analizarse y evaluarse las acciones que se implementarán a fin de jerarquizarlas de acuerdo a su costo-efectividad. Una vez implementadas, deberá monitorearse los indicadores de desempeño establecidos en el esquema propuesto a fin de evaluar las mejoras logradas, y determinar la necesidad de implementar nuevas acciones.

Para lograr lo anterior, se deben cubrir las siguientes etapas:

- I. ASPECTOS GENERALES - DIAGNÓSTICO.** En esta etapa se hace un análisis de la refinería desde la perspectiva ambiental, para lograrlo, debe recopilarse en primer lugar la información general de la refinería y de su proceso productivo. La información recopilada debe evaluarse en función al impacto que produce la empresa al medio ambiente, es decir se valoran y

caracterizan las emisiones y residuos que se generan. En caso de no contar con datos de mediciones directas de las emisiones, es necesario emplear métodos de estimación de emisiones para calcularlas.

II. ANÁLISIS DEL PROCESO. En esta parte se detectan las ineficiencias del proceso. Se identifica donde se producen residuos y emisiones, y por ende en qué parte del proceso existen ineficiencias y no se optimiza el uso de los materiales e insumos. Es decir, una generación sin control de residuos y emisiones se traduce en materias primas, materiales secundarios e insumos que en vez de transformarse en producto final, se desperdician generando residuos y emisiones que son descargados y desechados por el alcantarillado, vertedero y a la atmósfera.

III. IDENTIFICACIÓN DE OPCIONES. Durante esta parte del proceso, se buscan soluciones a las ineficiencias del proceso productivo detectadas, bajo el principio de Producción Limpia. Se identifican las posibles acciones a tomar para hacer más eficiente el proceso, a fin de minimizar la generación de residuos y emisiones, y generar beneficios económicos por dicha minimización. Estas acciones se generarán con base en las experiencias de la industria de refinación, recomendaciones hechas por expertos, así como la aplicación de opciones tecnológicas disponibles. Una vez generadas las acciones posibles, se evalúan en base a su costo-eficiencia, jerarquizándose para su implementación.

IV. IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN. Se eligen las acciones a implementarse en base a la jerarquización realizada anteriormente. Una vez implementadas, estas acciones deberán evaluarse para determinar su impacto y la mejora lograda. Evaluados los beneficios y ahorros que conllevan las acciones implementadas, se deben seleccionar y aplicar nuevas acciones.

Para la aplicación de este esquema de una forma continua y sistemática, se propone el seguimiento de una Guía de Acción, la cual se presenta en el Anexo III¹ del presente documento. Esta guía se desarrolló como apoyo para la introducción de acciones que estén orientadas a la Producción más Limpia, logrando caracterizar ambientalmente el proceso productivo, a fin de detectar las áreas de oportunidad de mejora o implementación tecnológica. Esta Guía consiste en una serie de formularios para cada una de las etapas mencionadas, que en su conjunto caracterizan los problemas identificados en la refinería y ayudan a la búsqueda de soluciones adecuadas, cubriendo todas las partes del esquema propuesto.

El esquema general a seguir a fin de cubrir los aspectos mencionados, se presenta en la Figura IV.1.

Por otro lado, se tienen también como parte de este esquema la recopilación de experiencias internacionales, recomendaciones, buenas prácticas de manejo, y acciones implementadas en procesos similares a los de las refinerías de Petróleos Mexicanos, los cuales pueden utilizarse como base para determinar cuales acciones son las más adecuadas para obtener los mejores beneficios ambientales en las refinerías en las que se aplique el esquema.

Finalmente, otro componente del Esquema es una base de datos en la cual se recopila la información obtenida con la aplicación de la Guía lo que permite tener un proceso continuo de evaluación de la operación de la refinería a la que se aplique, con lo que se pueden observar las mejoras en el desempeño ambiental de la misma que resulten de las acciones llevadas a cabo.

¹ La Guía desarrollada en la presente tesis tiene como base Guías Internacionales sobre Producción más Limpia.

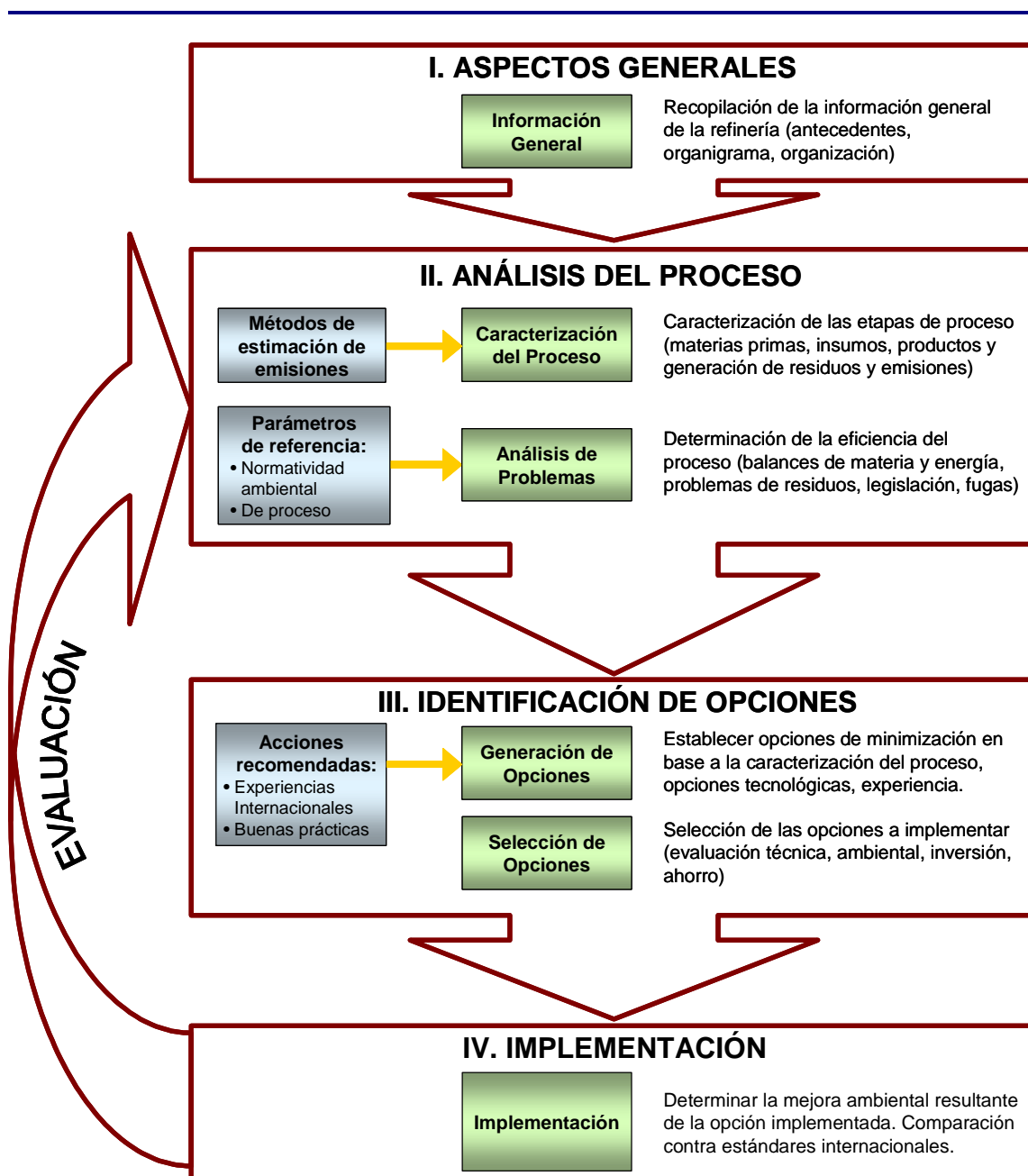


Figura IV.1. Esquema de Aplicación de Producción más Limpia

Fuente: Este estudio

A continuación se describen a detalle las etapas que componen la Guía de Acción (Anexo III), las cuales deben llevarse a cabo de manera secuencial (Figura IV.1).

IV.3 ETAPA I. ASPECTOS GENERALES

En esta etapa del Esquema de Producción más Limpia se obtiene información general de la refinería y de su organización, lo que se logra aplicando los siguientes formularios de la Guía de Acción:

Información General: Formularios A1 a A3, los cuales buscan describir a la refinería desde el punto de vista de la organización, es decir, permiten visualizar los antecedentes de la refinería, por ejemplo, nombre, ubicación, clasificación industrial; el tipo de organización que posee; y además cómo se organizará la refinería para aplicar esta herramienta y determinar las responsabilidades respectivas.

IV.4 ETAPA II. ANÁLISIS DEL PROCESO

Una vez recopilada la información de la refinería, se procede a caracterizar y analizar su proceso productivo, a fin de detectar los problemas que pueden presentarse en el mismo y en consecuencia, las acciones de mejora que podrían implicar. Para lograr esto se aplican los siguientes formularios de la Guía de Acción:

Caracterización del Proceso: Formularios B1 a B9, que fueron generados para identificar, caracterizar y determinar la eficiencia del proceso productivo de la refinería. Para lograr esto, se identifica cuánto de lo que utiliza la refinería en su proceso productivo (esto es materias primas, materiales secundarios e insumos) se transforma en el bien final, y cuánto se pierde como residuos y emisiones. Es decir, se podrá cuantificar cuánto es lo que “realmente” utiliza la refinería para generar un producto con valor. Por lo anterior, en estos formularios se analizan en detalle:

- todas las entradas de la empresa (costo y cantidad)
- todas las salidas de la empresa (costo y cantidad de producto, residuos y emisiones)

Análisis de Problemas: Se utilizan los Formularios C1 a C4, los cuales permiten el análisis necesario para detectar los problemas que pueden ser solucionados a

través de la implementación de Producción más Limpia en la refinería. La consistencia de esta detección se basa en el análisis de:

- la caracterización sistemática y práctica que se hizo en los formularios anteriores y que concluye en la generación de un formulario resumen donde se cuantifica la eficiencia del proceso.
- la detección de los problemas ambientales de la refinería, lo cual se traduce en los problemas que se necesitan resolver.
- la calificación de los aspectos que no son posibles de cuantificar, pero que influyen directamente en el desempeño de la refinería.
- la cuantificación de cuanto pierde la refinería en forma real, por generación de residuos y emisiones.

El análisis de esta información, permitirá a los operadores de la refinería tener en cuenta todos los aspectos que refleja la realidad de la misma, y generar acciones posibles de ser implementadas bajo el principio de Producción Limpia, asegurando así no solo un mejor comportamiento ambiental, sino también otro aspecto muy importante, tener un proceso más eficiente, lo que conlleva a mejorar la mejor competitividad de la empresa.

IV.4.1 Estimación de Emisiones

Para la caracterización de los procesos durante la aplicación de la Guía de Acción, se necesita determinar las entradas y salidas de materia y de energía en cada etapa del proceso, así como la cantidad generada de emisiones atmosféricas y de residuos sólidos y líquidos producidos (Inventario de Emisiones).

Al desarrollar un inventario de emisiones para una refinería de petróleo, es importante utilizar la mejor información disponible para desarrollar los estimados de las emisiones. Idealmente, estos datos deberán obtenerse de pruebas en los puntos de emisión, no obstante, en muchas situaciones estos datos de muestreo no están disponibles. En el contexto específico de la refinación de petróleo, las técnicas de estimación de emisiones que se emplean son:

-
- **Balances de materia.** Es el método de estimación más empleado en la industria para evaluar la eficiencia de un proceso y consiste en la contabilización de las entradas y salidas de los materiales en un proceso, bajo la consideración que las emisiones son iguales a la diferencia entre la cantidad de materiales que entra y la que sale como producto. Esta técnica se aplica mejor a sistemas con corrientes de entrada ya definidas, con condiciones internas ya establecidas, y con las corrientes de salida ya conocidas. Si hay errores en los datos (propiedades físicas o incertidumbre en los datos de entrada o salida), la posibilidad de errores es muy alta.
 - **Cálculos de ingeniería.** Los cálculos de ingeniería en ocasiones incluyen los balances de materia con datos tomados ya sea de la información de muestreo o incluso de factores de emisión; pero además añaden el empleo de ciertas reglas denominadas "heurísticas" que parten de la experiencia que se tiene del sistema para desarrollar ecuaciones que pueden describir analíticamente el sistema.
 - **Factores de emisión.** Un factor de emisión relaciona la cantidad emitida de un contaminante por una actividad industrial. Usualmente se expresa como el peso de un contaminante por unidad de volumen, peso o duración de la actividad que emite el contaminante, por ejemplo, kilogramos de partículas por tonelada de cemento producido, o kilogramos de compuestos orgánicos volátiles por volumen de combustible consumido.

Un factor de emisión puede ser visto como una herramienta simple donde existe una relación directa y lineal entre la emisión de un contaminante en un proceso o actividad. Son herramientas muy útiles debido a que no se involucra medición alguna, lo cual resulta en un beneficio tanto económico como de velocidad de respuesta en la entrega de resultados. Por ejemplo en los estudios de impacto ambiental cuando ni siquiera está construida la instalación industrial, resulta imposible el monitoreo en fuente y por lo tanto la estimación de emisiones representa una herramienta fundamental.

Los factores de emisión se desarrollan a partir de los resultados obtenidos de una serie de pruebas o mediciones realizadas a una muestra representativa de fuentes, que se ubican dentro de un mismo tipo o categoría. Por lo tanto, se considera que para la aplicación correcta de los factores de emisión, es necesario que las fuentes a evaluar posean características similares a las fuentes que fueron muestreadas. La aplicación de factores de emisión no debe de llevarse a cabo de una manera superficial, se requiere una revisión completa de aspectos básicos como: tipo de proceso, características de las materias primas, productos y subproductos, equipo de proceso, equipo de control, estrategias de minimización, prevención y control, condiciones de operación, etc. La información más completa que existe corresponde a la generada por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA) la cual clasifica el tipo de prueba para obtener los factores de emisión en cuatro grupos:

- Cuando se hace un número de pruebas en el mismo punto de emisión con una metodología autorizada, de tal manera que se puede validar estadísticamente el valor obtenido.
- Cuando se realizan pruebas con una metodología aceptada, pero que no se cuenta con resultados suficientemente detallados para una validación adecuada.
- Cuando las pruebas se realizan con una metodología nueva o no autorizada según la normatividad vigente, o bien, por falta de información.
- Cuando las pruebas se realizan con una metodología no aceptada, pero que puede ser usada para establecer el orden de magnitud de la emisión.

Sobre la base de estas pruebas los factores de emisión se clasifican según su grado de certidumbre en:

Tabla IV.1. Grado de certidumbre de los factores de emisión (SEMARNAT, 2001)

A (Excelente)	Cuando el factor de emisión es desarrollado únicamente con pruebas <i>in situ</i> y a partir de un número significativo de establecimientos industriales, escogidos de manera aleatoria. Además, la fuente de emisión está lo suficientemente especificada de manera que la variabilidad de valores entre la misma población de fuentes es mínima.
B (Arriba del promedio)	Cuando el factor de emisión es desarrollado con pruebas A y a partir de un número razonable de establecimientos, aún si no está suficientemente claro que la muestra sea aleatoria. Como en el caso de los factores excelentes, la fuente de emisión está bien especificada de manera que la variabilidad de valores entre la misma población de fuentes es mínima.
C (Promedio)	Cuando el factor de emisión es desarrollado con pruebas de clasificación A ó B a partir de un número razonable de establecimientos, aunque no se pueda afirmar, que se trata de una muestra aleatoria. Como en los casos anteriores la fuente de emisión está bien especificada.
D (Debajo del promedio)	Cuando el factor de emisión es desarrollado con pruebas de clasificación A ó B, a partir de un número pequeño de establecimientos que no puedan tomarse como una muestra aleatoria de la industria. Además, puede haber evidencias de que existe cierta variabilidad de los valores dentro de la misma población de datos.
E (Pobre)	Cuando el factor de emisión es desarrollado con pruebas de clasificación C ó D, a partir de un número pequeño de establecimientos que no pueden considerarse como una muestra aleatoria de la industria. Además, puede haber evidencias de que existe cierta variabilidad de los valores dentro de la misma población de datos.

- **Medición directa.** La medición directa plantea que las mediciones sean llevadas a cabo en puntos estratégicos de la planta (una vez que se hayan considerado los aspectos técnicos para la toma de muestras representativas). Las mediciones deben ser realizadas mediante procesos validados y estandarizados de acuerdo a la normatividad que aplique. De igual manera es imperativo que se realice por personal calificado y con experiencia.
- **Información de muestreo (datos históricos).** La validez de este método se basa en que los datos recopilados reúnan los siguientes requisitos: que se deriven de mediciones en muestras representativas, que las mediciones hayan sido realizadas mediante procesos validados y estandarizados, y que los procesos entre los que se extrapola sean similares.

- **Programas de cómputo especializados con modelos de emisiones.** Este tipo de software se encuentra disponible comercialmente y su empleo es ampliamente aceptado. Para ello se requiere de la recopilación de diversa información (i.e. la caracterización física y química de ciertas sustancias). A pesar de que inicialmente este software requiere de una inversión de tiempo muy grande, a la larga conlleva a beneficios a largo plazo, ya que es relativamente fácil y rápido su uso para estimar emisiones.

A continuación se presenta una tabla comparativa de los métodos utilizados para estimar las emisiones.

Tabla IV.2. Comparación entre los métodos de estimación de emisiones (SEMARNAT, 2001)

Método	Contaminante	Emisión	Escala parcial	Tiempo requerido	Factor económico
Balance de materia	Requiere conocimiento del proceso y reacciones	Se usa para emisiones difusas y puntuales	No tiene alta resolución espacial	Depende de la experiencia y complejidad del proceso	El costo se mide en función del tiempo de análisis
Cálculos de ingeniería	Siempre aplica	Siempre aplica	Siempre aplica	Depende de la experiencia y datos disponibles	El costo se mide en función del tiempo de análisis
Factores de emisión	Depende de los datos existentes	Cualquier tipo de emisión	Se aplica a todas las escalas	Depende de la existencia del factor y disponibilidad de información	Bajo costo
Medición directa	Se tiende a cubrir contaminantes específicos	Limitada a un punto de emisión	Se aplica a una etapa del proceso o a un punto de emisión particular	El necesario para mediciones y análisis	Alto costo en función del número de mediciones
Datos históricos	Procesos conocidos	Emisiones puntuales	Para procesos o puntos específicos	Depende del proceso y la disponibilidad de la información	Alto costo por acceso a la información
Programas de cómputo	Depende de los datos existentes	Siempre aplica	Siempre aplica	Depende de la experiencia y datos disponibles	Bajo costo una vez desarrollado

Se recomienda inicialmente elaborar un balance de materia y un balance de energía para determinar las salidas que se tienen en el proceso. En caso de que no se cuente con toda la información necesaria para hacer estos balances se recomienda utilizar factores de emisión. A medida en que se obtenga mayor información del proceso es deseable emplear métodos de estimación de emisiones con mayor certidumbre. El Anexo IV del presente trabajo, tiene una selección de los factores de emisión más utilizados para la determinación de las emisiones de una refinería de petróleo.

IV.4.2 Parámetros de referencia

Para realizar un análisis adecuado del proceso de una refinería, se debe contar con ciertos parámetros o indicadores de referencia. Un indicador es una medida cuantitativa de una *variable operativa* dada, que puede compararse contra valores puntuales o promedios obtenidos con datos históricos o contra índices nacionales o internacionales del mismo sector productivo. Los cambios que se observen con respecto a los datos históricos o la diferencia con respecto a índices establecidos representarán una medida del estado actual del sistema y de su evolución en el tiempo. Estos indicadores pueden clasificarse, de acuerdo a las características del proceso que se quieran evaluar, en indicadores ambientales e indicadores de proceso.

Indicadores ambientales.

Para el caso particular de la industria petrolera, a nivel internacional se han venido dando esfuerzos para que las compañías petroleras muestren al público información sobre sus operaciones, no sólo de tipo económico y productivo, sino también la relacionada con su desempeño ambiental, así, en el 2005 *The International Petroleum Industry Environmental Conservation Association* (IPIECA) y el *American Petroleum Institute* (API) publicaron una guía para la elaboración de reportes de sustentabilidad para las industrias de petróleo y gas². En estos reportes de sustentabilidad se da a conocer el desempeño ambiental de una compañía

² Oil and Gas Industry Guidance on Voluntary Sustainability Reporting, IPIECA-API, 2005

petrolera, debiendo presentar al menos la información relacionada con los siguientes temas: *derrames y descargas, generación de residuos y desechos, emisiones, uso de recursos, otros aspectos ambientales.*

Es deseable que la información presentada se pueda medir cuantitativamente, para lo que se usan indicadores, clasificados en básicos, o adicionales, dependiendo si el indicador puede ser usado por cualquier compañía petrolera, o depende de la situación particular de la misma. A continuación se describen la información que deben tener los temas propuestos, así como los indicadores sugeridos para su medición.

Tabla IV.3. Indicadores para medir el desempeño ambiental de las refinerías (IPIECA-API, 2005)

Categoría: Derrames y descargas.	
Indicadores	
Derrames de hidrocarburos al medio ambiente.	<p>Definición: Se refiere al número y cantidad de derrames de hidrocarburos mayores a 1 barril (159 litros) que llegan al medio ambiente. Incluyen petróleo crudo, condensados, y todos aquellos productos derivados de los procesos de refinación.</p> <p>Así mismo, dentro de este rubro se incluyen todas las fugas provenientes de las instalaciones, tales como</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fugas de contenedores al ambiente. • Fugas producidas por sabotaje, temblores, u otros accidentes resultantes de eventos externos al control operacional. • Fugas en el transporte, propio y operado por la propia compañía. <p>Por el contrario, en éste rubro no se debe de incluir:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fugas a contenedores secundarios, u otras superficies impermeables, que no permitan llegar el derrame al medio ambiente. • Derrames químicos.

	<ul style="list-style-type: none"> • Fugas o derrames pasados o históricos, provenientes de tanques, tuberías o cualquier otro recipiente, que no estén ligados a un acontecimiento reciente. <p>Propósito del indicador: Este es un indicador básico, ya que los derrames llegan a tener un impacto negativo al medio ambiente, a las finanzas de la empresa, así como a su imagen pública.</p> <p>Unidades en que se reporta: Número de derrames de hidrocarburos mayores a un barril, y los barriles de hidrocarburos derramados.</p> <p>Sugerencias para su estimación y cálculo: El volumen reportado deberá representar la cantidad total del derrame que llegó al medio ambiente, y no se le deberá restar la cantidad de hidrocarburos que sean recuperados, evaporados o, incluso dados por perdidos.</p>
<p>Descargas controladas al agua.</p>	<p>Definición. Es la cantidad de hidrocarburos presentes en las descargas controladas o reguladas al agua, tanto tierra adentro, como en el mar.</p> <p>Este indicador incluye a todos los hidrocarburos que se vierten a los cuerpos de agua, ya sea que estén presentes en las descargas de agua de proceso, o bien, sean efluentes de proceso provenientes de las instalaciones. Así mismo incluye a las descargas al drenaje que contengan hidrocarburos.</p> <p>Éste indicador no incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Derrames o descargas accidentales. • Descargas a instalaciones de tratamiento de terceras personas. <p>Propósito del indicador. Este es un indicador básico, ya que el control de las descargas de contaminantes al agua es una práctica empleada ampliamente en las industrias para reducir el impacto ambiental.</p> <p>Unidades en que se reporta. Toneladas</p> <p>Sugerencias para su estimación y cálculo. Se recomienda utilizar métodos de medición y prueba, aprobados por las autoridades regulatorias locales. Para los efluentes de proceso, los hidrocarburos descargados generalmente se pueden estimar multiplicando el</p>

	volumen de la descarga por la concentración de los hidrocarburos (aceites y grasas)
Otros derrames y fugas accidentales	<p>Definición. Se refiere a los derrames significativos y fugas, que no sean hidrocarburos, como sustancias químicas, que resulten en un impacto significativo ya sea a la operación del proceso, al medio ambiente, o a la comunidad.</p> <p>Propósito del indicador. Este un indicar adicional, ya que sirve par reportar otras descargas y derrames que no sean hidrocarburos, que pudiesen ser significativos para una empresa, o para un estudio en particular. El reportarlo o no, dependerá del caso.</p> <p>Unidades en que se reporta. Se pueden usar unidades cuantitativas (barriles, toneladas, otras), o sólo reportarse de manera cualitativa.</p>
Otras descargas de efluentes	<p>Definición. Se refiere a la descarga permitida o controlada de otras sustancias químicas o materiales, que no sean hidrocarburos, tales como la demanda química de oxígeno (DQO), sulfatos, amoniacó, fenoles, sólidos suspendidos totales.</p> <p>Propósito del indicador. Este un indicar adicional, tiende a tener ser significativo sólo localmente, en algunos casos las compañías tienen que reportar algunas medidas de sus corrientes de descargas.</p> <p>Unidades en que se reporta. Toneladas</p>

Categoría: Generación de residuos y desechos	
Indicadores	
Generación de residuos peligrosos	<p>Definición. En ésta categoría se incluyen todos aquellos residuos que sean considerados como peligrosos, tóxicos, riesgosos, listados, especiales o cualquier otro término utilizado por las autoridades locales. Siendo así las normas locales las que establecerán cuales residuos se deberán reportar. Así mismo, en éste indicador se debe incluir la disposición, ya sea en el sitio, o fuera del sitio, que se haga de los residuos peligrosos. Por el contrario, en éste indicador no se incluyen:</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • Residuos peligrosos que hayan sido tratados en el sitio y que se hayan convertido en no peligrosos. • Residuos no peligrosos. • Aquellos residuos que por haber sido reutilizados o reciclados dejen de ser considerados como peligros por las autoridades locales. <p>Propósito del indicador: El manejo eficaz de los residuos es una medida de la eficiencia operacional. Algunos residuos peligrosos, si no son manejados adecuadamente, pueden ocasionar impactos significativos al medio ambiente, a la sociedad o económicos. Si bien, el reporte de este indicador es una práctica industrial ampliamente hecha en todo el mundo, generalmente es un tema de índole local, por lo que este indicador se considera como adicional.</p> <p>Unidades en que se reporta: Toneladas métricas</p> <p>Sugerencias para su estimación y cálculo: Las cantidades de residuos peligrosos se deben medir utilizando los métodos requeridos o recomendados por las autoridades locales. En la siguiente lista se da una guía general sobre algunos métodos recomendados de medición y estimación.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Medición directa de la masa en el sitio. • Medición directa <p>Para mayor detalle respecto a lo que se clasifica a nivel mundial como residuos peligrosos y su disposición se pueden consultar el convenio de Basilea sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación (www.basel.int)</p>
Residuos no peligrosos	<p>Definición. En ésta categoría se incluyen la cantidad de residuos no peligrosos que se disponen, entendiéndose como disposición, todas aquellas opciones establecidas por las autoridades locales, tales como, relleno sanitario, incineración con o sin recuperación de energía, así como el reuso y el reciclaje</p>

	<p>Propósito del indicador: El manejo eficaz de los residuos es una medida de la eficiencia operacional. Algunos residuos peligrosos, si no son manejados adecuadamente, pueden ocasionar impactos significativos al medio ambiente, a la sociedad o económicos. Si bien, el reporte de este indicador es una práctica industrial ampliamente hecha en todo el mundo, generalmente es un tema de índole local, por lo que este indicador se considera como adicional.</p> <p>Unidades en que se reporta: Toneladas métricas.</p>
<p>Materiales reutilizados</p>	<p>Definición. Se refiere a la cantidad total de materiales que fueron reutilizados o reciclados, y que de otra forma se hubiesen convertido en residuos peligrosos, o no peligrosos. Se entiende como materiales reciclados a todos aquellos materiales provenientes de los procesos industriales, que no son vendidos como productos o son dispuestos como desechos, sino que son reutilizados, ya sea como materia prima para otros procesos, o bien reciclados.</p> <p>Propósito del indicador: El reciclaje y la reutilización de materiales es una manera de reducir los desechos y los impactos al medio ambiente, éstas prácticas son una medida de la eficiencia con la que los materias son empleados, y da oportunidades para la conservación, así como la eficiencia operacional. Este indicador es más una recomendación que un indicador base, ya que los estándares de reciclaje y reutilización dependen de las autoridades locales.</p> <p>Unidades en que se reporta: Toneladas métricas.</p>

<p>Categoría: Emisiones</p>	
<p>Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)</p>	<p>Definición: Se refiere a las emisiones de gases de efecto invernadero emitidas anualmente, medidas en términos de CO₂ equivalente (ponderación del potencial de calentamiento de cada gas, con respecto al CO₂), así como para cada especie en particular. De acuerdo con el Protocolo de Kyoto los gases que se consideran de efecto invernadero son:</p>

-
- Dióxido de Carbono (CO₂)
 - Metano (CH₄)
 - Óxido Nitroso (N₂O)
 - Hidrofluorocarburos (HFCs)
 - Perfluorocarburos (PFCs)
 - Hexafluoruro de azufre (SF₆)

Las emisiones de estos gases en la industria de refinación de petróleo, provienen de varias fuentes;

- Combustión, tanto en fuentes fijas como móviles
- En procesos
- Emisiones fugitivas de metano

Cabe decir que el CO₂ y el CH₄ son los principales GEI que se emiten en la industria del petróleo y gas.

Propósito: Este indicador es un indicador base, ya que las emisiones de GEI provenientes de la industria petrolera, y en general todas estas emisiones, contribuyen al problema del cambio climático global, además, con el reporte de estas emisiones, se llega a cubrir varios objetivos, como son reportes oficiales, intercambio de emisiones, y reportes al público, que las compañías tienen que hacer.

Unidades en que se reporta: Millones de toneladas de CO₂equivalente

Sugerencias para su estimación y cálculo: Las emisiones de estos gases se pueden calcular, ya sea por mediciones directas, o bien mediante el uso de factores de emisión, dado que cada caso es particular, se recomienda revisar los siguientes archivos para tener una mejor idea al respecto.

- IPIECA/OGP/API, *Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions* (2003). www.ipieca.org/climate/ghg.html
- API, *Compendium of Greenhouse Gas Emission Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry* (2004). <http://api->

	<p>ec.api.org/filelibrary/Compendium2004Word.zip</p> <ul style="list-style-type: none"> U.S. EPA. <i>Compilation of Air Pollutant Emissions Factors, Volume I: Stationary Point Areas Sources, AP-42</i>. www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ap42supp.html
<p>Gas enviado a quemadores y venteo</p>	<p>Definición. Se refiere a la cantidad total (en masa o volumen) de los gases hidrocarburos enviados a quemadores y venteo debido a las operaciones de la planta. Se debe diferenciar si el gas enviado a la atmósfera es quemado, o sólo venteado.</p> <ul style="list-style-type: none"> Gas quemado. Se debe reportar la cantidad de gas que es quemado antes de ser enviado a la atmósfera, ya sea por condiciones normales de operación, o bien por sucesos no rutinarios que se presenten. Venteos de gas. Se debe reportar la cantidad de gas que es enviado a la atmósfera sin quemar (venteo), ya sea también tanto por condiciones normales de operación, como por operaciones fuera de la rutina. <p>Propósito: Este es un indicador base ya que representa una fuente de pérdida de hidrocarburos, que resulta en una fuente de emisiones de GEI, así como de otros gases que pueden producir un impacto al medio ambiente. Si bien, es reconocido que algunos venteos y quemas de gas están asociadas con procedimientos de seguridad y emergencia, la reducción de estos se puede traducir como el resultado de mejoras operacionales y de eficacia de los procesos.</p> <p>Unidades en que se reporta: Toneladas o pies cúbicos, o metros cúbicos.</p> <p>Sugerencias para su estimación y cálculo. Se recomienda revisar los siguientes documentos;</p> <ul style="list-style-type: none"> IPIECA/OGP/API, <i>Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions</i> (2003). www.ipieca.org/climate/ghg.html API, <i>Compendium of Greenhouse Gas Emission Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry</i> (2004).

	<p>http://www.epa.gov/ehs/climate/new/upload/2004_COMP_ENDIUM.pdf</p> <ul style="list-style-type: none"> • U.S. EPA. <i>Compilation of Air Pollutant Emissions Factors, Volume 1: Stationary Point Areas Sources, AP-42.</i> www.epa.gov/ttn/chieff/ap42/ap42supp.html
Otras emisiones al aire	<p>Definición. Se refiere a las emisiones a la atmósfera que resultan de las operaciones, rutinarias o no, del proceso. Se debe tener cuidado con especificar el tipo de contaminante, o especie química que se reporta, las categorías más comunes que se reportan son;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Metano. • Compuesto Orgánicos Volátiles (COVs). • Óxidos de azufre (SOx). • Óxidos de nitrógeno (NOx). • Material particulado, especificando si se trata de PM₁₀, PM_{2.5}, o la cantidad total de partículas suspendidas. <p>Propósito: Las emisiones al aire provenientes de la industria petrolera pueden llegar a ser uno de los aspectos de operación que mayor impacto produzcan al medio ambiente, a la salud, a la fauna o flora, o a los edificios. Estas emisiones al aire generalmente se reportan a las autoridades locales. Se consideran a estos reportes como adicionales, ya que típicamente impactan en temas de preocupación local o regional, dependiendo de la ubicación, la altitud, la concentración y temperatura.</p> <p>Unidades en la que se reporta: Toneladas métricas.</p>

Categoría: Uso de recursos	
Indicadores	
Uso de la energía.	Definición: Se refiere a la cantidad de energía primaria que se consume durante la operación de la planta. Se debe incluir toda la energía consumida por la empresa en sus operaciones para generar

	<p>los productos manufacturados, contando los combustibles que se consuman dentro de sus instalaciones, así como los empleados fuera de ellas, para suministrarle energía a la planta. No se considera la energía contenida en las quemas y venteos de gas.</p> <p>Propósito del indicador: Este es un indicador base, ya se emplea ampliamente en toda la industria, y es fundamental ya que refleja el consumo de recursos, además de que se puede utilizar para estimar las emisiones de GEI. La normalización de la energía consumida por unidad de bien producido (hidrocarburos refinados) es una medida de la intensidad energética, la cual se puede emplear para estimar la eficiencia de una planta.</p> <p>Unidades en que se reporta: Gigajoules o unidades térmicas británicas (BTU).</p> <p>Sugerencias para su estimación y cálculo: Para el caso particular de las refinerías, se recomienda el uso de índices de intensidad energética con los que se puede comparar mejor el desempeño energético entre compañías.</p>
<p>Uso de agua potable</p>	<p>Definición: Reporta el consumo de agua potable en las instalaciones, cuando éste es significativo. Incluye toda el agua que se usa de la red pública, pozos, lagos, lagunas estantes, corrientes y ríos. La definición de agua potable varía de acuerdo con las regulaciones locales.</p> <p>Propósito del indicador: La disponibilidad del agua potable puede tener mayores implicaciones locales en aquellas zonas donde el recurso sea limitado o presente sobreexplotación, es por esto, que este indicador es adicional ya que presenta mayor importancia en comunidades donde el acceso al recurso es un tema crítico.</p> <p>Unidades en que se reporta: Se sugiere reportar el consumo de agua en volumen al año, metros cúbicos, litros o barriles.</p>
<p>Nuevas fuentes de energía y energías</p>	<p>Definición. Se refiere a las iniciativas para desarrollar, producir, o utilizar fuentes alternas y renovables de energía. Identifica las metas, planes, y proyectos de desarrollo, producción y uso de energías</p>

renovables	<p>renovables tiene la compañía.</p> <p>Propósito del indicador: Este es un indicador adicional, ya que su significado y aplicación varía entre las compañías, no obstante, con este indicador se impulsa al desarrollo de tecnologías que ayuden a conservar los recursos no renovables, así como a desarrollar un mercado energético menos intensivo en carbón.</p>
-------------------	--

Categoría: Otros indicadores ambientales	
Indicadores	
Sistemas de Administración Ambiental.	<p>Definición: Se refiere a la implementación y cobertura de los sistemas de gestión ambiental. Los reportes deberán describir el estado de la compañía respecto a la implementación de los sistemas de administración ambiental.</p> <p>Un sistema de administración ambiental es una forma de aplicar un enfoque disciplinado y esquemático para manejar los aspectos ambientales y operacionales de los procesos productivos. Estos sistemas proveen un proceso que ayuda a identificar aspectos significativos de las actividades de la empresa que pudiesen producir un impacto al medio ambiente y así, manejar sus aspectos, estableciendo objetivos de investigación, mejoras de proceso y medidas de control.</p> <p>Propósito del indicador: Los sistemas de administración ambiental demuestran como las compañías aplican un enfoque sistemático y consistente para administrar varios de los aspectos operacionales que producen un impacto al medio ambiente o tienen el potencial de producirlo. Este indicador se clasifica como básico ya que los sistemas de administración ambiental son empleados ampliamente por las compañías petroleras.</p>

En el caso de las refinerías de Petróleos Mexicanos, se sugiere utilizar al menos los siguientes indicadores para medir su desempeño ambiental:

Tabla IV.4. Indicadores sugeridos para medir el desempeño ambiental de las refinerías de PEMEX

Derrames y descargas	<ol style="list-style-type: none"> 1. Derrames de hidrocarburos: Cantidad y número 2. Descargas controladas de hidrocarburos al agua 3. Derrames y fugas de contaminantes 4. Descargas controladas de otros contaminantes: Abarcando los contaminantes presentes en las normas, NOM-001-ECOL-1996 y NOM-002-ECOL-1996 .
Generación de residuos y desechos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Generación de residuos peligrosos, siguiendo lo establecido por la NOM-052-SEMARNAT-2005. 2. Materiales reutilizados 3. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, al menos se debe de reportar las emisiones de CO₂ y de metano. 4. Venteos y quemas 5. Emisiones de contaminantes criterio, según lo establecido por las normas NOM-020-SSA1-1993; NOM-021-SSA1-1993; NOM-022-SSA1-1993; NOM-023-SSA1-1993; NOM-024-SSA1-1993; NOM-025-SSA1-1993;NOM-026-SSA1-1993

Indicadores de proceso.

Puesto que el fin del presente trabajo es la elaboración de una guía para implementar la producción más limpia en las refinerías de PEMEX, además de conocer la situación ambiental de la empresa, es necesario establecer su desempeño productivo por medio de indicadores de proceso, que resumen la información sobre la operación de una industria determinada, medida en términos de las entradas y salidas que se tienen en el proceso como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla IV.5. Indicadores sugeridos para medir el desempeño productivo de las refinerías de PEMEX.

<p>Entradas</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Petróleo crudo procesado. Se debe especificar tanto el volumen de petróleo crudo procesado como su calidad. Es importante mencionar que el desarrollo y complejidad tecnológica para la refinación del petróleo crudo esta íntimamente ligado al tipo de crudo que se alimente, así como a las normatividades referentes a la calidad de los productos que se vendan, entre más pesado sea un crudo procesado, mayor desarrollo tecnológico se tendrá que implementar. 2. Otros insumos. Además de alimentar petróleo crudo, agua y energía, a una refinería, se necesitan de otros insumos como reactivos químicos, tales como amoniaco, nitrógeno, metano, y otros insumos necesarios para la refinación del crudo.
<p>Salidas</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Productos refinados. Se debe de especificar el volumen, tipo, y calidad de los productos refinados. 2. Ventas. Una forma de medir el desempeño productivo de la empresa es por medio de las ventas anuales de sus productos, medido en términos tanto de volumen, como de dinero.

IV.5 ETAPA III. IDENTIFICACIÓN DE OPCIONES

En esta etapa del Esquema de Producción más Limpia se identifican las opciones que podrían aplicarse a la refinería, y se analiza cuáles son más factibles de implementarse basándose en el beneficio que se puede obtener con cada una de ellas y en su costo de aplicación. Para esto se aplican los siguientes formularios de la Guía de Acción:

- Formulario de Generación de Opciones (D1), el cual representa el análisis y posterior conclusión de la refinería, identificando cuales son las posibles opciones a implementar, para solucionar bajo el principio de Producción Limpia, los problemas actuales.

La generación de opciones debe apoyarse en la experiencia del personal de la propia refinería, así como en experiencias internacionales, recomendaciones de expertos, buenas prácticas de manejo, así como en acciones implementadas en procesos similares. Algunas de estas recomendaciones se presentan en el apartado IV.5.1 del presente trabajo. Las acciones potenciales de Producción Limpia también pueden generarse mediante la discusión de los responsables de la refinería con un potencial asesor que conozca el desempeño real de la refinería.

- Después de identificar las posibles acciones a implementar, se requiere priorizarlas de acuerdo a cuál o cuáles son las más atractivas según el beneficio que pueden aportar. Luego, las opciones más atractivas son evaluadas económicamente para determinar la factibilidad de ser implementadas por la refinería. Para dar esta respuesta, los formularios E1 a E10 están diseñados de modo de generar una evaluación ambiental y técnico-económica y poder concluir sobre la opción seleccionada. Esto debería estar motivado en que la implementación de estas tecnologías apoyarán a incrementar la sustentabilidad de la refinería en el tiempo.

IV.5.1 Acciones recomendadas

Las refinerías de petróleo son plantas complejas, y la combinación y secuencia de los procesos son normalmente específicas a las características de la materia prima (petróleo crudo) y de los productos. Según lo especificado por el Banco Mundial (WBG, 1998) las medidas específicas de prevención de la contaminación o de reducción de recursos a menudo sólo pueden determinarlas el personal técnico. Sin embargo, existen recomendaciones y acciones que se han implementado en procesos similares, las cuales pueden utilizarse en las refinerías de Petróleos Mexicanos para mejorar su desempeño ambiental. A continuación se presentan algunas de estas acciones.

Buenas prácticas de manejo

Las “Buenas Prácticas de Manejo” son un conjunto de medidas relacionadas con la protección al medio ambiente y el mejoramiento de la administración de las empresas. La implementación de estas prácticas es por medio de acciones voluntarias, basadas en el sentido común, relativamente fáciles de aplicar y económicas, que deben cubrir al menos los siguientes objetivos:

- Optimización del uso de materias primas, agua y energía
- Reducción del volumen y/o toxicidad de los residuos sólidos, líquidos y emisiones atmosféricas emitidas durante el proceso
- Re-uso y/o reciclaje de materiales
- Mejoramiento de las condiciones de trabajo y de la salud y seguridad ocupacional en la empresa

Las “Buenas Prácticas de Manejo” se pueden implementar siguiendo los pasos que se muestran a continuación:

1. Establecer listados de posibles acciones para la identificación de oportunidades de “Buenas Prácticas de Manejo” en la empresa
2. Determinación de responsabilidades para las acciones identificadas
3. Establecimiento de objetivos y metas
4. Identificación de las áreas prioritarias de acción
5. Establecimiento de capacitación para los trabajadores
6. Desarrollo e implementación de los procedimientos requeridos
7. Seguimiento y evaluación de los resultados, estableciendo nuevas metas

Para que la empresa implemente estas “Buenas Prácticas de Manejo” se necesita:

Cultura organizacional	La reducción de los residuos está relacionada al cambio de conducta y creación de una cultura de productividad y de minimización de residuos al interior de la empresa.
Sensibilización al problema	Es importante despertar la sensibilidad de los empleados respecto al problema e involucrarlos en la identificación de oportunidades y en su aplicación.
Difusión de la información	El proceso puede ser mejorado asegurando una buena difusión interna de los resultados de la implementación de las “Buenas Prácticas de Manejo” al interior de la empresa.
Acciones simples	La adopción de las “Buenas Prácticas de Manejo” no requiere de grandes inversiones en tecnologías más limpias, las que podrían ser relativamente caras. El objetivo es el mejoramiento continuo del proceso productivo mediante el uso más racional de los recursos y la optimización de los procesos productivos.

Metodología para la implementación de acciones: A fin de identificar opciones de “Buenas Prácticas de Manejo”, en el Anexo V del presente documento se presenta un conjunto de listas de revisión para los siguientes aspectos de la operación de una planta:

- 1) Manejo y transporte de materiales y productos
- 2) Manejo responsable de los residuos
- 3) Reducción de pérdidas de materias primas y materiales secundarios.
- 4) Ahorro de energía
- 5) Ahorro de agua

Al hacer un recorrido por los diferentes procesos que se tienen en la refinería, se pueden realizar las revisiones propuestas en las listas, e identificar otros aspectos

que pueden mejorarse. Los puntos que deben tomarse en cuenta al realizar las revisiones son:

- Manejo y transporte racional de materiales y productos, a través de:
 - aseguramiento de un adecuado manejo y almacenamiento
 - establecimiento de un control efectivo de inventario
 - planificación y optimización de la producción
 - mantenimiento de registros adecuados
- Manejo y control responsable de los residuos, mediante:
 - separación de los residuos
 - reutilización/reciclaje de residuos como materias primas, en otros procesos
 - disposición de los residuos en forma ambientalmente eficiente y económica
- Reducción de pérdidas y mejor utilización de materias primas y otros insumos, a través de:
 - reducción de residuos innecesarios
 - mantenimiento preventivo
 - establecimiento de planes y procedimientos de emergencia
- Ahorro de energía, a través de:
 - conservación mediante la implementación de aislamiento adecuado
 - monitoreo del uso de energía
 - recuperación y reutilización de energía
 - reducción del consumo de energía
- Ahorro de agua, a través de:
 - prevención de fugas y derrames de agua
 - reutilización de agua

-
- monitoreo del uso de agua
 - reducción de los flujos de agua

Para que la implementación de las “Buenas Prácticas de Manejo” sea eficaz, se debe involucrar al personal de PEMEX en la búsqueda de soluciones y la toma de decisiones. Es necesario contar con programas de capacitación ambiental que permitan crear una cultura institucional de protección al medio ambiente, sustentada en el principio rector de “la prevención antes de la remediación”, con lo cual se logrará inducir cambios en la conducta laboral que se traduzcan en una mejor operación de la empresa.

Experiencias internacionales:

De acuerdo a publicaciones internacionales (WBG, 1998; MMA, 2004) existe un número de áreas donde las mejoras son a menudo posibles, entre estas se encuentran:

Formación

La formación del personal juega un papel protagonista en la prevención de la contaminación.

Algunos aspectos importantes son:

- Incluir aspectos y problemas concernientes al medio ambiente en la formación del personal de la refinería, aumentando la mentalización y sensibilización para las actuaciones referentes a emisiones y vertidos.
- Instruir al personal para reducir la entrada de sólidos en el sistema del alcantarillado. Esto disminuye los lodos generados en la planta de tratamiento de aguas residuales.

Planeación y control de la producción

Algunas técnicas a considerar a este respecto son:

- Mejorar la disponibilidad de los equipos y aumentar el grado de utilización. Reducir las puestas en marcha y paradas al mínimo.

-
- Durante paradas y puestas en marcha, el equipo de control de la contaminación debe funcionar tanto tiempo como sea necesario para asegurar el cumplimiento de las autorizaciones, siempre que no haya otras consideraciones de seguridad u operación para prevenirla.

Estrategia sobre las emisiones a la atmósfera

En una refinería la incidencia sobre el medio atmosférico es uno de los principales problemas medioambiental. Esto se debe, entre otras causas, al empleo intensivo de combustibles durante los procesos de refinado, que se traduce en el vertido de gases cargados de sustancias contaminantes a la atmósfera.

El consumo de combustible de las refinerías es muy diferente en función de las características de las mismas. Entre las causas que mayor incidencia tienen sobre el consumo energético están:

- Tamaño.
- Complejidad.
- Intensidad del refinado. Nuevas especificaciones de productos acabados.
- Diseño.
- Eficiencia energética.

Prácticamente la totalidad de las tecnologías de refinado conllevan la utilización de caldera y hornos de proceso, así como vapor de agua previamente generado en las unidades de servicios auxiliares. Por esta razón, todas las tecnologías son responsables directos de emisiones a la atmósfera a través de los gases de combustión. Algunas acciones para disminuir las emisiones a la atmósfera son:

- Minimizar las pérdidas de los tanques de almacenamiento y de las áreas de transferencia de productos mediante métodos como los sistemas de recuperación de vapores y sellos dobles.
- Minimizar el número de accesorios en los tanques.
- Vigilar el método de toma de muestras.

-
- Minimizar emisiones de SOx mediante la desulfurización de combustibles hasta donde sea factible, o utilizando los combustibles con mayor contenido de azufre sólo en unidades equipadas con controles de emisiones de SOx.
 - Recuperar el azufre de gases en unidades de recuperación de azufre de alta eficiencia.
 - Recuperar catalizadores que no sean de base de silicio (p.e. metálicos) y reducir las emisiones de partículas.
 - Evitar y limitar las emisiones fugitivas mediante un diseño y mantenimiento adecuado.
 - Elección de válvulas y accesorios de probada calidad y bajo nivel de fugas.
 - Mantener el uso de combustibles al mínimo. Mejorar la eficiencia energética.

Para disminuir las emisiones de CO en hornos y calderas se recomienda:

- Optimizar la operación mediante control avanzado de la relación aire/combustible, que evite pérdidas de combustión por formación de compuestos no quemados o de calor sensible por exceso de gases.
- Seguimiento continuo de la temperatura y concentración de oxígeno en los humos. Considerar el seguimiento de CO.
- Programación rigurosa del mantenimiento de quemadores.
- Vigilancia sobre la relación aire primario a secundario.
- En combustible líquido:
 - Presión de combustible correcta.
 - Temperatura especificada en la llegada a mecheros.
 - Apropiaada inyección del fluido de atomización.
- Buena mezcla de los gases.

Para la reducción de emisiones de NOx en hornos y calderas se recomienda:

- Antes de la combustión: Utilizar combustibles con bajo contenido en nitrógeno. Ofrece poco margen práctico en combustibles gaseosos y líquidos.
- Durante la combustión: Optimizar la combustión, adopción de configuraciones especiales y sustitución de quemadores convencionales por otros especiales denominados de «bajo NOx».
- En el caso especial de las turbinas de gas, a pesar de que la producción específica de NOx (mg NOx/MW generado) es sensiblemente inferior a la obtenida en el convencional ciclo Rankine, aún puede reducirse la misma mediante la inyección de agua o vapor de agua en la cámara de combustión.
- Posterior a la combustión: Instalar una Reducción Selectiva No Catalítica o una Reducción Selectiva Catalítica. La primera requiere unas ventanas específicas de temperatura y unos tiempos de residencia para conseguir la reducción de NOx en ausencia de catalizador. La RSC, tiene asociadas economías de escala derivadas del empleo de un sistema catalítico y de la instalación de una planta de almacenamiento, revaporización o inyección del reactivo reductor (NH₃, solución acuosa de éste, solución de urea...).

Estrategia sobre las emisiones al agua

En este caso, la mejor opción es la minimización de su uso, la que puede alcanzarse a través de diferentes acciones:

1. Diseñar un apropiado sistema de drenajes.
2. Gestión del agua de lluvia.
3. Reducción del consumo de agua fresca de los equipos.
4. Reutilización de aguas usadas (Integración).
5. Gestión de aguas sanitarias.

6. Alimentar las aguas contra incendios con agua tratada reciclada de calidad contrastada.

7. Minimizar las aguas purgadas.

Para lograr un ahorro de agua (*Colombia 2002*) se sugiere:

Mejora de los sistemas sanitarios:

- Orinales.- Existen mingitorios antiguos que usan entre 7y 9 litros por descarga; ahí las válvulas ahorradoras pueden reducir la descarga a cerca de 3 litros. El uso de equipos con sensores infrarrojos permite ahorros significativos, ya que opera únicamente cuando se requiere y se eliminan dobles descargas o atascamientos de las válvulas.
- Duchas.- Algunas duchas pueden consumir hasta 100 litros por ducha, esto se puede disminuir instalando restrictores de flujo, o bien cambiando duchas por otras de bajo consumo.
- Grifos.- Las llaves de lavabos, fregaderos, tarjas, lavaderos, etc. pueden adaptarse con reguladores de flujo o con atomizadores. Los lavabos en oficinas pueden hacerse más eficientes mediante válvulas de tiempo, o palancas accionables durante el enjuague de manos, o con sensores electrónicos.
- Bebederos.- Cuando la potabilidad del suministro es apropiada, o cuando hay sistemas de purificación local y existen bebederos, estos pueden ajustarse con reguladores de caudal o con válvulas de tiempo, para evitar desperdicios.
- Aspersores para riego.- Se pueden adaptar relojes y otros dispositivos de tiempo a los aspersores de agua para riego de jardines, para que puedan operarse y pararse automáticamente durante la noche, cuando la evaporación de agua es mínima.

Sistemas de refrigeración:

- Utilizar válvulas termostáticas que regulen la entrada de agua fría según las necesidades reales.

-
- Realizar un correcto dimensionamiento de los intercambiadores de calor. Mantenerlos en buen estado en cuanto a incrustaciones o ensuciamiento ya que limitan la transferencia de calor.
 - Utilizar el agua caliente de la refrigeración en operaciones que requieran agua caliente, consiguiendo un aprovechamiento energético y un enfriamiento de la misma. Si es posible utilizar intercambiadores regenerativos que permiten utilizar el calor de un fluido caliente para calentar otro a la vez que se enfría éste.
 - Utilización sucesiva del agua de refrigeración: Una vez caliente el agua utilizarla en otro proceso de refrigeración siempre que su temperatura nos permita emplearla como fluido refrigerante. Enfriar el agua en depósitos a temperatura ambiente. Mezclar el agua caliente en depósitos con agua fría para obtener la temperatura adecuada. No utilizar sistemas de refrigeración en circuito abierto sin recuperación de agua. Centralizar las aguas de enfriamiento.
 - Utilización de grupos de frío de forma complementaria a la torre para alcanzar temperaturas inferiores a la temperatura húmeda, en lugar de trabajar en circuito abierto.
 - Utilizar válvulas termostáticas que regulen la entrada de vapor en los centros de consumo según las necesidades reales.
 - Aislamiento de conducciones o instalaciones por donde circule el vapor.
 - Aplicación de vapor indirecto, mediante serpentines o camisas.
 - Aprovechamiento de calores residuales, aguas de refrigeración calientes, gases de combustión, etc.
 - Recuperación de condensados siempre que sea posible.
 - La utilización de agua de gran calidad disminuye las purgas.
 - Realización de purgas automáticas por conductividad.

En limpiezas industriales:

- Evitar la realización de limpiezas con una planificación adecuada de la producción por familias de productos, colores, etc.
- Evitar la suciedad al reducir vertidos innecesarios por accidentes o rebose de depósitos, y evitar la caída de productos que puedan recogerse mediante bandejas, por ejemplo: tapar los recipientes, maquinaria, etc. para evitar el paso a la atmósfera o a las instalaciones de polvo o producto.
- Realizar la limpieza en seco mediante aspiración, recogida manual o mecánica de la suciedad, limpieza mediante materiales absorbentes: celulosa, arenas absorbentes, etc., uso de máquinas limpiasuelos, utilización del PIG o Torpedo (elemento esférico o cilíndrico de goma o plástico que se impulsa por las tuberías para arrastrar la suciedad que encuentra a su paso).

Mejora de los sistemas de lavado por inmersión mediante:

- Realización de lavados en continuo con baños a contracorriente o en cascada.
- Utilización de armarios, túneles de lavado, máquinas limpia botellas o bidones donde se recircula el agua. Instalar tratamientos para purificar el agua como: filtros, decantadores o tecnología de membranas.
- La agitación de los baños, mediante agitación mecánica, hidráulica, por aire comprimido o ultrasonidos, favorece la limpieza.
- Instrumentación adecuada (pH, conductividad, etc) que permita controlar los parámetros que indiquen cuando se ha de renovar un baño.

Mejora de los sistemas de aspersion mediante:

- Utilización de boquillas de aspersion de bajo consumo: a presión, mono-jet, autolimpiables (que permiten la utilización de agua con sólidos que puede ser recirculada), etc.
- Bolas giratorias distribuidoras de agua.

-
- Sistemas accionadores de la aspersión al paso del producto (final de carrera, células fotoeléctricas, etc).
 - Sistemas de recogida del agua que permitan recircularla.
 - Mejora de los sistemas de proyección de agua mediante la utilización de diferentes niveles de presión según las necesidades (baja: hasta 10 kg/cm²; mediana: entre 10 y 40 kg/cm² y alta de 40 a 120 kg/cm²)
 - Utilización de mecanismos que permitan la interrupción de la salida de agua cuando no se utilice la manguera.
 - Utilización de espuma proyectada.

Sistemas de reuso y reciclaje

Los sistemas de reuso o reciclaje son aquellos que emplean agua que ya fue antes usada por otra operación o proceso; sin embargo, debe considerarse que en varios casos será necesario algún tratamiento previo a este segundo uso. Por ejemplo, el agua usada por algunos equipos de aire puede reusarse en procesos de humidificación. Las instalaciones de reciclaje o reuso bien sincronizadas y con apropiado mantenimiento, permiten reducir los consumos de agua sin afectar el rendimiento de la institución.

Para reducir los consumos hay que considerar tanto los sistemas de reuso como los de reciclado, especialmente cuando se estén descargando volúmenes significativos de agua no contaminada a la red de drenaje municipal.

Eliminación o reducción de contaminantes:

- Considerar el uso de mejoradores de octanaje menos contaminantes.
- Utilizar inhibidores que no sean a base de cromo para el agua de enfriamiento.
- Utilizar catalizadores de vida larga y regenerarlos para extender la vida útil del catalizador.

Estrategia sobre residuos sólidos

La producción más limpia y la prevención de la contaminación pueden reducir la cantidad de desechos y eliminar algunos contaminantes, pero se requiere el tratamiento y disposición final de los residuos remanentes. Deben diseñarse e instalarse sistemas de tratamiento adecuados para lograr niveles de emisión aceptables.

Los sistemas deben mantenerse y operarse de manera adecuada a fin de lograr la reducción de contaminantes requerida. La transferencia de contaminantes de un medio a otro (p. ej. de los efluentes a lodos) puede simplificar los problemas de disposición de una industria, pero no los resuelve. Debe adoptarse un enfoque integral hacia el manejo de contaminantes para asegurar que la solución global para el tratamiento y disposición es la más adecuada.

El monitoreo de los dispositivos de control, el funcionamiento de la planta de tratamiento y las emisiones son partes integrales de la operación del sistema.

Se debe reducir la formación de residuos y contar con técnicas de prevención que ayuden a evitar la contaminación del suelo y aguas subterráneas.

La gestión de los residuos en refinería comprende diversas operaciones:

1. Minimizar la generación mediante:
 - Minimización en origen.
 - Reciclado de los residuos producidos.
 - Reducción del consumo de sustancias generadoras.
 - Buenas prácticas de conservación.
 - Correcta manipulación.
 - Especial consideración de los cáusticos gastados.
2. Almacenamiento.
3. Pretratamiento, incluyendo:
 - Reducción del contenido en aceite y agua de los lodos.

-
- Solidificación, estabilización y encapsulamiento.
4. Eliminación.
 5. Precisa documentación e identificación.

IV.6 ETAPA IV. IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN

La etapa final del Esquema de Producción más Limpia es la implementación de las opciones de Producción más Limpia seleccionadas, y la evaluación de los cambios en el proceso de la refinería. Para lograrlo, se aplica el siguiente cuestionario de la Guía de Acción:

- Para la selección de las opciones, se tiene el formulario F1 (Anexo III) el cual está diseñado para resumir los datos de la(s) opción(es) seleccionada(s) a fin de obtener una visión total y comparativa del estudio económico realizado. De esta manera se pueden elegir las opciones más adecuadas.

Una vez implementadas las opciones de Producción más Limpia, debe monitorearse el desempeño de la refinería. La comparación de los indicadores seleccionados para este fin, antes y después de la implementación de las acciones, determinarán el grado de mejora de la operación, los ahorros obtenidos y la mejora en el desempeño ambiental de la instalación.

Monitorear y evaluar resultados

Después de la implementación de las opciones seleccionadas, los indicadores de desempeño seleccionados deben monitorearse. La medición de estos indicadores y su comparación con las mediciones obtenidas antes de la implementación de las opciones seleccionadas mostrarán el resultado de las mismas en la operación de la instalación.

La evaluación rutinaria del progreso en ahorros y mejora ambiental puede revelar las áreas donde las acciones aplicadas fueron exitosas o ineficaces. También

puede indicar donde se requieren modificaciones al programa de implementación de opciones.

Es conveniente que rutinariamente se envíen informes sobre la eficacia del programa a la gerencia y a los usuarios, para promover una mayor participación y la generación de nuevas ideas de mejora.

Una vez determinados los beneficios económicos logrados por la implementación de medidas exitosas, debe realizarse de nuevo el análisis del proceso de la refinería y una nueva identificación de opciones de mejora que puedan ser implementadas.

Si el beneficio económico logrado por las opciones implementadas en la primera etapa del Esquema de Producción más Limpia fue significativo, debe promoverse la implementación de mejoras que impliquen un costo más elevado pero que pueda ser cubierto con los ahorros logrados anteriormente.

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente trabajo se logró establecer un esquema de Producción Más Limpia con el que PEMEX Refinación podrá identificar aquellas alternativas de mejora ambiental que sean de bajo costo, y de implementación en el corto y mediano plazo.

Gracias a la Guía de Acción desarrollada se podrá tener en forma ordenada y precisa la información necesaria para caracterizar y jerarquizar ambientalmente las operaciones de PEMEX-Refinación, lo que permitirá identificar las áreas de oportunidad de mejora ambiental de bajo costo, ya que las restricciones presupuestales que enfrenta hacen que las grandes inversiones sean pocas y que su aprobación sea difícil, por lo que las acciones de este tipo son más viables de implementarse.

Adicionalmente, gracias a la información recolectada mediante el uso de ésta guía, PEMEX Refinación podrá hacer comparaciones con otras compañías de refinación de petróleo y establecer metas de mejora más ambiciosas.

Las metas de mejora ambiental no deben ser consideradas como inversiones perdidas, porque como se ha dicho en el documento, la inversión en el medio ambiente implicará siempre una ganancia, ya sea por la reducción en pérdidas de materias primas (fugas, reciclaje de material, optimización energética) o bien, porque se dejan de pagar multas por los daños causados al medio ambiente.

Las refinerías en general, son grandes consumidoras de combustibles siendo este rubro el principal entre los costos de operación, por lo que acciones de eficiencia energética representan ahorros directos para la instalación.

Las herramientas de administración ambiental, tales como la Mejora Continua, tienen que formar parte de la administración general de las empresas; en un mundo en que las fronteras dejan de existir y las compañías tienen que lidiar no sólo con la competencia nacional, sino internacional, el ser empresas amigables

con el medio ambiente representa una ventaja en el mercado, la cual se puede lograr con estas herramientas.

Las metas ambientales de PEMEX no tienen que estar ligadas sólo a los estándares y normas nacionales, sino también a estándares internacionales, como se pudo observar en la sección de indicadores, las grandes compañías petroleras están haciendo un esfuerzo conjunto para mejorar su desempeño ambiental, tomando el primer paso de medir sus emisiones y homologar la forma en que se reportan, de tal forma que sea posible la comparación entre las diferentes compañías petroleras en el mundo.

Como se vio en el capítulo II, la industria de refinación vista como un proceso integral consiste en la transformación del petróleo crudo en productos destilados y materias primas para la industria petroquímica, los cuales deben cumplir tanto con las especificaciones técnicas y ambientales preestablecidas, como con las limitaciones impuestas a la cantidad y calidad de las emisiones y efluentes producidos en el sitio. Petróleos Mexicanos cuenta ya con un sistema de información ambiental, y publica su reporte anual de Desarrollo Sustentable, por lo que el siguiente paso para mejorar su desempeño ambiental tiene que ser la implementación de un Sistema de Mejora, tal como lo es el Esquema de Producción más Limpia, el que le permitiría evaluar de manera continua y periódica la operación de una instalación e inclusive de una planta, utilizando la información del sistema establecido. Esto permitiría valorar puntualmente las acciones de mejora que se implementen y aseguraría una información continua del sistema.

Es por todo lo anterior, que se recomienda:

- Publicar un informe periódico (mensual o trimestral) de las mejoras logradas. Esto permitiría la difusión de las mejoras al interior de la empresa y sería un vehículo para el intercambio de conocimientos.
- Perfeccionar los mecanismos de control de las mejoras implementadas, por ejemplo, mediante auditorías (externas o internas), y certificación.

-
- Realizar la evaluación del impacto ambiental para las nuevas actividades relevantes.
 - Comparar la situación propia con las de los competidores en el mismo sector, para identificar sus mejores prácticas, adoptarlas y aplicarlas, logrando un avance en los resultados medioambientales. Para esto, se pueden emplear sistemas disponibles en el mercado para comparar el rendimiento propio con el de otros, en temas como energía, eficiencia, mantenimiento, etc. En éstos, las prestaciones de refinerías con diferentes capacidades y complejidad se normalizan (por ejemplo, capacidad y destilación equivalente).

Esta técnica de medida del rendimiento, comparación con otros e identificación de las «mejores prácticas» y adopción en la propia empresa, es también llamada «benchmarking». Esta técnica ofrece posibilidades para ser aplicada en diversas áreas productivas y ambientales. Por lo tanto, se recomienda practicar el «benchmarking» sobre una base continua incluyendo actividades de eficiencia productiva y conservación de recursos, emisiones al aire (SO₂, NO_x, COV y partículas), descargas al agua y generación de residuos, e incluso temas relacionados con la eficiencia energética.

ANEXO I HISTORIA DE PETRÓLEOS MEXICANOS

La historia de la industria del petróleo en México se inicia en 1900, cuando los norteamericanos Charles A. Candfield y Edward L. Doheny compraron 113 hectáreas de la hacienda “El Tulillo”, en el municipio de Ébano, San Luis Potosí, que se extendían hacia los estados de Tamaulipas y Veracruz. En ese año, la hacienda pasó a ser propiedad de la “Mexican Petroleum of California”, creada por Doheny, empresa que empezó a perforar en un campo al que denominaron “El Ébano” y, en 1901, se descubrió petróleo mediante un pozo que fue bautizado con el nombre de “Doheny I”. (@PEMEX, 2006).



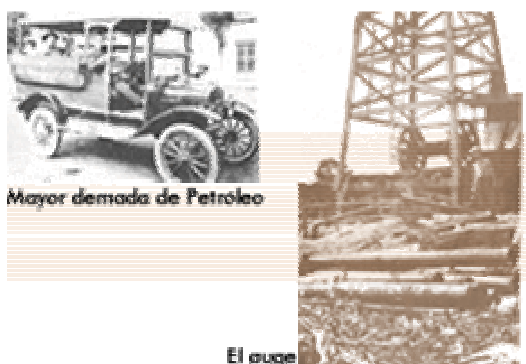
Fuente: Archivo histórico de PEMEX

Paralelamente a las actividades petroleras de Doheny, la compañía inglesa “Pearson and Son”, que era contratista en el gobierno del general Porfirio Díaz y cuyo propietario era Weetman Dickinson Pearson, adquirió terrenos para la exploración y explotación de petróleo. En 1902, encontró petróleo cerca de San Cristóbal en el Istmo de Tehuantepec, y años después construyó una refinería en Minatitlán, un centro de almacenamiento y un ducto en esta zona.

El 24 de diciembre de 1901, el presidente Porfirio Díaz expidió la Ley del Petróleo, aprobada por el Congreso de la Unión, con la cual se pretendía impulsar la actividad petrolera, otorgando amplias facilidades a los inversionistas extranjeros y las primeras concesiones las recibieron Edward L. Doheny y Weetman D. Pearson. A la caída de Porfirio Díaz, el gobierno revolucionario del Presidente Francisco I. Madero expidió, el 3 de junio de 1912, un decreto para establecer un impuesto especial del timbre sobre la producción petrolera y, posteriormente ordenó que se efectuará un registro de las compañías que operaban en el país, las cuales controlaban el 95 por ciento del negocio. Posteriormente, en 1915,

Venustiano Carranza creó la Comisión Técnica del Petróleo y en 1918 estableció un impuesto sobre los terrenos petroleros y los contratos para ejercer control de la industria y recuperar en algo lo enajenado por Porfirio Díaz, hecho que ocasionó la protesta y resistencia de las empresas extranjeras.

Con el auge petrolero, las compañías se adueñaron de los terrenos con petróleo. Por ello, el gobierno de Carranza dispuso que todas las compañías petroleras y las personas que se dedicaran a exploración y explotación del petróleo debieran registrarse en la Secretaría de Fomento.



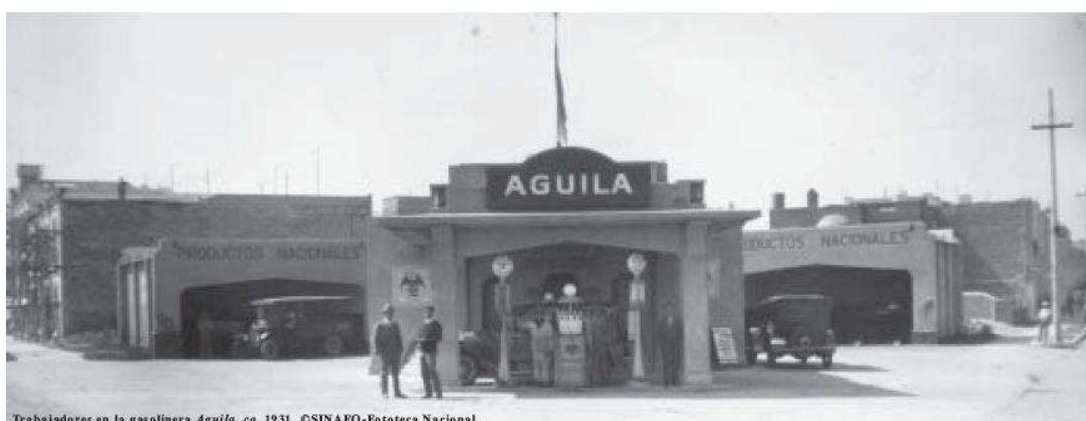
Fuente: Archivo histórico de PEMEX

La segunda década del siglo fue una época de febril actividad petrolera, que tuvo una trayectoria ascendente hasta llegar, en 1921, a una producción de crudo de poco más de 193 millones de barriles, que colocaba a México como segundo productor mundial, gracias al descubrimiento de yacimientos terrestres de lo que se llamó la “Faja

de Oro”, al norte del Estado de Veracruz, que se extendían hacia el Estado de Tamaulipas. Uno de los pozos más espectaculares en los anales de la historia petrolera del mundo fue el “Cerro Azul No. 4”, localizado en terrenos de las haciendas de “Toteco” y “Cerro Azul”, propiedad de la “Huasteca Petroleum Company”, que ha sido uno de los mantos petroleros más productivos a nivel mundial, al obtener una producción al 31 de diciembre de 1921, de poco más de 57 millones de barriles.

Durante años, los trabajadores de las compañías petroleras buscaron hacer valer sus derechos laborales, en tanto que los propietarios de las compañías extranjeras intentaban por todos los medios mantener sus ganancias. De esta forma, el abril de 1915, trabajadores de la refinería de “El Águila” realizaron una huelga, la cual se levantó tres días después al concluir las negociaciones entre la empresa y los huelguistas. Con este movimiento, se inició el sindicalismo petrolero, que marcaría

el comienzo de una acción concertada de protesta laboral en contra de las compañías petroleras. Durante 1916 y 1917 hubo otros intentos de emplazamiento a huelga en “El Águila” y la “Huasteca Petroleum”; sin embargo, estos movimientos fueron reprimidos violentamente por el Ejército y guardias blancas, castigando a los incitadores.



Fuente: *Diario de Campo*, INAH

En 1919, se registraron nuevos conflictos laborales, esta vez en contra de la “Pierce Oil Corporation”, en Tampico, que se extendieron hacia las compañías “Huasteca”, “Corona”, “El Águila”, “Mexican Gulf y Texas”. En esa época, el Ejército Mexicano intervino para disolver un movimiento de huelguistas, quienes pretendían incendiar la refinería de la “Pierce Oil Corporation”.

Una vez más, en 1924, se levantó una huelga en Tampico contra “El Águila”, en la cual los trabajadores resultaron triunfantes al lograr que la empresa reconociese al sindicato y se concertase la firma de un contrato colectivo de trabajo, uno de los primeros en el país. Esto sería significativo para los acontecimientos futuros en el campo sindical petrolero. De esta manera, uno de las primeras acciones importantes del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana, constituido el 16 de agosto de 1935, fue la redacción de un proyecto de contrato, el cual se elaboró luego de la experiencia del conflicto generado en 1924 en contra de la compañía “El Águila”. Este documento pretendía sustituir los distintos contratos colectivos que regían las relaciones laborales en cada una de

las empresas. Este documento, llamado "Contrato Colectivo de Aplicación General", se envió a cada una de las 17 compañías petroleras y navieras, mientras que el sindicato petrolero advertía de un emplazamiento a huelga si no se aceptaban negociaciones sobre las bases de este proyecto, el cual recibió una concertada negativa por parte de los patrones, quienes, por su parte, tenían otra propuesta laboral que no fue aceptada tampoco por los trabajadores.

Debido a este desacuerdo, el 28 de mayo de 1937 estalló una huelga en contra de las compañías extranjeras que duró doce días, la cual fue declarada legal por parte de la Junta de Conciliación y Arbitraje, lo que motivó la intervención conciliatoria del gobierno del Presidente Cárdenas ante la gravedad de la paralización en la vida económica del país.

Luego de que los trabajadores reanudaron sus actividades el 9 de junio de ese año, la Junta de Conciliación emitió un Laudo a su favor en el juicio laboral que habían entablado en contra de las compañías extranjeras. En este juicio, las autoridades laborales incluyeron la realización de un peritaje sobre las condiciones financieras y operativas de las empresas para saber realmente si podían o no cumplir las exigencias del sindicato. Ante el incumplimiento del Laudo emitido por la Junta de Conciliación y Arbitraje que condenaba a las compañías extranjeras a



Fuente: Archivo histórico de PEMEX

cumplir las recomendaciones hechas por dicho peritaje, el 18 de marzo de 1938 el Presidente Lázaro Cárdenas del Río decretó la expropiación de la industria petrolera, luego de que los empresarios no sólo incurrieran en un caso de rebeldía ante una sentencia, sino que vulneraban la misma soberanía nacional dejándola a expensas de las maniobras del capital extranjero.

El país enfrentó serias dificultades técnicas y económicas para sacar adelante a la industria petrolera después de la expropiación petrolera. Sin embargo, a partir de ese momento se dio el impulso para que México diera un salto importante en

su proceso de industrialización, en el cual el petróleo tuvo un gran valor estratégico.

El 7 de junio de 1938 se creó Petróleos Mexicanos (PEMEX) para administrar y operar la industria petrolera nacionalizada. Asimismo, se añadió a la Constitución un artículo para que esta industria no pudiera ser adquirida, poseída o explotada por particulares. Por decreto, publicado el 9 de noviembre de 1940, se suprimía el otorgamiento de concesiones en la industria y la explotación de los hidrocarburos sólo podría realizarla el Estado Mexicano. En los primeros días de la expropiación petrolera, algunas refinerías estaban paralizadas y otras laboraban a la mitad de su capacidad, cuyo funcionamiento, por falta de equipo, era realmente precario. Pese a todos estos problemas, PEMEX pudo mantener el nivel de ocupación y concedió buena parte de las mejoras laborales anotadas en el laudo de la junta de trabajo.



Fuente: Archivo histórico de PEMEX

La nueva administración, bajo el mando del ingeniero Vicente Cortés Herrera, emprendió la reparación de plantas refinadoras y tuberías, pintó las estaciones de servicio, adquirió unidades de transporte, pagó impuestos y rebajó los precios de los productos para el consumidor nacional. 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 en 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, Salamanca, Ciudad Madero, la nueva 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.

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.



«Tanques de almacenamiento de petróleo», Ciudad de México, 1900, ©SINAFO-Fototeca Nacional.

Fuente: *Diario de Campo*, INAH

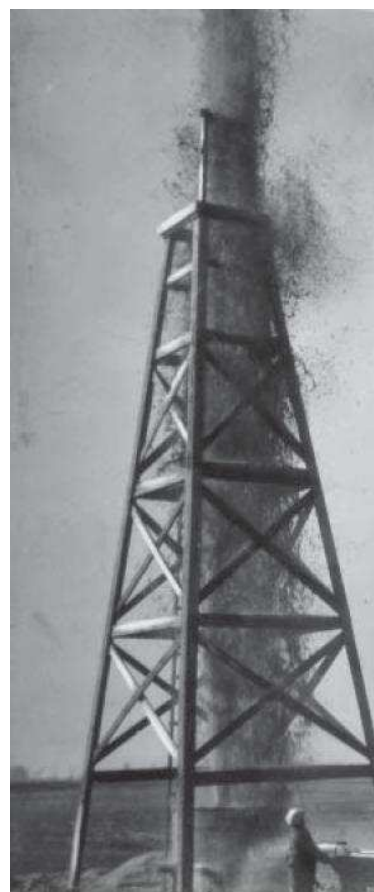
En los años setenta, se da un impulso importante a la refinación, al entrar en operación las refinерías de “Miguel Hidalgo”, en Tula, Hidalgo; “Ing. Héctor Lara Sosa”, en Cadereyta, Nuevo León, así como la “Ing. Antonio Dovalí Jaime”, en Salina Cruz, Oaxaca. A partir de 1976, se impulsó una mayor actividad 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 por ciento 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 la 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 incorporaba criterios de productividad, responsabilidad y 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



Brote de petróleo en un pozo, ca. 1935. ©SINAFO-Fototeca Nacional.

Fuente: Diario de Campo, INAH

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 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 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 mil 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.

Actualmente, Petróleos Mexicanos es la empresa más grande de México y una de las diez empresas petroleras más grandes del mundo, tanto en términos de activos como de ingresos.

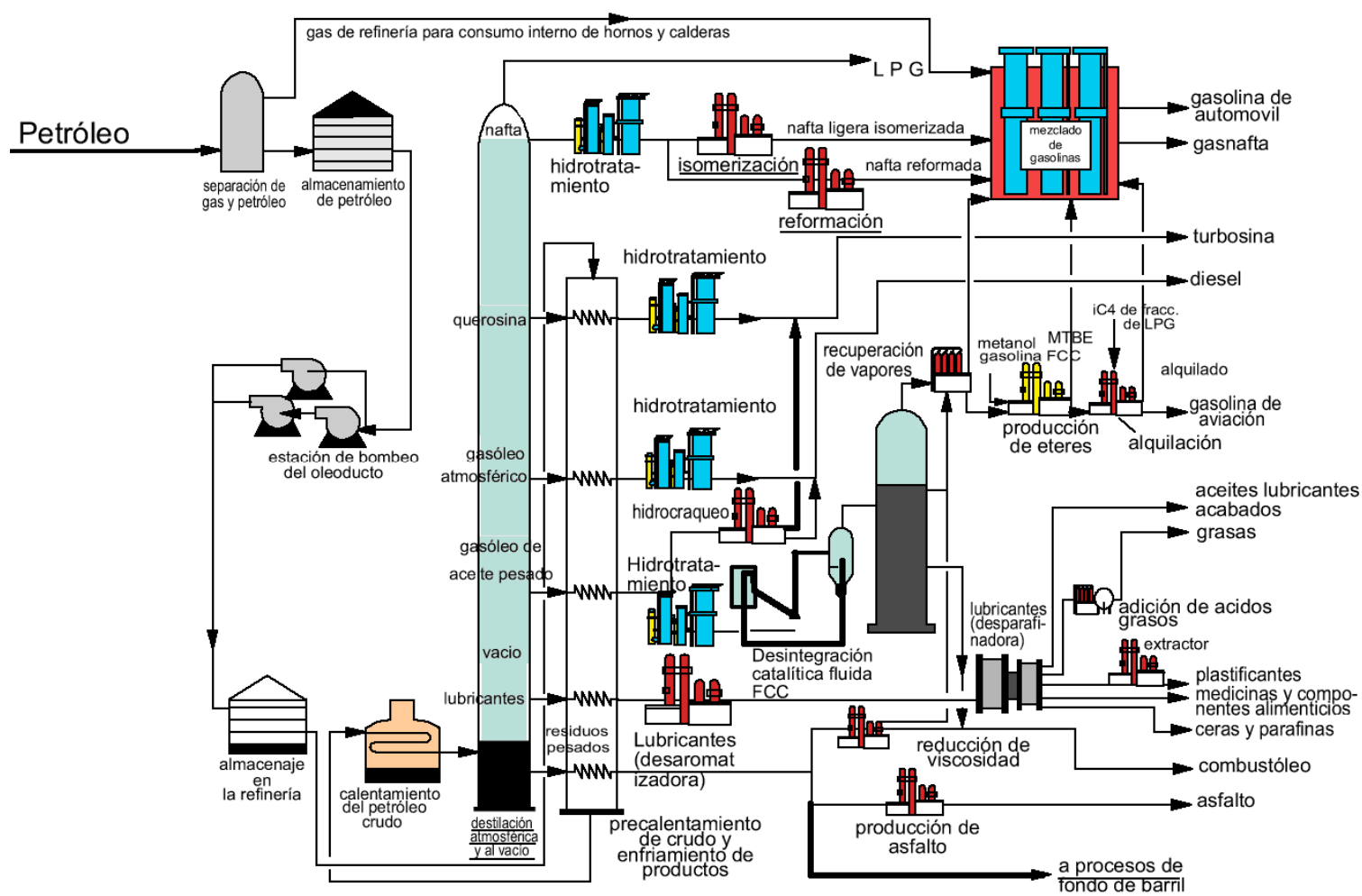


Fuente: Informe de Desarrollo Sustentable 2005, PEMEX

ANEXO II PROCESOS DE REFINACIÓN

A continuación se listan los procesos generales de refinación y las operaciones asociadas:

Figura AII.1. Esquema del proceso de refinación (@IMP, 2006)



PROCESOS DE SEPARACIÓN.

El petróleo está constituido de una mezcla de hidrocarburos donde se incluyen compuestos aromáticos, nafténicos y parafínicos con pequeñas cantidades de impurezas como nitrógeno, azufre, oxígeno y metales. La primera fase de la

refinación de petróleo consiste en separar el aceite crudo en sus principales componentes sobre la base de sus puntos de ebullición empleando tres subprocesos: destilación atmosférica, destilación al vacío y recuperación de constituyentes ligeros (procesamiento de gas).

- **Desalado del petróleo crudo.** Antes de la separación en fracciones, el petróleo crudo debe usualmente ser tratado para quitar sales corrosivas. El desalado es un proceso que también elimina algunos de los metales y los sólidos suspendidos que causan la desactivación del catalizador.

El desalado implica mezclar el petróleo crudo calentado con agua (cerca del 3 al 10 por ciento del volumen de petróleo crudo) para que las sales se disuelvan en el agua. El agua entonces se debe separar del petróleo crudo agregando un desemulsificador o, más comúnmente, aplicando un campo de alto potencial eléctrico.

- **Destilación atmosférica.** Este es el primer proceso que aparece en una refinería. El petróleo que se recibe por ductos desde las instalaciones de producción, se almacena en tanques cilíndricos verticales, de donde se bombea a las instalaciones de destilación atmosférica para recibir un primer tratamiento, que consiste en la eliminación de sales (desalado). El petróleo crudo ya desalado se calienta en un intercambiador de calor y un horno alrededor de 400 °C y se alimenta a una columna vertical de destilación a presión atmosférica donde la mayor parte de la alimentación se vaporiza y es separada en varias fracciones al condensarse en bandejas de fraccionamiento, cada bandeja corresponde a una temperatura diferente de condensación. Estas son conducidas subsecuentemente a diferentes tipos de tratamiento. Las fracciones más ligeras se condensan y son reunidas en el domo de la columna. Las fracciones más pesadas, que no pueden vaporizarse en la columna, son la alimentación de la columna a vacío. Dentro de cada torre de destilación, varias corrientes de vapor laterales (por lo menos cuatro) de componentes de bajo punto de ebullición son removidas de diferentes bandejas en la torre. Estas mezclas de bajo punto de ebullición están en equilibrio con los componentes más pesados que se deben remover.

Las corrientes laterales son mandadas a una torre pequeña de separación que contiene de cuatro a diez bandejas con vapor inyectado en el fondo de la bandeja. Las corrientes de vapor separan los componentes ligeros de los más pesados y ambos son alimentados de nueva cuenta a la torre.

Las fracciones obtenidas de la destilación atmosférica incluyen gas combustible no condensable (principalmente metano y etano), nafta, gasolina, queroseno, gasóleo, diesel, aceite combustible ligero, turbosina, gasóleo pesado. En el fondo de la torre queda el denominado "crudo reducido" o residuo primario constituido por compuestos de petróleo con un alto punto de ebullición. Usualmente el gas combustible contiene también sulfuro de hidrógeno y gases de amoniaco. La mezcla de estos gases es conocida como "gas amargo", este es mandado al sistema de tratamiento de gas que separa el gas del combustible para que se pueda utilizar en los hornos y calderas de la propia refinería.

- **Destilación al vacío.** El "crudo reducido" pasa a una segunda columna de destilación que opera a condiciones de vacío donde se logra la vaporización adicional de gasóleos con alto punto de ebullición y residuos de vacío que se utilizan en la preparación de combustóleos, asfalto y como alimentación en plantas reductoras de viscosidad para su conversión a productos ligeros. En la unidad de destilación a vacío, los residuos primarios son calentados a temperaturas que van de 370 a 425 °C (700 a 800 °F). El crudo reducido es introducido a una columna de destilación a vacío multiplatos que opera en presiones absolutas que van de 350 a 1400 kilogramos por metro cuadrado (kg/m²) (0.5 a 2 libras por pulgada cuadrada absoluta [psia]).

En la columna a vacío, las fracciones de punto de ebullición cercano se separan por vaporización y condensación. El vapor que se genera se inyecta normalmente en el fondo de la columna para ayudar a la separación, reduciendo las presiones parciales efectivas de los componentes. Las fracciones de petróleo que se obtienen incluyen lubricantes, una variedad de asfalto, y aceites residuales. El vacío en la columna de la destilación es

mantenido generalmente por el uso de eyectores de vapor pero puede ser mantenido por el uso de bombas de vacío.

PROCESOS DE CONVERSIÓN DEL PETRÓLEO

Para satisfacer las demandas de gasolina de alto octanaje, turbosina y combustible diesel, los componentes tales como aceites residuales, aceites combustibles y ligeros son convertidos a gasolinas y otras fracciones ligeras. Los procesos de reducción de viscosidad, la desintegración catalítica y el coqueado se utilizan para romper grandes moléculas de petróleo y volverlas pequeñas. Los procesos de polimerización y alquilación se utilizan para combinar moléculas pequeñas de petróleo y hacerlas más grandes. Los procesos de isomerización y reformado se aplican para volver a arreglar la estructura de moléculas de petróleo para producir moléculas de valor más alto de un tamaño molecular semejante.

- **Reducción de la viscosidad o cracking térmico.** Consiste en la desintegración térmica incipiente de residuos de vacío, y ocasionalmente de residuos de destilación atmosférica, para obtener un residuo de menor viscosidad que permite disminuir el consumo de diluyentes en la preparación de combustóleos. Emplea calor y presión para romper moléculas grandes de hidrocarburos en moléculas ligeras más pequeñas.

El proceso ha sido reemplazado en gran parte por el cracking catalítico. Ambos reducen la producción de compuestos menos valiosos tales como aceite combustible pesado y aumenta la eficiencia del cracking catalítico y de la gasolina. La alimentación a la unidad de reducción de la viscosidad es aceite combustible pesado y residuos de la unidad de destilación a vacío. La alimentación es calentada en un horno u otra unidad térmica hasta 535 °C y entonces se alimenta a una cámara de reacción que se mantiene en una presión cercana a 965 kPa. Después la corriente del proceso se mezcla con una corriente más fría de recirculación, que detiene las reacciones de craqueo. El producto entonces es alimentado a una unidad flash, donde la

presión se reduce y los productos más ligeros vaporizan y son removidos. Los productos más ligeros son alimentados a una torre de fraccionamiento para separar las diversas fracciones. Los "fondos" consisten en residuo pesado, una parte de este se recircula para refrescar la corriente del proceso que sale de la cámara de reacción; los fondos restantes se mezclan generalmente con el combustible residual.

- **Desintegración catalítica.** También denominada cracking catalítico, tiene como objetivo maximizar la producción de gasolinas mediante el uso de calor, presión y catalizadores que transforman los hidrocarburos modificando el mecanismo de ruptura de los enlaces de carbono y aumentando la velocidad de transformación; así mismo, disminuyen o eliminan reacciones secundarias indeseables y la severidad de las primarias. Los catalizadores pueden tener como soporte arcilla natural o ser sintéticos como la sílice-aluminato.

El cracking catalítico ha reemplazado en gran parte al cracking térmico debido a que es capaz de producir gasolina con un octanaje más alto y gases combustibles menos pesados. La alimentación consiste en aceites ligeros y pesados (con puntos de ebullición de 345 a 540 °C) de la unidad de la destilación, destilación a vacío, coqueado y desasfaltado; que se procesan principalmente para obtener gasolina, así como algunos gases de petróleo combustible. La mayoría de los catalizadores utilizados consisten en mezclas del cristal sintético silicio-alumina llamado "zeolita," y silica-alumina amorfa.

Este proceso también produce coque el cual se adhiere en la superficie del catalizador y disminuye sus propiedades catalíticas. El catalizador, por lo tanto, necesita ser regenerado continua y periódicamente, esencialmente quemando el coque en el catalizador a temperaturas altas. El método y la frecuencia con las que los catalizadores se regeneran son un factor de gran importancia en el diseño de unidades de desintegración catalítica. Varios diseños se encuentran actualmente en uso en los EE.UU., incluyendo reactores de lecho fijo, reactores de lecho móvil, reactores de lecho fluidizado, o bien, de lecho mixto. Los reactores de lecho móvil y de lecho fluidizado son los predominantes.

Las unidades de cracking catalítico fluidizado (FCCU's) son las unidades catalíticas más comunes de cracking. En el proceso de lecho fluidizado, el vapor de petróleo y el petróleo precalentado de 270 a 430 °C, se ponen en contacto con el catalizador que se encuentra a una temperatura de 700 °C, ya sea en el reactor mismo o en la línea de alimentación al reactor, llamada tubo incrementador. El catalizador se encuentra en forma de gránulos muy finos que, cuando se mezclan con el vapor, adquieren muchas de las propiedades de un fluido. El catalizador caliente vaporiza la alimentación haciendo que ambos lleguen a la temperatura deseada de reacción (470 a 530 °C). El catalizador fluidizado y el vapor de los hidrocarburos que han reaccionado se separan mecánicamente en el reactor mediante ciclones; y cualquier aceite que queda en el catalizador es removido mediante vapor. Los vapores craqueados del petróleo son alimentados a una torre de fraccionamiento donde las fracciones deseadas se separan y son recolectadas. El catalizador gastado se va al fondo del reactor y es mandado a unas charolas por medio de vapor, donde se eliminan los hidrocarburos absorbidos, una vez hecho esto es enviado a un regenerador, en el cual el coque depositado en el catalizador como resultado de las reacciones de craqueo, se quema en un proceso controlado de combustión con aire precalentado. La temperatura del regenerador es generalmente de 595 a 675 °C. El catalizador es entonces recirculado para ser mezclado con la alimentación fresca de hidrocarburos.

En el proceso de lecho móvil (usualmente llamado Cracking catalítico Thernafor TCC), el petróleo es calentado hasta 705 °C y es pasado bajo presión por el reactor, donde se pone en contacto con una corriente de catalizador en forma de cuentas o pastillas localizadas en el domo del reactor. Las reacciones de cracking suceden cuando el catalizador y los hidrocarburos se mueven consecutivamente hacia abajo por el reactor a una zona donde el catalizador se separa de los vapores. Los productos gaseosos de la reacción van a un fraccionador donde se separan y recolectan. El catalizador se regenera en un proceso continuo donde los depósitos de coque se queman después de eliminar los hidrocarburos residuales. El

catalizador regenerado se separa de los gases de chimenea y se recircula para ser mezclado con la alimentación fresca de hidrocarburo. En los últimos años los reactores de lecho móvil han sido reemplazados en gran parte por reactores de lecho fluidizado.

- **Coqueado.** El coqueado es un proceso térmico que se utiliza para convertir el aceite combustible residual de bajo valor a gasóleo (de un valor más elevado), a coque de petróleo y fracciones más ligeras de petróleo. Los residuos de la destilación al vacío se craquean en el proceso de coqueado a temperatura alta y una presión baja. El coqueado retardado es el proceso más utilizado, aunque el coqueado en lecho fluido también es una opción.

El coque de petróleo producido, es carbón esencialmente sólido con cantidades variables de impurezas, y se utiliza como un combustible para centrales eléctricas si el contenido de azufre es suficientemente bajo. El coque tiene también aplicaciones no combustibles; como materia prima para muchos productos de carbón y grafito, incluyendo ánodos para la producción de aluminio, y de electrodos de horno para la producción de fósforo elemental, bióxido de titanio, carburo de calcio y carburo de silicio.

El coqueado en lecho fluido produce coque de mejor calidad. En operaciones de coqueado retardado, el proceso básico es el mismo que el de cracking térmico, sólo que las corrientes de alimentación pueden reaccionar durante más tiempo sin ser enfriadas.

La corriente de alimentación del coqueado retardado consiste en aceites residuales de varios procesos anteriores, que son primero introducidos a una torre de fraccionamiento donde los compuestos residuales más ligeros son removidos y los pesados se condensan. Los componentes pesados se remueven y son calentados en un horno alrededor de 480 a 535 °C y entonces se alimentan (en estado líquido – vapor) a una bandeja llamada “tambor de coque” donde con tiempo controlado de residencia, a una presión de 205 a 210 kPa, y temperatura de 400 °C, se craquea para formar coque y vapores. Cuando el tambor de coque se llena del producto, la alimentación es cambiada a un tambor paralelo vacío. Los vapores a alta temperatura de los

tambores de coque, que contiene productos como hidrocarburos ligeros craqueados, sulfuro de hidrógeno, y amoniaco, se alimentan de nueva cuenta al fraccionador para controlar el tiempo de residencia en el calentador o se almacenan como productos intermedios. Se inyecta entonces vapor en el tambor repleto de coque para quitar los vapores de hidrocarburos, y agua para enfriar el coque y retirarlo del tambor. Los productos son: Coque de petróleo, gasóleo, y fracciones más ligeras de petróleo.

En el proceso de coqueado fluido, usualmente llamado Flexicoking, las alimentaciones residuales de aceites se inyectan en el reactor, donde son craqueados térmicamente, convirtiéndose en coque y una gran variedad de productos en fase vapor. Los vapores salen del reactor y se agotan en un depurador, donde las impurezas de coque se quitan. Los vapores entonces se fraccionan. El coque del reactor entra en un calentador y se desvolatiliza. Los volátiles del calentador se tratan para la eliminación de impurezas y azufre para dar un gas libre de partículas y bajo contenido de azufre. El coque desvolatilizado se recircula del calentador a un gasificador donde 95% del coque del reactor se gasifica a una temperatura alta con vapor y aire o con oxígeno. Los productos y el coque gaseoso del gasificador son devueltos al calentador para suministrar calor para la desvolatilización. Estos gases salen del calentador con los volátiles para ir a un proceso de eliminación de azufre y partículas.

- **Polimerización.** La polimerización se utiliza para convertir propano y butano en gasolina con alto octanaje. El proceso es semejante a la alquilación en cuanto a la alimentación y productos, pero a menudo se utiliza como una alternativa menos costosa que la alquilación. Las reacciones suceden típicamente a presión alta en la presencia de un catalizador de ácido fosfórico. La alimentación debe estar libre de azufre, que envenena el catalizador; materiales que neutralicen el catalizador; y oxígeno, que afecta las reacciones.

La alimentación de propano y butano se lava primero con sosa cáustica para quitar mercaptanos (moléculas que contienen azufre), después con una solución de amina para quitar el sulfuro de hidrógeno, posteriormente con agua para quitar la sosa y las aminas, y finalmente se seca pasando la corriente por un gel de sílice o un secador molecular de tamiz.

- **Alquilación.** La alquilación se utiliza para producir una gasolina de alto octanaje mezclando el isobutano formado principalmente durante el cracking catalítico y las operaciones de coqueado, pero también del reformado catalítico, la destilación de crudo y gas natural. La alquilación une una olefina y una isoparafina utilizando ácido sulfúrico o ácido fluorhídrico como catalizador. Los productos son alquilados líquidos como propano y butano. Cuando la concentración del ácido llega a ser el menor de 88%, parte del ácido se debe quitar y reemplazar con ácido más fuerte. En el proceso con ácido fluorhídrico, la corriente de ácido se redestila. Los productos disueltos de la polimerización se quitan del ácido en forma de una nata oscura de petróleo. El ácido fluorhídrico concentrado se recircula. Las unidades de alquilación con ácido fluorhídrico requieren de un diseño especial.
- **Isomerización.** La isomerización se utiliza para alterar el arreglo de una molécula sin agregar o quitar algo de la molécula original. Usualmente, las parafinas (butano o pentano de la unidad de destilación de crudo) son convertidas a isoparafinas que tiene un octanaje mucho más alto.

Las reacciones de isomerización suceden en un intervalo de temperaturas de 100 a 200 °C en presencia de un catalizador que consiste generalmente en platino soportado en una base. En el reactor, la alimentación debe estar libre de fuentes de oxígeno (incluyendo agua) para evitar problemas de desactivación y corrosión. Otro tipo de catalizador emplea una base molecular tipo tamiz y no requiere una alimentación seca y libre de oxígeno. Ambos tipos de catalizadores requieren una atmósfera de hidrógeno para aminorar los depósitos de coque; sin embargo, el consumo de hidrógeno es insignificante. Los catalizadores necesitan usualmente ser reemplazados cada dos o tres años.

Los ligeros se separan de la corriente de producto que salen del reactor y entonces son mandados a la unidad de tratamiento de gas amargo. Algunas unidades de isomerización utilizan tratamiento cáustico en la corriente de ligeros para neutralizar algún ácido clorhídrico que se haya depositado. Esto tendrá como resultado un cloruro de calcio (u otras sales) en la corriente del desecho.

- **Reformado Catalítico.** El reformado catalítico utiliza reacciones catalíticas para procesar corrientes de la línea de pesados de bajo octanaje de la unidad de destilación (gasolinas y naftas) en aromáticos de alto octanaje (incluyendo el benceno). Hay cuatro tipos de reacciones que ocurren durante los procesos de reformado: deshidrogenación de naftenos a aromáticos; deshidrociclización de parafinas a aromáticos; isomerización; e hidrocracking.

Las reacciones de deshidrogenación son muy endotérmicas, requiriendo que la corriente de hidrocarburos sea calentada entre cada lecho de catalizador. Todas las reacciones exceptuando la de hidrocracking producen hidrógeno que se puede utilizar en los procesos de hidrotratamiento o hidrocracking. Los procesos de lecho mixto o lecho fluidizado se utilizan en una serie de tres a seis reactores. Las alimentaciones al reformador catalítico son generalmente hidrotratadas para quitar el azufre, nitrógeno y los contaminantes metálicos. En el proceso de reformado continuo, los catalizadores se pueden regenerar en un reactor a la vez, una o dos veces al día, sin interrumpir la operación de la unidad. En unidades semiregenerativas, la regeneración de todos reactores se puede llevar a cabo simultáneamente después de 3 a 24 meses de operación interrumpiendo el proceso. Debido a la legislación se ha limitado la cantidad admisible de benceno en la gasolina, por lo que el reformado catalítico ya no se utiliza. Los catalizadores utilizados en el reformado catalítico son extremadamente caros y hay que tomar ciertas medidas para asegurar que el catalizador no se pierda. Cuando el catalizador ha perdido su actividad y ya no puede ser regenerado, se manda generalmente fuera del proceso para la recuperación de los metales.

-
- **Reformación de naftas.** Los cortes de nafta que se obtienen por destilación directa de cualquier tipo de petróleo presentan un número de octano muy bajo (de 45 a 55). Es necesario entonces modificar su estructura química, y para ello se utiliza el proceso de reformación en el que a condiciones de presión moderada y alta temperatura, se promueven reacciones catalíticas que conducen a la generación de compuestos de mayor octano como son los aromáticos y las isoparafinas a partir de hidrocarburos de tipo nafténico y parafínico. Como subproducto se forma hidrógeno, que se utiliza en la misma refinería en los procesos de hidrotreamiento. Las reacciones son promovidas por catalizadores basados en alúmina como soporte de metales activos (platino-renio o platino-estaño).
 - **Hidrocracking.** El hidrocracking catalítico utiliza normalmente una mezcla de un reactor de cracking catalítico de lecho fijo con cracking que se da a alta presión en presencia de hidrógeno. La alimentación a las unidades de hidrocracking es a menudo fracciones que son difíciles de craquear eficientemente en las unidades de cracking catalítico. Estas incluyen: destilados medianos, aceites cíclicos, aceites combustibles residuales y crudos reducidos. El hidrógeno suprime la formación de materia residual pesada y aumenta el rendimiento de gasolina reaccionando con los productos ya craqueados. Sin embargo, este proceso rompe también los hidrocarburos pesados que contienen azufre y nitrógeno y libera estas impurezas que pueden ensuciar el catalizador. Por esta razón, la alimentación es a menudo sometida a hidrotreamiento para quitar las impurezas.

A veces el hidrotreamiento se logra utilizando el primer reactor del proceso de hidrocracking para quitar las impurezas. El agua también tiene un efecto perjudicial en algunos catalizadores de hidrocracking y se debe quitar antes de alimentar al reactor. El agua se quita pasando la corriente de alimentación por un gel de sílica o un secador de criba molecular. Dependiendo de los productos deseados y el tamaño de la unidad, el hidrocracking catalítico se realiza en una sola etapa o varias etapas de reacción. La mayoría de los catalizadores consisten en una mezcla de sílice-alumina con cantidades

pequeñas de metales del grupo de tierras raras. La alimentación a la unidad de hidrocracking también es usualmente hidrotratada para eliminar el sulfuro de hidrógeno y el amoníaco que envenenan al catalizador.

Se producen corrientes de gas amargo y agua amarga en el fraccionador, pero con el hidrotratamiento es posible eliminar en gran medida el contenido de estos contaminantes. El catalizador es generalmente regenerado fuera del proceso después de dos o cuatro años de operación.

PROCESOS DE TRATAMIENTO DEL PETRÓLEO

Los procesos de tratamiento de Petróleo estabilizan y mejoran los productos finales, separándolos de productos menos deseables y quitando trazas de elementos indeseables como azufre, nitrógeno y oxígeno mediante hidrodesulfuración, hidrotratamiento, endulzamiento químico, y/o remoción. Los procesos de tratamiento, empleados principalmente para la separación de productos de petróleo, incluyen el proceso de desasfaltado. El desasfaltado se utiliza para quitar sales, minerales, arena, y el agua de alimentación del petróleo crudo antes de refinar.

- **Hidrotratamiento.** El hidrotratamiento es un proceso que se utiliza para quitar impurezas como azufre, nitrógeno, oxígeno, halógenos e impurezas de metales que pueden desactivar a ciertos catalizadores. El hidrotratamiento mejora también la calidad de fracciones convirtiendo olefinas y diolefinas a parafinas con el propósito de reducir la formación de resina en combustibles. El hidroprocesamiento, utiliza comúnmente residuos de las unidades de destilación de crudo, también convierte estas moléculas más pesadas a productos ligeros más rentables. Las unidades de hidrotratamiento e hidroprocesamiento se colocan generalmente antes de las unidades que emplean catalizadores, en las que el azufre y nitrógeno podrían tener efectos adversos en el catalizador, como el reformado catalítico y las unidades de hidrocracking.

Los procesos utilizan catalizadores en presencia de pequeñas cantidades de hidrógeno a presión y temperaturas altas para que reaccionen tanto la alimentación como las impurezas con el hidrógeno. Los reactores son en su mayoría de lecho mixto, el catalizador se regenera después de meses o años de operación. Además de los productos tratados, el proceso genera una corriente de gases ligeros combustibles, sulfuro de hidrógeno, y de amoníaco. El producto tratado y el gas rico en hidrógeno se enfrían después de que salen del reactor antes de que sean separados. El hidrógeno es recirculado al reactor. La corriente remanente de gas puede tener demasiado sulfuro de hidrógeno y gas combustible. El gas combustible y el sulfuro de hidrógeno se mandan usualmente a la unidad de tratamiento de gas amargo, y a la unidad de recuperación de azufre. Los catalizadores son típicamente óxidos de cobalto o molibdeno en base alúmina, pero pueden contener también níquel y tungsteno.

- **Hidrodesulfuración de destilados intermedios.** El proceso se divide en tres secciones: reacción, separación y estabilización. En la sección de reacción se lleva a cabo una reducción catalítica con hidrógeno de olefinas, nitrógeno, azufre y oxígeno.

En la separación se recircula la corriente de hidrógeno que no reaccionó y el líquido del separador al cual se le eliminan los hidrocarburos ligeros y el ácido sulfhídrico producido (gas amargo). La sección de estabilización tiene como finalidad eliminar el remanente de gas amargo y ajustar por destilación la fracción de hidrocarburos.

- **Hidrodesulfuración de naftas.** Se le denomina hidrotratamiento o hidrodesulfuración a este proceso debido al uso de hidrógeno para eliminar compuestos de azufre presentes en los hidrocarburos formando ácido sulfhídrico.

En el proceso ocurren reacciones adicionales que permiten complementar el tratamiento al eliminar compuestos nitrogenados, convertir las olefinas en compuestos saturados y reducir el contenido de aromáticos. El hidrotratamiento requiere de altas presiones y temperaturas; la conversión se

realiza en un reactor químico con catalizador sólido, constituido por alúmina impregnada con molibdeno, níquel y cobalto. Este paso permite preparar la carga para el proceso de reformación.

- **Endulzamiento.** El endulzado de destilados es alcanzado por la conversión de mercaptanos a disulfatos de alquilo en la presencia de un catalizador. La conversión puede ser seguida por un paso de extracción para la eliminación de los disulfatos de alquilo. En el proceso de la conversión, el azufre se añade al destilado amargo con una cantidad pequeña de sosa y aire. La mezcla entonces se pasa sobre un catalizador de lecho fijo, contra un flujo de sosa cáustica que entra del domo del recipiente.

En el proceso de la conversión y la extracción, el destilado amargo se lava con sosa y se pone en contacto en el extractor con una solución de catalizador y sosa. El destilado extraído se hace reaccionar con aire para convertir los mercaptanos a disulfatos. Después de la oxidación, el destilado se asienta, se agregan inhibidores, y es mandado a almacenamiento. La regeneración es alcanzada mezclando sosa del fondo del extractor con aire, y entonces separan los disulfatos y el aire en exceso.

- **Tratamiento químico.** En las refinerías de petróleo, el tratamiento de una sustancia química es utilizado para quitar o cambiar las propiedades indeseables asociadas con azufre, nitrógeno, u oxígeno que contaminan a los productos de petróleo. El tratamiento de una sustancia química es efectuado por extracción u oxidación (también llamado endulzamiento), dependiendo del producto. La extracción se utiliza para quitar azufre de las fracciones muy ligeras de petróleo, tal como propano/propileno (PP) y butano/butileno (BB). El endulzamiento, es más efectivo en gasolinas y productos destilados de peso medio.

Un proceso típico de extracción es la extracción "Merox". La extracción Merox se utiliza para quitar mercaptanos (compuestos orgánicos de azufre) de PP y corrientes de BB. Las corrientes de PP pueden experimentar un tratamiento de aminas antes de la extracción Merox para quitar el exceso de H₂S, que tiende a fraccionar con PP e interfiere en el proceso Merox. Un prelavado con sosa

cáustica del PP y BB quita algunas trazas de H₂S antes de extracción Merox. El PP y las corrientes de BB son conducidas por bandejas de la torre de extracción. La solución de sosa fluye hacia abajo de la torre de extracción absorbiendo los mercaptanos del PP y de las corrientes de BB.

La sosa rica en mercaptanos es regenerada oxidándolos y formando disulfuros en la presencia de un catalizador acuoso de Merox y la sosa pobre es recirculada a la torre de extracción. El disulfuro es insoluble y puede ser separado. La oxidación o "endulzamiento" se utiliza con fracciones de gasolina y destilado. Un proceso común de oxidación es también el proceso Merox que utiliza un lecho sólido de catalizador. Se inyecta aire y una cantidad mínima de sosa alcalina en la corriente de hidrocarburo. Como el hidrocarburo pasa por el lecho del catalizador Merox, los mercaptanos se oxidan a disulfuros. En el proceso de endulzamiento Merox, la sosa no es regenerada.

- **Endulzamiento de aminas.** El objetivo de este proceso es eliminar el ácido sulfhídrico y bióxido de carbono de corrientes de hidrocarburos líquidos y gaseosos mediante su absorción en soluciones acuosas de monoetanolamina (MEA) o dietanolamina (DEA).
- **Tratamiento cáustico.** Se utiliza para la eliminación de mercaptanos, ácido sulfhídrico, bióxido de carbono, sulfuro de carbonilo, fenoles y tiofenoles mediante su reacción con sosa, lo cual evita la corrosión causada en los equipos de proceso y la generación de olores.
- **Desasfaltado.** El desasfaltado polimeriza aceites residuales asfálticos por oxidación, incrementando su temperatura de fusión y dureza para lograr una mejor resistencia al clima. Los aceites, que contienen una cantidad grande de compuestos policíclicos aromáticos (aceites asfálticos), son oxidados soplando aire caliente a través de una mezcla calentada por lotes, o en un proceso continuo, pasando aire caliente a contracorriente al flujo del aceite.

La reacción es exotérmica, y se necesita en ocasiones vapor para el control de la temperatura. A veces, el cloruro férrico, o el penta óxido de fósforo se

utiliza como un catalizador para aumentar la rapidez de la reacción y para impartir características especiales al asfalto.

- **Extracción de solventes y descerado.** La extracción de solventes emplea solventes para disolver y quitar aromáticos de la alimentación de lubricantes, mejorar la viscosidad, la resistencia a la oxidación, la formación de color y resinas. Varios solventes se utilizan para este fin, los dos más comunes son furfural y fenol.

Generalmente la alimentación de lubricantes se contacta con el solvente en una torre empacada o en un disco rotatorio de contacto. Cada solvente tiene una proporción diferente de extracción y de recirculación dentro de la torre. Los solventes se recuperan de la corriente del petróleo por la destilación y la separación de vapor en un fraccionador.

La corriente extraída del solvente probablemente contiene concentraciones altas de sulfuro de hidrógeno, aromáticos, naftalenos y otros hidrocarburos, y a menudo es alimentada a la unidad de hidrocracking. La corriente de agua que sale del fraccionador contiene algunos aceites y solventes.

El descerado de los lubricantes es necesario para asegurar que los aceites tendrán la viscosidad apropiada en temperaturas más bajas a la ambiente. Dos tipos de procesos se utilizan: hidrocracking selectivo y descerado por solventes. En el hidrocracking selectivo, uno o dos catalizadores de zeolita se utilizan para craquear selectivamente las parafinas de cera. En el descerado por solventes, la alimentación de aceites se diluye con solventes para reducir la viscosidad, se enfría hasta que la cera se cristalizara, y entonces se filtra para quitar la cera. Los solventes utilizados para el proceso incluyen propano y las mezclas de metil etil cetona (MEK) con metil isobutil cetona (MIBK). El solvente se recupera de los aceites y la cera por calentamiento, en una separación en dos etapas, seguido por la separación del vapor.

La etapa de recuperación del solvente tiene como resultado agua contaminada que es mandada a la planta de tratamiento. La cera es

utilizada como alimentación a la unidad de cracking catalítico o es desgrasada y vendida como cera industrial.

ALMACENAMIENTO Y MANEJO DEL PRODUCTO FINAL

La fase final del proceso de refinación corresponde a la manipulación del producto, e incluye las siguientes actividades:

- **Mezclado.** La mezcla es la operación final en la refinería. Consiste en mezclar los diferentes productos en variadas proporciones para lograr ciertas especificaciones de presión, gravedad específica, contenido de azufre, viscosidad, octanaje, punto de ebullición inicial. Se puede llevar a cabo en las tuberías o en tanques de mezclado. Las emisiones a aire son COV's que se dan de los tanques de mezclado, válvulas, bombas y operaciones de mezclado.
- **Almacenamiento.** Esta operación no se realiza para todos los productos de una refinería, en algunos casos se tiene almacenamiento en tanques, a granel, o en tanques horizontales, dependiendo del estado físico del producto. Algunos productos son enviados directamente por ducto hasta su destino final.
- **Carga y descarga.** Esta etapa involucra el llenado de los contenedores para el transporte del producto así como su vaciado en el destino final.

SERVICIOS AUXILIARES

Ciertos procesos y equipo, que no está directamente implicado en la refinación de petróleo crudo, se utilizan en funciones esenciales para la buena operación de la refinería. Entre estos podemos mencionar:

- *Calderas*
- *Equipo de tratamiento de agua residual*

- *Plantas de producción de hidrógeno*
- *Planta recuperadora de azufre (Scrubbling de sulfuro de hidrógeno)*
- *Torres de enfriamiento*
- *Sistema de desfogue*
- *Compresor*
- *Turbinas*
- *Bombas, tuberías, válvulas*
- *Suministro eléctrico*
- *Producción de vapor*
- *Producción de asfalto*
- *Plantas de aminas*
- *Plantas de gas saturado e insaturado.*

Los productos de los servicios auxiliares (agua limpia, vapor, y el calor del proceso) son requeridos por la mayoría de las unidades del proceso a través de la refinería.

ANEXO III GUÍA DE ACCIÓN PARA PRODUCCIÓN MÁS LIMPIA

Esta guía consta de los siguientes formularios:

ETAPA I. ASPECTOS GENERALES	149
A1.- Información General de la Refinería	149
A2.- Organigrama de la Refinería.....	150
A3.- Organización de la Refinería para el Proyecto	151
 ETAPA II. ANÁLISIS DEL PROCESO.....	 152
B1.- Caracterización del Proceso.....	152
B2.- Caracterización de las etapas del proceso a analizar.....	153
B3.- Caracterización de Materias Primas	155
B4.- Caracterización de Materiales Secundarios	157
B5.- Caracterización de Insumos.....	159
B6.- Caracterización de Productos Terminados	161
B7.- Caracterización de Residuos Sólidos	163
B8.- Caracterización de Residuos Líquidos	165
B9.- Caracterización de Emisiones Atmosféricas.....	167
C1.- Balance de Masa.....	169
C2.- Visión General de los Aspectos Ambientales	170
C3.- Calificación de la Importancia de los Aspectos Ambientales	171
C4.- Cuantificación de las Pérdidas por Residuos y Emisiones.....	173
 ETAPA III. IDENTIFICACIÓN DE OPCIONES.....	 174
D1.- Generación de Opciones de Minimización.....	174
E1.- Selección de Opciones de Minimización.....	175
E2.- Descripción de la(s) Opción(es) de Minimización Seleccionada(s)	176
E3.-Evaluación Técnica de la(s) Opción(es) de Minimización Seleccionada(s)	177
E4.- Evaluación Ambiental de la(s) Opción(es) de Minimización Seleccionada(s)	179

E5.- Inversión de la(s) Opción(es) de Minimización Seleccionada(s).....	180
E6.- Ahorro Bruto Generado por la(s) Opción(es) de Minimización Seleccionada(s)	182
E7.- Cálculo de Flujo de Caja	184
E8.- Cálculo del Período de Retorno	185
E9.- Cálculo del Valor Actual Neto (VAN)	186
E10.- Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)	187
ETAPA IV. IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN	188
F-1.- Selección Final	188

ETAPA I. ASPECTOS GENERALES
FORMULARIO A1.- Información General de la Refinería

Nombre de la Refinería	
Dirección:	
Teléfono/Fax	
Correo Electrónico:	

Encargado de la evaluación en la refinería	
--	--

Código CIU		Máxima capacidad de producción	
Superficie (m ²)		Nº total de empleados	
Antigüedad		Nº total de Directivos	

Ciclo productivo:	Nº de turnos:	
	Nº horas por turno:	
	Nº días trabajados por semana:	

Clasificación Industrial:			
Inofensiva	<input type="checkbox"/>	Molesta	<input type="checkbox"/>
Insalubre o contaminante	<input type="checkbox"/>	Peligrosa	<input type="checkbox"/>
Zonificación			
Zona Residencial Exclusiva	<input type="checkbox"/>	Zona Mixta	<input type="checkbox"/>
Zona Industrial	<input type="checkbox"/>	Zona de protección ecológica	<input type="checkbox"/>

Facturación anual: \$	
Principales productos:	Cantidad (unidades o toneladas)/año

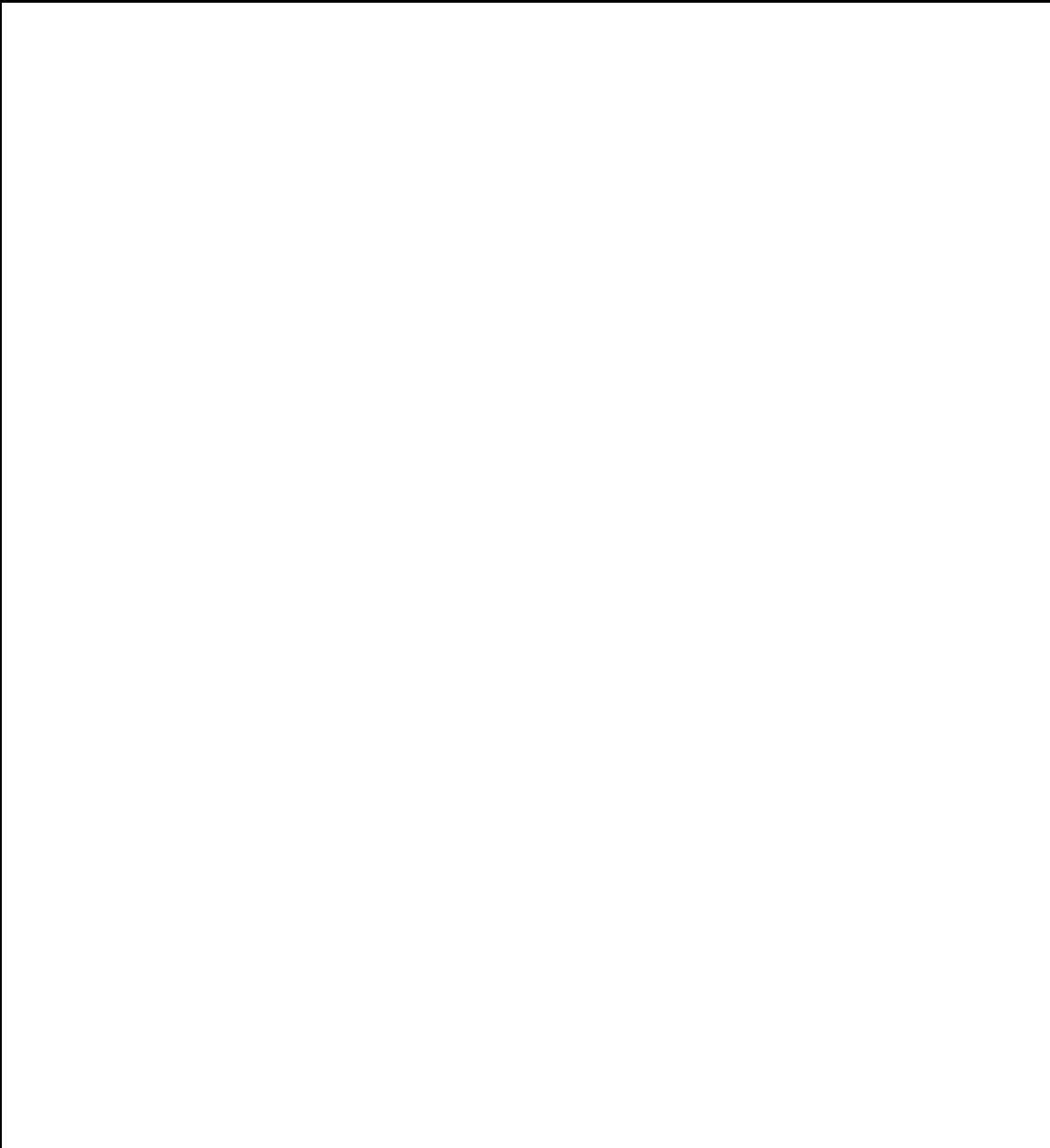
Objetivo de la evaluación: _____

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO A2.- Organigrama de la Refinería

Objetivo: Caracterizar el tipo de organización que posee la refinería a través de un organigrama

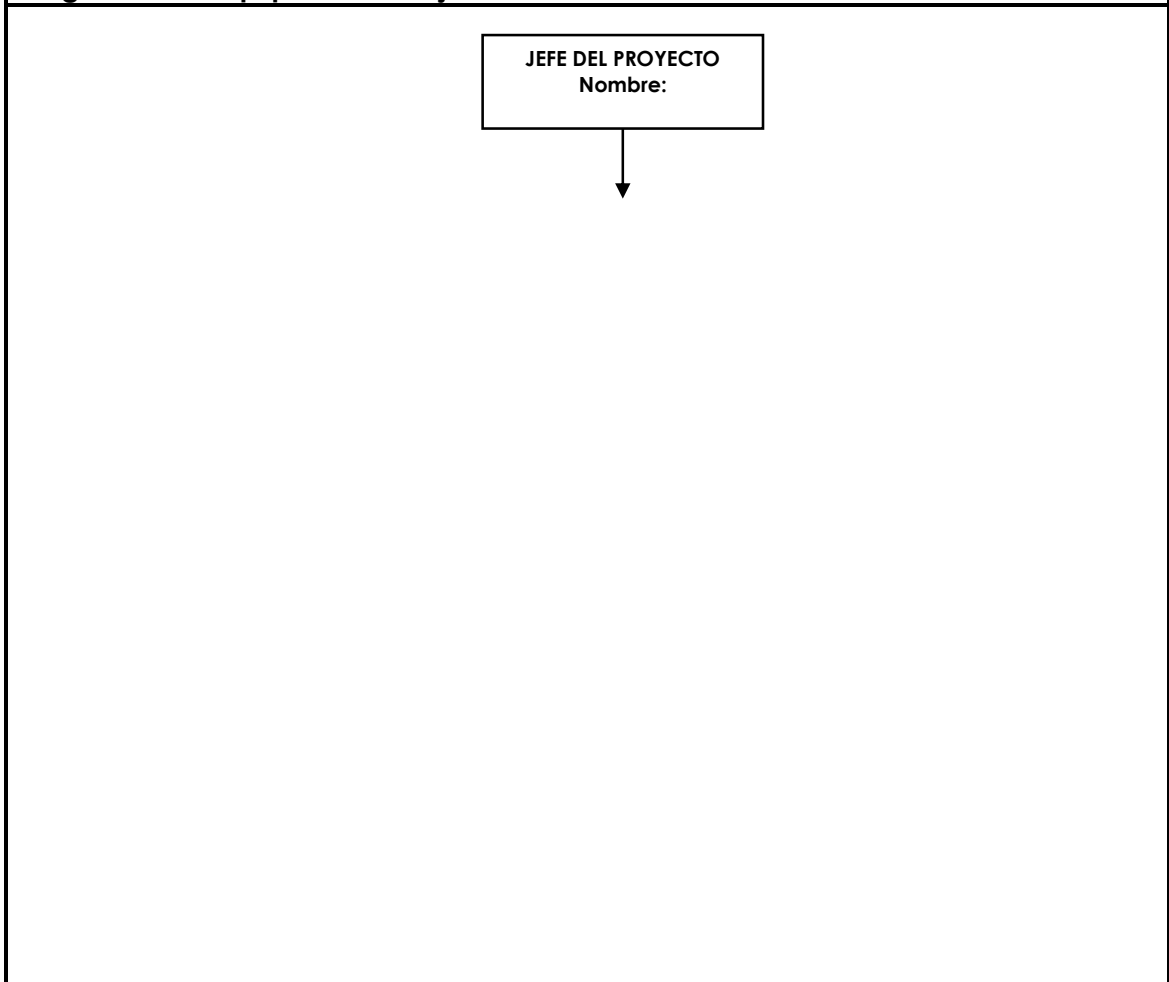
Organigrama


Formulario preparado por: _____
Fecha última modificación: _____

FORMULARIO A3.- Organización de la Refinería para el Proyecto

Objetivo: Identificar el tipo de organización y los responsables que designará la refinería para la ejecución del proyecto

Función en el Proyecto	Nombre profesional	Cargo en la Refinería

Diagrama del Equipo de Trabajo

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

ETAPA II. ANÁLISIS DEL PROCESO**FORMULARIO B1.- Caracterización del Proceso**

Objetivo: Identificar el proceso productivo actual de la empresa como una secuencia de etapas, a fin de iniciar la metodología de análisis del proceso completo.

Proceso Productivo descrito en etapas secuenciales

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO B2.- Caracterización de las etapas del proceso a analizar

Objetivo: Realizar el diagrama de flujo de cada etapa del proceso a analizar en la refinería, especificando todas las entradas y salidas que se tengan

Metodología

Para cada etapa del proceso:

- 1) Identificar todas las entradas y salidas, que posean las etapas de proceso, de acuerdo al nombre genérico y a los siguientes códigos:

Entradas:

Materias Primas Principales: Usar el código: MP1, MP2, MP3, etc.

Materiales Secundarios: Usar el código: MS1, MS2, MS3, etc.

Insumos: Usar el código: I1, I2, I3, etc.

Salidas:

Producto Terminado: Usar el código P1, P2, P3, etc.

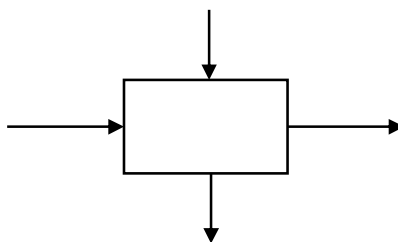
Residuos y Emisiones:

Residuos Sólidos: Usar el código RS1, RS2, etc.

Residuos Líquidos: Usar el código RL1, RL2, etc.

Emisiones Atmosféricas: Usar el código E1, E2, etc.

- 2) Hacer el diagrama de la etapa con sus respectivas entradas y salidas



Definiciones

Entradas: Las entradas son todos los elementos que alimenta cada etapa. Estas entradas se pueden agrupar en los siguientes tipos:

- Materias Primas (MP): Son las materias necesarias para fabricar el producto y que se agregan en mayor cantidad. Las materias primas son fundamentales en la composición del producto.
- Materiales Secundarios (MS): Son las materias necesarias para fabricar el producto, pero se utilizan en proporciones menores.
- Insumos (I): Corresponde al uso del agua (proceso de lavado, etc.) y electricidad. Ejemplo: Agua, electricidad

Salidas: Las salidas corresponden a todos los elementos que se generan en el proceso. Estas salidas se pueden agrupar en los siguientes tipos:

- Producto Terminado (PT): Productos finales que la empresa comercializa en el mercado.
- Residuos y Emisiones (RS, RL, E): Sustancias que se generan durante el proceso de producción y que por su supuesta inutilidad no son destinados a su comercialización. De acuerdo a su estado se tiene: Residuos Líquidos, Residuos Sólidos y Emisiones atmosféricas.

FORMULARIO B2.- Caracterización de las etapas del proceso a analizar

Nombre de la etapa	
Código de la etapa	

ENTRADAS		SALIDAS			
Materias primas, secundarias e insumos		Producto		Residuos y emisiones	
Nombre	Código	Nombre	Código	Nombre	Código

Diagrama

Nombre de la etapa	
Código de la etapa	

ENTRADAS		SALIDAS			
Materias primas, secundarias e insumos		Producto		Residuos y emisiones	
Nombre	Código	Nombre	Código	Nombre	Código

Diagrama

Formulario preparado por: _____
 Fecha última modificación: _____

FORMULARIO B3.- Caracterización de Materias Primas

Objetivo: Identificar cada materia prima en cuanto al volumen utilizado y costos involucrados, así como en los componentes de éstas que pueden generar un riesgo de contaminación posterior

Metodología

Para cada materia prima indicar lo siguiente:

- 1) Nombre de la materia prima: Escribir el nombre genérico de la materia prima (Es el nombre con que se identifica en el formulario B2)
- 2) Código de la materia prima: Escribir el código de la materia prima que se le ha asignado formularios anteriores
- 3) Nombre Etapa Utilizada: Identificar el nombre y la enumeración de la(s) etapa(s) en que se incorpora esta materia prima. Revisar el formulario "Caracterización de las etapas del proceso" y los listados de materias primas de la refinería.
- 4) Función de la Materia Prima: Describir en forma resumida para qué se utiliza esta materia prima
- 5) Nombre de materia prima: Escribir el código con que identifica el formulario B2. Sólo si alguna característica de la materia prima del mismo tipo presenta diferencias (ej: color o textura) que modifica precio o los posibles contaminantes que genere, separar esta materia prima en grupos y reflejarlos en la tabla. Si no es así, llenar sólo la primera línea. Señalar las materias primas por separado, en las tablas.
- 6) Estado: Describir con una "S" si es de estado sólido, con una "L" si es de estado líquido y una "G" si es estado gaseoso
- 7) Componente(s) de la materia prima que puede(n) causar problemas de contaminación: Describir los componentes de materia prima que pueden causar problemas de contaminación (parte del componente puede salir como o dentro de residuos líquidos o sólidos)
- 8) Costo (\$) unitario: Indicar lo que le cuesta a la refinería la compra de esta materia prima. Indicar costo por kilogramo, tonelada u otra.
- 9) Cantidad MP materia prima p/año: Indicar la cantidad que se utiliza de esta materia prima en un año. Indicar toneladas, kilogramo, m³, etc.
- 10) Costo Total de MP(\$): Indicar lo que le cuesta a la empresa la compra de esta materia prima en un año. Indicar costo por kilogramo, tonelada u otra
- 11) Sumatoria Cantidad total materia prima: Corresponde a la suma total de la Materia Prima utilizada en el proceso
- 12) Sumatoria Costo Total (\$): Corresponde a la suma total del costo de la Materia Prima utilizada en el proceso

FORMULARIO B3.- Caracterización de Materias Primas

Nombre materia prima (MP)	
Código materia prima	
Nombre y código etapa utilizada	
Función de la MP	

Nombre Materia Prima	Estado (L/S/G)	Componentes de la MP que pueden causar problemas de contaminación	Costo Unitario	Cantidad utilizada por año	Costo Unitario

Nombre materia prima (MP)	
Código materia prima	
Nombre y código etapa utilizada	
Función de la MP	

Nombre Materia Prima	Estado (L/S/G)	Componentes de la MP que pueden causar problemas de contaminación	Costo Unitario	Cantidad utilizada por año	Costo Unitario

Nombre materia prima (MP)	
Código materia prima	
Nombre y código etapa utilizada	
Función de la MP	

Nombre Materia Prima	Estado (L/S/G)	Componentes de la MP que pueden causar problemas de contaminación	Costo Unitario	Cantidad utilizada por año	Costo Unitario

Sumatoria:

Cantidad total MP (kg)	Costo total

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO B4.- Caracterización de Materiales Secundarios

Objetivo: Identificar cada material secundario en cuanto al volumen utilizado y costos involucrados, así como los componentes de éstos que pueden generar un riesgo de contaminación posterior.

Metodología

Por cada material secundario indicar lo siguiente:

- 1) Nombre del material secundario: Escribir el nombre genérico de la materia prima (Es el nombre que se indica en el formulario B2)
- 2) Código del material secundario: Escribir el código que se le ha asignado en formularios anteriores
- 3) Nombre Etapa Utilizada: Identificar el nombre y la enumeración de la(s) etapa(s) en que se incorpora este material. Revisar el formulario "Diagrama de cada etapa del proceso" y los listados de materiales secundarios de la refinería.
- 4) Función del material secundario: Describir en forma resumida para qué se utiliza este material secundario
- 5) Nombre del material secundario (incluir la deferencia que la agrupa): Escribir la enumeración que se le dio en el formulario "Diagrama de cada etapa del proceso". Separar este material secundario en grupos, sólo si alguna característica que las puedan diferenciar (ej: color o textura) modifica el precio o los posibles contaminantes que genere.
- 6) Estado: Describir con una "S" si es de estado sólido, con una "L" si es de estado líquido y una "G" si es estado gaseoso
- 7) Componente(s) del material secundario que puede(n) causar problemas de contaminación: Describir los componentes del material secundario que pueden causar problemas de contaminación (parte del componente puede salir como o dentro de residuos líquidos o sólidos).
- 8) Costo (\$) unitario: Indicar lo que le cuesta a la empresa la compra del material secundario. Indicar costo por kilogramo, tonelada u otra.
- 9) Cantidad de material secundario utilizada p/año: Indicar la cantidad que se utiliza del material secundario en un año. Indicar toneladas, kilogramo, etc.
- 10) Costo Total de MS(\$): Indicar lo que le cuesta a la empresa la compra de este material secundario en un año. Indicar costo por kilogramo, tonelada u otra.
- 11) Sumatoria Cantidad total Materiales Secundarios: Corresponde a la suma total del material secundario utilizado en el proceso.
- 12) Sumatoria Costo Total (\$): Corresponde a la suma total del costo del material secundario utilizado en el proceso

FORMULARIO B4.- Caracterización de Materiales Secundarios

Nombre material secundario (MS)	
Código material secundario	
Nombre y código etapa utilizada	
Función del MS	

Nombre Material Secundario	Estado (L/S/G)	Componentes del MS que pueden causar problemas de contaminación	Costo Unitario	Cantidad utilizada por año	Costo Unitario

Nombre material secundario (MS)	
Código material secundario	
Nombre y código etapa utilizada	
Función del MS	

Nombre Material Secundario	Estado (L/S/G)	Componentes del MS que pueden causar problemas de contaminación	Costo Unitario	Cantidad utilizada por año	Costo Unitario

Nombre material secundario (MS)	
Código material secundario	
Nombre y código etapa utilizada	
Función del MS	

Nombre Material Secundario	Estado (L/S/G)	Componentes del MS que pueden causar problemas de contaminación	Costo Unitario	Cantidad utilizada por año	Costo Unitario

Sumatoria:

Cantidad total MP (kg)	Costo total

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO B5.- Caracterización de Insumos

Objetivo: Identificar cada insumo en cuanto al volumen utilizado y costos involucrados

Metodología

Por cada insumo, indicar lo siguiente:

- 1) Nombre del Insumo: Escribir el nombre genérico del insumo
- 2) Código del Insumo: Escribir el código que se le ha asignado en formularios anteriores
- 3) Nombre Etapa Utilizada: Escribir el nombre y la enumeración de la(s) etapa(s) en que se incorporan o usan los insumos. Revisar el formulario "Diagrama de cada etapa del proceso" y los antecedentes de insumos que dispone la refinería.
- 4) Uso: Describir brevemente el uso del mismo
- 5) Número Insumo: Escribir la enumeración que se le dio en el formulario "Diagrama de cada etapa del proceso"
- 6) Generación: Describir de dónde se extrae y cómo se genera el insumo (ejemplo, para agua: pozo o red de agua potable)
- 7) Cantidad de Insumo Utilizada: Indicar la cantidad que se utiliza de este insumo prima en un año. Indicar toneladas, kilogramo, etc.
- 8) Costo (\$): Indicar lo que le cuesta a la empresa la cantidad que se utiliza de insumo en un año. Indicar toneladas, kilogramo, etc.
- 9) Cantidad total insumo: Corresponde a la suma total de la cantidad del insumo utilizado en el proceso
- 10) Costo total insumo: Corresponde a la suma total del costo del insumo utilizado en el proceso

FORMULARIO B5.- Caracterización de Insumos

Nombre del Insumo	
Código del Insumo	
Nombre etapa utilizada	
Uso	

Generación

Cantidad Insumo Utilizada	Costo (\$)

Nombre del Insumo	
Código del Insumo	
Nombre etapa utilizada	
Uso	

Generación

Cantidad Insumo Utilizada	Costo (\$)

Nombre del Insumo	
Código del Insumo	
Nombre etapa utilizada	
Uso	

Generación

Cantidad Insumo Utilizada	Costo (\$)

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO B6.- Caracterización de Productos Terminados

Objetivo: Identificar cada producto terminado en cuanto al volumen utilizado y costos involucrados, así como los componentes de éstos que pueden generar un riesgo de contaminación posterior.

Metodología

Por cada producto, indicar lo siguiente:

- 1) Nombre del Producto: Escribir el nombre genérico del producto
- 2) Código del Producto: Escribir el código que se le ha asignado en formularios anteriores
- 3) Nombre de Etapa: Escribir el nombre y la enumeración de la etapa donde resulta el producto terminado. Revisar el formulario "Diagrama de cada etapa del proceso" y los listados de productos terminados de la refinería.
- 4) Uso y destino: Describir la finalidad y uso del producto terminado
- 5) Número del Producto: Escribir la enumeración que se le dio en el formulario "Diagrama de cada etapa del proceso"
- 6) Estado: Describir con una "S" si es de estado sólido, con una "L" si es de estado líquido y una "G" si es estado gaseoso
- 7) Cantidad de Producto: Indicar la cantidad que se produce de este producto anualmente. Indicar toneladas, o kilogramo, o m³, etc.
- 8) Costo total: Indicar lo que le cuesta a la empresa la cantidad de producto que produce en un año.

FORMULARIO B6.- Caracterización de Productos Terminados

Nombre del Producto	
Código del Producto	
Nombre etapa utilizado	
Uso o destino	

Estado (L/S/G)

Cantidad Producto (kg)	Costo Total(\$)

Nombre del Producto	
Código del Producto	
Nombre etapa utilizado	
Uso o destino	

Estado (L/S/G)

Cantidad Producto (kg)	Costo Total(\$)

Nombre del Producto	
Código del Producto	
Nombre etapa utilizado	
Uso o destino	

Estado (L/S/G)

Cantidad Producto (kg)	Costo Total(\$)

Formulario preparado por: _____
 Fecha última modificación: _____

FORMULARIO B7.- Caracterización de Residuos Sólidos

Objetivo: Identificar cada residuo sólido en cuanto al volumen generado y costos involucrados, así como los componentes de éstos que pueden generar un riesgo de contaminación posterior

Metodología

Por cada residuo sólido, indicar lo siguiente:

- 1) Nombre del Residuo: Escribir el nombre genérico del residuo sólido
- 2) Código del Residuo: Escribir el código que se le ha asignado en formularios anteriores
- 3) Etapa en que se genera: Indicar el nombre y la enumeración de la etapa en donde se genera cada residuo
- 4) Componentes contaminantes: Escribir los elementos que componen este residuo que puedan restringir su vertido.
- 5) Tiempo de Almacenamiento: Indicar el tiempo de almacenamiento de este residuo, si éste se guarda por un tiempo en la empresa antes de deshacerse él o disponerlo.
- 6) Condiciones de almacenamiento:
 Marcar con una (x) en:
 Separado si el residuo es almacenado separado del resto de los residuos, o
 Mezclado si el residuo es almacenado junto con otros residuos. Además nombre los residuos con que más se mezcla en el almacenamiento
- 7) Destino Actual: Indicar qué se hace con este residuo y cuál es su destino final
- 8) Tratamiento Actual: Describir si existe un tratamiento actual a los residuos
- 9) Cantidad Generada: Indicar la cantidad (aproximada) que se produce de este residuo anualmente. Indicar toneladas, o kilogramo, o m³, etc.
- 10) Valor: Indicar el valor (aproximado) del residuo que se produce anualmente. Indicar en (\$)

FORMULARIO B7.- Caracterización de Residuos Sólidos

Nombre del Residuo	
Código del Residuo	
Etapa en que se genera	
Componentes contaminantes	
Tiempo de Almacenamiento	
Condiciones de almacenamiento	<input type="checkbox"/> Separado <input type="checkbox"/> Mezclado Nombre de residuos con que se mezcla
Destino Actual	
Tratamiento actual (describir si existe)	

Cant. Generada	Valor (\$)

Nombre del Residuo	
Código del Residuo	
Etapa en que se genera	
Componentes contaminantes	
Tiempo de Almacenamiento	
Condiciones de almacenamiento	<input type="checkbox"/> Separado <input type="checkbox"/> Mezclado Nombre de residuos con que se mezcla
Destino Actual	
Tratamiento actual (describir si existe)	

Cant. Generada	Valor (\$)

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO B8. - Caracterización de Residuos Líquidos

Objetivo: Identificar cada residuo líquido en cuanto al volumen generado y costos involucrados, así como los componentes de éstos que pueden generar un riesgo de contaminación posterior

Metodología

Por cada residuo líquido, indicar lo siguiente:

- 1) Nombre del Residuo: Escribir el nombre genérico del residuo líquido
- 2) Código del Residuo: Escribir el código que se le ha asignado en formularios anteriores
- 3) Etapa en que se genera: Indicar el nombre y la enumeración de la etapa en donde se genera cada residuo
- 4) Componentes contaminantes: Escribir los elementos que componen este residuo que puedan restringir su vertido.
- 5) Tiempo de Almacenamiento: Indicar el tiempo de almacenamiento de este residuo, si éste se guarda por un tiempo en la empresa antes de deshacerse él o disponerlo.
- 6) Condiciones de almacenamiento:
Marcar con una (x) en:
Separado si el residuo es almacenado separado del resto de los residuos, o
Mezclado si el residuo es almacenado junto con otros residuos. Además nombre los residuos con que más se mezcla en el almacenamiento
- 7) Destino Actual: Indicar qué se hace con este residuo y cuál es su destino final
- 8) Tratamiento Actual: Describir si existe un tratamiento actual a los residuos
- 9) Cantidad Generada: Indicar la cantidad (aproximada) que se produce de este residuo anualmente. Indicar toneladas, o kilogramo, o m³, etc.
- 10) Valor: Indicar el valor (aproximado) del residuo que se produce anualmente. Indicar en (\$)

FORMULARIO B8.- Caracterización de Residuos Líquidos

Nombre del Residuo	
Código del Residuo	
Etapas en que se genera	
Componentes contaminantes	
Tiempo de Almacenamiento	
Condiciones de almacenamiento	<input type="checkbox"/> Separado <input type="checkbox"/> Mezclado Nombre de residuos con que se mezcla
Destino Actual	
Tratamiento actual (describir si existe)	

Cant. Generada	Valor (\$)

Nombre del Residuo	
Código del Residuo	
Etapas en que se genera	
Componentes contaminantes	
Tiempo de Almacenamiento	
Condiciones de almacenamiento	<input type="checkbox"/> Separado <input type="checkbox"/> Mezclado Nombre de residuos con que se mezcla
Destino Actual	
Tratamiento actual (describir si existe)	

Cant. Generada	Valor (\$)

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO B9.- Caracterización de Emisiones Atmosféricas

Objetivo: Identificar cada emisión atmosférica en cuanto al volumen generado y costos involucrados, así como los componentes de éstos que pueden generar un riesgo de contaminación posterior.

Metodología

Por cada emisión atmosférica, indicar lo siguiente:

- 1) Nombre de la Emisión Atmosférica: Escribir el nombre de cómo es conocido genéricamente el tipo de emisión atmosférica.
- 2) Código de la emisión: Escribir el código que se le ha asignado en formularios anteriores
- 3) Etapa en que se genera: Indicar el nombre y la enumeración de la etapa en donde se genera esta emisión atmosférica
- 4) Componentes contaminantes: Escribir los componentes de la emisión atmosférica que se conozca que restrinjan su emisión al ambiente sin un tratamiento previo.
- 5) Destino Actual: Indicar la forma de manejo previo a la disposición final.
- 6) Tratamiento: Describir si existe un tratamiento actual a los residuos o no tratamiento previo.
- 7) Cantidad Generada: Indicar la cantidad (aproximada) que se produce de este residuo anualmente. Indicar toneladas, kilogramo, m³, etc.
- 8) Valor: Indicar el valor (aproximado) del residuo que se produce anualmente. Indicar en (\$).

FORMULARIO B9.- Caracterización de Emisiones Atmosféricas

Nombre de la emisión	
Código de la emisión	
Etapa en que se genera	
Componentes contaminantes	
Destino Actual	
Tratamiento actual (describir si existe)	

Cant. Generada	Valor (\$)

Nombre de la emisión	
Código de la emisión	
Etapa en que se genera	
Componentes contaminantes	
Destino Actual	
Tratamiento actual (describir si existe)	

Cant. Generada	Valor (\$)

Nombre de la emisión	
Código de la emisión	
Etapa en que se genera	
Componentes contaminantes	
Destino Actual	
Tratamiento actual (describir si existe)	

Cant. Generada	Valor (\$)

Nombre de la emisión	
Código de la emisión	
Etapa en que se genera	
Componentes contaminantes	
Destino Actual	
Tratamiento actual (describir si existe)	

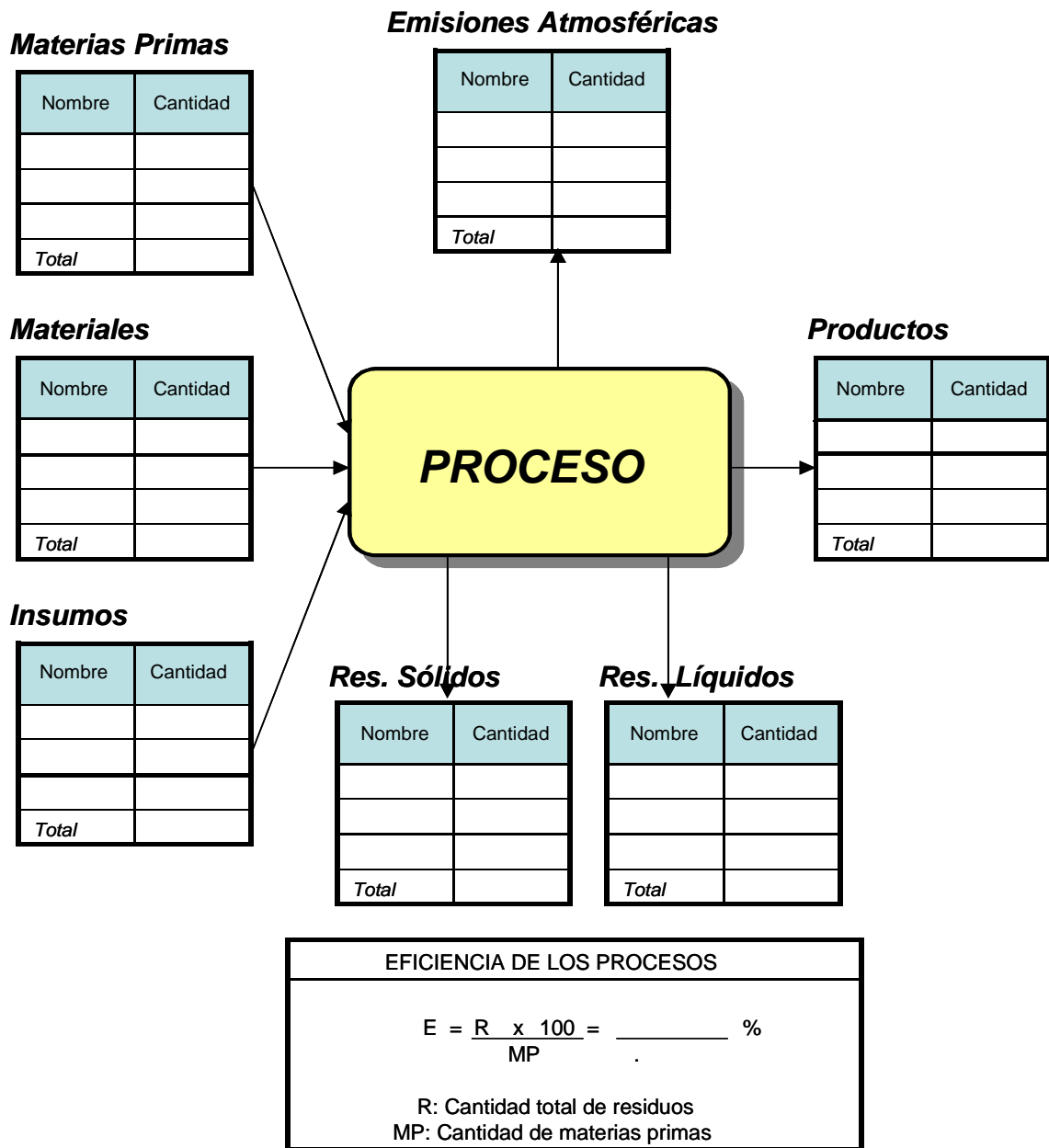
Cant. Generada	Valor (\$)

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO C1.- Balance de Masa: MP – MS – I – Producto – Residuos - Emisiones Atmosféricas

Objetivo: Identificar, en forma conjunta las entradas y salidas del proceso para evaluar el grado de eficiencia del mismo y porcentaje (%) de pérdidas. Identificar además, si existe alguna entrada o salida no cuantificada.



Formulario preparado por: _____
 Fecha última modificación: _____

FORMULARIO C2.- Visión General de los Aspectos Ambientales

Objetivo: Detectar los aspectos ambientales en función a la caracterización de productos y residuos resultante de los formularios anteriores.

Definiciones

ASPECTOS AMBIENTALES: Elemento de las actividades, productos o servicios de la refinería que puede interactuar con el medio ambiente. Un aspecto ambiental significativo es un aspecto que tiene o puede tener un impacto ambiental significativo.

IMPACTO AMBIENTAL: Cualquier cambio en el ambiente, sea adverso o benéfico, que es el resultado total o parcial de las actividades, productos o servicios de la refinería.

	Residuos Líquidos	Residuos Sólidos	Emisiones atmosféricas
Presencia de aspectos con:	Si <input type="radio"/> No <input type="radio"/>	Si <input type="radio"/> No <input type="radio"/>	Si <input type="radio"/> No <input type="radio"/>
Tipos de aspectos (Describirlo)			
Legislación a Cumplir			

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO C3.- Calificación de la Importancia de los Aspectos Ambientales

Objetivo: Calificar los aspectos ambientales que no son posibles de cuantificar, para determinar cómo afectan éstos a la refinería.

Metodología

- 1) Aspectos intangibles: Aspectos que son difíciles de cuantificar y que influyen en el desarrollo de empresa ya que se traducen en el corto, mediano y largo plazo en pérdidas o beneficios económicos.
- 2) Ponderación de Criterio: Ponderar cada aspecto entre 1 y 10 dependiendo de la importancia que le otorgue la empresa a este aspecto.
1 = Es muy poco importante para la empresa
10 = Es muy importante para la empresa
- 3) Si existen problemas en más de un residuo sólido, residuo líquido o emisiones atmosféricas, describirlos en forma separada donde se indica "Nombre RS", "Nombre RL" y "Nombre E" respectivamente.
- 4) Grado de implicancia del residuo en el aspecto: Ponderar el residuo entre 1 y 5 dependiendo del grado en que éste afecta a cada aspecto.
 - Cumplimiento de la legislación: Ponderar 1 si el residuo cumple con la legislación y 5 si el residuo está por sobre la norma en forma evidente.
 - Riesgo ambiental: Ponderar 1 si el residuo presenta escasos riesgos medioambientales y 5 si el residuo presenta riesgos altos.
 - Riesgo de seguridad: Ponderar 1 si el residuo presenta escasos riesgos de seguridad y 5 si el residuo presenta riesgos altos.
 - Oportunidades de prevención: Ponderar 1 si las oportunidades de prevención tienen escasas probabilidades de éxito o no existen y 5 si tiene probabilidades altas de éxito.
 - Posible recuperación de materiales: Ponderar 1 si la recuperación de materiales tienen escasas probabilidades de éxito o no existen y 5 si tiene probabilidades altas de éxito.
- 5) Multiplicar P x G para cada aspecto.
- 6) Sumar todos los P x G para cada residuo

Los residuos que resulten con una mayor puntuación, deberán ser considerados al momento de seleccionar opciones de minimización.

FORMULARIO C3.- Calificación de la Importancia de los Aspectos Ambientales**CALIFICACIÓN DE IMPORTANCIA DE LOS ASPECTOS AMBIENTALES SEGÚN LOS TIPOS DE RESIDUOS**

Aspectos Intangibles	Ponderación del Criterio	RESIDUOS SÓLIDOS							
		Nombre RS:		Nombre RS:		Nombre RS:		Nombre RS:	
		G	PxG	G	PxG	G	PxG	G	PxG
Cumplimiento de la legislación	P								
Riesgo Medioambiental									
Riesgos de Seguridad									
Imagen de la empresa									
Oportunidades de prevención									
Recuperación de materiales									
Total									

Aspectos Intangibles	Ponderación del Criterio	RESIDUOS LÍQUIDOS							
		Nombre RL:		Nombre RL:		Nombre RL:		Nombre RL:	
		G	PxG	G	PxG	G	PxG	G	PxG
Cumplimiento de la legislación	P								
Riesgo Medioambiental									
Riesgos de Seguridad									
Imagen de la empresa									
Oportunidades de prevención									
Recuperación de materiales									
Total									

Aspectos Intangibles	Ponderación del Criterio	EMISIONES ATMOSFÉRICAS							
		Nombre E:		Nombre E:		Nombre E:		Nombre E:	
		G	PxG	G	PxG	G	PxG	G	PxG
Cumplimiento de la legislación	P								
Riesgo Medioambiental									
Riesgos de Seguridad									
Imagen de la empresa									
Oportunidades de prevención									
Recuperación de materiales									
Total									

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO C4.- Cuantificación de las Pérdidas por Residuos y Emisiones

Objetivo: Estimar las pérdidas que se producen en la refinería por los residuos y emisiones.

RESIDUOS SÓLIDOS

Concepto	Cantidad Anual	Costo Unitario	Costo Total \$
Pérdida de materia prima en el residuo (t, kg, etc.)			
Consumo de Horas Hombre de producción (%)			
Total consumo materiales y mano de obra:			
Recogida interna			
Almacenamiento			
Tratamiento en las instalaciones			
Embalaje			
Transporte exterior/Costo de retirada del residuo			
Costo de disposición			
Otros conceptos (1)			
Total			

RESIDUOS LÍQUIDOS

Concepto	Cantidad Anual	Costo Unitario	Costo Total \$
Pérdida de materia prima en el residuo (t, kg, etc.)			
Consumo de Horas Hombre de producción (%)			
Total consumo materiales y mano de obra:			
Recogida interna			
Almacenamiento			
Tratamiento en las instalaciones			
Embalaje			
Transporte exterior/Costo de retirada del residuo			
Costo de disposición			
Otros conceptos (1)			
Total			

EMISIONES ATMOSFÉRICAS

Concepto	Cantidad Anual	Costo Unitario	Costo Total \$
Pérdida de materia prima en el residuo (t, kg, etc.)			
Consumo de Horas Hombre de producción (%)			
Total consumo materiales y mano de obra:			
Recogida interna			
Almacenamiento			
Tratamiento en las instalaciones			
Embalaje			
Transporte exterior/Costo de retirada del residuo			
Costo de disposición			
Otros conceptos (1)			
Total			

(1) Si la empresa vende los (o algunos) residuos que genera, describirlo en el ítem "otros conceptos" y el valor indicarlo con signo negativo

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

ETAPA III. IDENTIFICACIÓN DE OPCIONES
FORMULARIO D1.- Generación de Opciones de Minimización

Objetivo: Generar opciones de minimización resultantes del análisis de los resultados de los formularios de caracterización (formularios B-1 a B-9).

Generar la opción de minimización de acuerdo al análisis de los formularios (caracterización y determinación de eficiencias del proceso), las opciones tecnológicas y la experiencia de la empresa y grado de innovación. Seleccionar las más atractivas o factibles de implementar por la refinería y completar el formulario.

Nombre de la opción:	
Características ⁽¹⁾	Resultados Esperados ⁽²⁾
Comentarios	

Nombre de la opción:	
Características ⁽¹⁾	Resultados Esperados ⁽²⁾
Comentarios	

Nombre de la opción:	
Características ⁽¹⁾	Resultados Esperados ⁽²⁾
Comentarios	

- 1) Características: Identificar en forma general la infraestructura necesaria y parte de la refinería que sería afectada si se implementa
- 2) Resultados: Identificar los cambios que se espera al momento de implementar la opción. Indicar residuos afectados, costos y cómo influiría en la empresa

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO E1.- Selección de Opciones de Minimización

Objetivo: Seleccionar la opción de minimización para su posterior evaluación, analizando las opciones seleccionadas del formulario D-1 y priorizándolas en función a su factibilidad de implementación.

CARACTERIZACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE SELECCIÓN DE CADA OPCIÓN EN RELACIÓN CON LAS RAZONES DE SELECCIÓN O DESCARTE

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO E2.- Descripción de la(s) Opción(es) de Minimización Seleccionada(s)

Objetivo: Describir la(s) opción(es) de minimización seleccionada(s) analizando los impactos posibles que genera si es implementada. Para cada opción a evaluar se aplican los formatos E-2 a E-10. Luego con estos resultados se concluye en el formulario F-1.

TIPO DE OPCIÓN DE MINIMIZACIÓN

- | | | |
|--|--|--|
| <input type="checkbox"/> REDUCCIÓN EN LA FUENTE | <input type="checkbox"/> REUTILIZACIÓN INTERNA | <input type="checkbox"/> RECICLAJE EXTERNO |
| <input type="radio"/> Sustitución materias primas | <input type="radio"/> Reutilización como materia prima | <input type="radio"/> Venta a otra empresa |
| <input type="radio"/> Modificación proceso productivo | <input type="radio"/> Recuperación material | <input type="radio"/> Pago por recogida |
| <input type="radio"/> Modificación o sustitución de producto | <input type="radio"/> Otro uso | |

Nombre Opción

Descripción de Opción

N° Opción

IMPACTO DE LA OPCIÓN EN LOS RESIDUOS

Cantidad Generada respecto a cantidad inicial

- Mayor Menor Igual No determinado

Toxicidad : respecto a cantidad inicial

- Mayor Menor Igual No determinado

Económico Preliminar respecto a cantidad inicial

- Se ahorra Es un costo adicional

Componentes / Cantidad

- Se mantienen los mismos

- Disminuyen en cantidad algunos componentes ¿Cuáles? Aumentan en cantidad algunos componentes ¿Cuáles?

- Se eliminan algunos componentes ¿Cuáles? Se agregan algunos componentes ¿Cuáles?

IMPACTO EN LAS MATERIAS PRIMAS

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> No influye en las materias primas ni en cantidad ni en componentes | <input type="checkbox"/> Se debe comprar menos, porque se genera materia prima reciclada y se reutiliza |
| <input type="checkbox"/> Se necesita más cantidad de materia prima | <input type="checkbox"/> Se reemplaza algunas materias primas ¿Cuáles? |

IMPACTO EN LOS PRODUCTOS

- Modifica los productos No modifica los productos

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO E3.-Evaluación Técnica de la(s) Opción(es) de Minimización Seleccionada(s)

Objetivo: Evaluar los posibles cambios técnicos que requieren para implementar la(s) opción(es) de minimización seleccionada(s).

Metodología

- 1) Si será necesario modificar las instalaciones actuales:
Marcar una (x) en "SI" e identificar la instalación afectada. Además marcar una (x) si la instalación es afectada por una "modificación en la posición", "modificación en el uso" y/o "modificación de la forma de la instalación", y describir cómo será la modificación.

Si no será necesario modificar las instalaciones actuales, marcar una (x) en "NO"

- 2) Si serán necesarios equipos o instalaciones nuevas:
Marcar una (x) en "SI" y nombrar el equipo o instalación afectada. Además, describir la cantidad, dimensiones, materiales y su función (anexar especificaciones técnicas).

Si no será necesario equipos o instalaciones nuevas, marcar una (x) en "NO"

- 3) Si serán necesarios servicios adicionales:
Marcar una (x) en "SI" e identificar nombre del servicio y describir la cantidad y la función.

Si no serán necesarios servicios adicionales, marcar una (x) en "NO"

- 4) Si será necesario personal adicional:
Marcar una (x) en "SI" e identificar el tipo, cantidad y función del personal adicional.

Si no será necesario personal adicional, marcar una (x) en "NO"

- 5) Si será necesario cambios o modificaciones de las materias primas
Marcar una (x) en "SI" e identificar el tipo, cantidad y función del los cambios o modificaciones de las materias y describir la modificación planteada.

Si no será necesario cambios o modificaciones de las materias primas, marcar una (x) en "NO".

FORMULARIO E3.-Evaluación Técnica de la(s) Opción(es) de Minimización Seleccionada(s)
EVALUACIÓN DE LOS POSIBLES CAMBIOS QUE REQUIERE LA OPCIÓN

Nombre parte afectada dentro del proceso

INSTALACIONES AFECTADAS
 Si No

Nombre Instalación:

Modificación posición

Modificación uso

Modificación forma

Nombre Instalación:

Modificación posición

Modificación uso

Modificación forma

EQUIPOS / INSTALACIONES NUEVAS (E/I)
 Si No

Nombre (E/I):

Cantidad

Dimensiones Materiales

Función/observaciones

(incluir especificación técnica)

Nombre (E/I):

Cantidad

Dimensiones Materiales

Función/observaciones

(incluir especificación técnica)

SERVICIOS ADICIONALES
 Si No

Nombre de Servicio:

Cantidad

Función

PERSONAL ADICIONAL
 Si No

Tipo	Cantidad	Función / Observaciones

CAMBIO DE MATERIAS PRIMAS
 Si No

Materias Primas	
Materia Prima (insumo inicial)	Modificación planteada (describir)

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO E4.- Evaluación Ambiental de la(s) Opción(es) de Minimización Seleccionada(s)

Objetivo: Evaluar la opción de minimización desde el punto de vista ambiental, analizando los beneficios y desventajas (cuantificables y no cuantificables).

Nombre opción de minimización seleccionada:

	BENEFICIOS		DESVENTAJAS
	<input type="text"/>		<input type="text"/>
	<input type="text"/>		<input type="text"/>
	<input type="text"/>		<input type="text"/>
	<input type="text"/>		<input type="text"/>
	<input type="text"/>		<input type="text"/>
	<input type="text"/>		<input type="text"/>
	<input type="text"/>		<input type="text"/>
	<input type="text"/>		<input type="text"/>
	<input type="text"/>		<input type="text"/>
	<input type="text"/>		<input type="text"/>
	<input type="text"/>		<input type="text"/>

Formulario preparado por: _____
Fecha última modificación: _____

FORMULARIO E5.- Inversión de la(s) Opción(es) de Minimización Seleccionada(s)

Objetivo: Identificar la inversión necesaria para implementar la(s) opción(es) de minimización seleccionada(s).

Nombre opción de minimización seleccionada

1. COMPRA DE EQUIPOS

Precios	
Impuestos, fletes, seguro	
Repuestos	
Otros	
Total compra de equipos	

2. MATERIALES Y PREPARACIÓN DEL LUGAR

Preparación del lugar (desmontaje, demolición)	
Accesos Construcción e instalaciones	
Materiales Eléctricos	
Tuberías	
Aislamiento	
Otros	
Total materiales y preparación del lugar	

3. CONEXIONES

Electricidad	
Vapor	
Agua de Refrigeración	
Agua para Procesos	
Gas	
Planta de aire comprimido	
Gas Inerte	
Otros	
Total conexiones	

4. INSTALACIONES ADICIONALES

Almacenamiento	
Salida de Productos	
Laboratorio/Análisis	
Instrumentos	
Otros	
Total instalaciones adicionales	

5. CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN

Proveedores	
Contratista	
Electricista	
Personal propio	
Otros	
Total construcción e instalación	

6. INGENIERÍA Y CONSULTORAS

Factibilidad	
Diseño de ingeniería	
Ingeniería	
Consultoras	
Costo Estimado	
Otros	
Total ingeniería y consultoras	

7. PUESTA EN MARCHA

Proveedor	
Contratista	
Electricista	
Entrenamiento	
Otros	
Total puesta en marcha	

8. LICENCIAS

Impuesto	
Personal Propio	
Otros	
Total Licencias	

9. IMPREVISTOS

Imprevistos	
Total Imprevistos	

10. CAPITAL DE EXPLOTACIÓN

Impuestos	
Personal Propio	
Total compra de equipos	

Total costos proyecto/Inversión fija	\$	Sumar de (1) a (9)
---	----	--------------------

Capital de explotación	\$	Número (10)
-------------------------------	----	-------------

INVERSION TOTAL REQUERIDA = (Total costos proyecto/Inversión fija) – (Capital de explotación)	\$
--	----

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO E6.- Ahorro Bruto Generado por la(s) Opción(es) de Minimización Seleccionada(s)

Objetivo: Evaluar el grado de disminución de costos actuales al implementar la(s) opción(es).

Nombre opción de minimización seleccionada

1. DISMINUCIÓN DE LOS COSTOS POR LA ELIMINACIÓN/TRATAMIENTO

Disminución de impuestos	
Disminución de costos de transporte	
Disminución de costo por tratamiento interno	
Disminución de costos por tratamiento externo	
Disminución de costos de análisis	
Disminución de costos de licencia	
Otros	
Disminución de costos por Eliminación/Tratamiento	

2. DISMINUCIÓN DE COSTOS DE MATERIAS PRIMAS, MATERIALES SECUNDARIOS E INSUMOS (EN GRAL.)

1.	
2.	
3.	
4.	
5.	
6.	
Disminución de los costos de materias primas, materiales secundarios e insumos	

3. DISMINUCIÓN DE LOS COSTOS DE SERVICIOS

Electricidad	
Vapor	
Agua para Procesos	
Petróleo	
Gas	
Planta de aire comprimido	
Gas Inerte	
Otros	
Disminución de los costos de servicios	

4. DISMINUCIÓN EN COSTOS DE OPERACIÓN Y TRATAMIENTO (MANTENIMIENTO, PERSONAL)

1.	
2.	
3.	
4.	
Disminución en costos de operación y tratamiento	

5. DISMINUCIÓN EN COSTO DE RIESGOS

1.		
2.		
3.		
Disminución en costos de riesgos		

6. DISMINUCIÓN DE OTROS COSTOS DE OPERACIÓN

1.		
2.		
3.		
Disminución de otros costos de operación		

7. INGRESOS EXTRAS POR INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN, CALIDAD DEL PRODUCTO, ETC.

Ingresos extras por incremento de la producción		(-) \$

AHORRO BRUTO TOTAL EN GASTOS DE OPERACIÓN	\$
--	----

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO E7.- Cálculo de Flujo de Caja

Objetivo: Calcular el flujo de caja anual que permitirá, junto a la inversión, determinar el beneficio económico de la(s) opción(es)

Nombre opción de minimización seleccionada

ANTECEDENTES/ DATOS DE ENTRADA

(PA) : Periodo de Amortización	= _____ años
(i) : % de Impuesto sobre beneficio de sociedades	= _____ %
(I) : Inversión calculada (Formulario E-5)	= \$ _____
(a) : Ahorro Bruto Anual de los Gastos de Operación (Formulario E-6)	= \$ _____

CALCULO DEL FLUJO DE CAJA

	Valor
Ahorro Bruto Anual de los Gastos Operación	(a) =
AMORTIZACIÓN ANUAL = A $A = I / PA$	A =
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTO = B $B = a - A$	B =
IMPUESTO SOBRE BENEFICIO DE SOCIEDADES = X $X = B * i / 100$	X =
BENEFICIO NETO = BN $BN = B - X$	
FLUJO DE CAJA = FC $FC = BN + A$	FC =

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO E8.- Cálculo del Período de Retorno

Objetivo: Cuantificación del período en el cual se recupera la inversión.

Metodología

- 1) Identificar los datos de entrada:
 - Inversión calculada: Dato calculado en el formulario E-5
 - Flujo de caja: Dato calculado en el formulario E-7
 - El periodo de retorno se calcula dividiendo la inversión calculada (formulario E-5) con el flujo de caja (formulario E-7).
- 2) Calcular el flujo de caja de acuerdo a las fórmulas dadas en el formulario.

Mientras menor sea el periodo de retorno más interesante de implementar será la inversión.

Nombre opción de minimización seleccionada

ANTECEDENTES/ DATOS DE ENTRADA

(I) : Inversión calculada (Formulario E-5)	= \$ _____
(FC) : Flujo de Caja (Formulario E-7)	= \$ _____

CÁLCULO DEL PERIODO DE RETORNO

$PR = I / FC$	= _____ años
---------------	--------------

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO E9.- Cálculo del Valor Actual Neto (VAN)

Objetivo: Cuantificación del Valor Actual Neto.

Nombre opción de minimización seleccionada

--

ANTECEDENTES/ DATOS DE ENTRADA

(FC) : Flujo de Caja (Ficha E-7)	= \$ _____
----------------------------------	------------

CÁLCULO DEL PERIODO DE RETORNO

$VAN = FC \times \left\{ \sum_{j=1}^n \frac{1}{(1+i)^j} \right\} - I$	= \$ _____
---	------------

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

FORMULARIO E10.- Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

Objetivo: Cuantificación de la Tasa Interna de Retorno.

Nombre opción de minimización
seleccionada

ANTECEDENTES/ DATOS DE ENTRADA

- i_1 = Tasa de descuento (en %) para la que el VAN es positivo.
 i_2 = Tasa de descuento (en %) para la que el VAN es negativo.
 $VP_{(i_1)}$ = Valor positivo del VAN más próximo al punto VAN=0
 $VN_{(i_2)}$ = Valor negativo del VAN más próximo al punto VAN=0
 Hay que introducirlo en la ecuación con signo positivo

CÁLCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO

$TIR = i_1 + \frac{VP_{(i_1)} (i_2 - i_1)}{VP + VN}$	$=$ _____
--	-----------

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

ETAPA IV. IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN
FORMULARIO F-1.- Selección Final

Objetivo: Seleccionar la(s) opción(es) a implementar de acuerdo a los antecedentes resultantes de la evaluación técnico-económica.

Metodología

Identificar los antecedentes de los formularios E-2 a E-10 para cada opción y analizarlo en función a la factibilidad de implementar la opción

RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Opción	Inversión	Ahorro Bruto	Período de retorno	VAN	TIR
Opción 1					
Opción 2					
Opción 3					
Opción n					

Formulario preparado por: _____

Fecha última modificación: _____

TABLA DE VALORES

Para distintos números de años y tasas de descuento del factor.

$$\sum_{j=1}^n \frac{1}{(1+i)^j}$$

Tasa de descuento	AÑOS									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1%	0,99	1,97	2,941	3,902	4,853	5,795	6,728	7,652	8,566	9,471
2%	0,98	1,942	2,884	3,808	4,713	5,601	6,472	7,325	8,162	8,983
3%	0,971	1,913	2,829	3,717	4,58	5,417	6,23	7,02	7,786	8,53
4%	0,962	1,886	2,775	3,63	4,452	5,242	6,002	6,733	7,435	8,111
5%	0,952	1,859	2,723	3,546	4,329	5,078	5,786	6,463	7,108	7,722
6%	0,943	1,833	2,673	3,465	4,212	4,917	5,562	6,21	6,802	7,36
7%	0,935	1,808	2,624	3,387	4,1	4,767	5,389	5,971	6,515	7,024
8%	0,926	1,783	2,557	3,312	3,993	4,623	5,206	5,747	6,247	6,71
9%	0,917	1,759	2,531	3,24	3,89	4,488	5,033	5,535	5,995	6,418
10%	0,909	1,736	2,487	3,17	3,791	4,355	4,868	5,335	5,759	6,145
11%	0,901	1,713	2,444	3,102	3,696	4,231	4,712	5,146	5,537	5,889
12%	0,893	1,69	2,402	3,037	3,605	4,111	4,564	4,968	5,328	5,66
13%	0,885	1,668	2,361	2,974	3,517	3,998	4,423	4,799	5,132	5,426
14%	0,877	1,647	2,322	2,914	3,433	3,889	4,288	4,639	4,946	5,216
15%	0,87	1,626	2,283	2,855	3,352	3,784	4,16	4,487	4,772	5,019
16%	0,862	1,605	2,246	2,798	3,274	3,685	4,039	4,344	4,607	4,833
17%	0,855	1,585	2,21	2,743	3,199	3,589	3,922	4,207	4,451	4,659
18%	0,847	1,566	2,174	2,69	3,127	3,498	3,812	4,078	4,303	4,494
19%	0,84	1,547	2,14	2,639	3,058	3,41	3,706	3,954	4,163	4,339
20%	0,833	1,528	2,106	2,589	2,991	3,328	3,605	3,837	4,031	4,192
21%	0,826	1,509	2,074	2,54	2,926	3,245	3,508	3,726	3,905	4,054
22%	0,82	1,492	2,042	2,494	2,864	3,167	3,416	3,619	3,786	3,923
23%	0,813	1,474	2,011	2,448	2,803	3,092	3,327	3,518	3,673	3,799
24%	0,806	1,457	1,981	2,404	2,745	3,02	3,242	3,421	3,566	3,68
25%	0,8	1,44	1,942	2,362	2,689	2,951	3,161	3,329	3,463	3,571
26%	0,794	1,424	1,923	2,32	2,635	2,885	3,083	3,241	3,366	3,465
27%	0,787	1,407	1,896	2,28	2,583	2,821	3,009	3,156	3,273	3,364
28%	0,781	1,392	1,868	2,241	2,532	2,759	2,937	3,076	3,184	3,269
29%	0,775	1,376	1,842	2,203	2,483	2,7	2,868	2,999	3,1	3,17
30%	0,769	1,361	1,816	2,166	2,436	2,643	2,802	2,925	3,019	3,082

Referencias:

1. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, Industria y Medio Ambiente (1999) Producción más Limpia.

2. United Nations Environment Programme (2002). Guidelines for Policy Integration and Strategic and Action Planning for the Achievement of Cleaner Production. Asian Development Bank.
3. United Nations Environment Programme (2001). Implementation Guidelines for Companies. UNEP
4. INTEC (1998) Guía Técnica de Producción Limpia. Centro de Producción más Limpia de la Corporación de Investigación Tecnológica de Chile.
5. Centro Mexicano para la Producción Más Limpia (CMP+L) Guía de Producción Más Limpia en el Sector Químico. Instituto Politécnico Nacional.
6. Centro Nacional de Producción Más Limpia (2005) Guía de Producción Más Limpia. Lima, Perú

ANEXO IV FACTORES DE EMISIÓN EN REFINERÍAS

La metodología utilizada para la estimación de emisiones de los procesos u operaciones de un caso en particular, presenta las siguientes etapas:

- a) Descripción del proceso industrial.
- b) Elaboración del diagrama de bloques sobre el funcionamiento de la instalación.
- c) Identificación de fuentes de emisión de contaminantes.
- d) Estimación de emisiones.

Para llevar a cabo la identificación de las fuentes de emisión, es necesario conocer las principales operaciones que se realizan en el proceso y que están involucradas con la generación o emisión de contaminantes.

Por lo tanto, resulta útil hacer una descripción del proceso y sobre ésta elaborar un diagrama de bloques sobre el funcionamiento de la instalación, y más específicamente trabajar con los diagramas de flujo de proceso.

En el diagrama de bloques, deben señalarse las entradas y salidas de los diferentes materiales involucrados, considerando como entradas los insumos directos e indirectos de requerimientos de combustibles y agua, y como salidas las emisiones al aire, y descargas a las aguas residuales y la generación de residuos sólidos y/o peligrosos. Esta indicación es básica para la identificación de los contaminantes ya que estos pueden entrar como materia prima, como material de consumo indirecto, o bien, generarse como producto, subproducto o residuo.

En este anexo se considerará la división de emisiones utilizada en la Cédula de Operación Anual (COA). La COA es un instrumento multimedia de reporte de información ambiental, a través del cual también se realiza el seguimiento a las condicionantes establecidas en la Licencia Ambiental Única. Es el principal instrumento anual que proporciona las cantidades de emisiones y transferencias

de contaminantes por establecimiento industrial, a la base de datos del Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC).

La estimación de emisiones, según la COA, se divide en cuatro secciones:

- Emisiones a la atmósfera
- Descarga y transferencia de contaminantes en el agua.
- Generación, manejo y transferencia de residuos peligrosos
- Emisión de sustancias RETC

ESTIMACIÓN DE EMISIONES AL AIRE

Las fuentes potenciales de emisión a aire se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A IV.1. Fuentes de emisión en una Refinería de Petróleo. (EPA, 1996)

Fuentes de emisión potencial ^a			
Categoría de la fuente	Emisión puntual	Emisiones fugitivas	Área fugitiva
Separación de crudo	G, J, L	F, H, M, N	I
Procesamiento de hidrocarburos ligeros	O, G	F, H	I
Procesamiento de destilados medios y pesados	G, O, P, R	F, H	Q
Procesamiento de hidrocarburos residuales	B, G, K, O, R	H	I
Procesos auxiliares	G	F, H	I

^a Clave de las fuentes de emisión: B – horno de reducción de viscosidad; F – disposición de agua residual (alcantarillas de proceso, purgas, agua de enfriamiento); G – bridas, incineradores de proceso, quemadores; H – almacenamiento, transferencia y manejo; I – bombas, válvulas, compresores, accesorios, etc; J – absorbentes; K – válvulas de purga; L – destilación, M – pozo caliente; N – aliviador de presión; O – regeneración de catalizador; P – evaporación; Q – cracking catalítico; R – stripper.

En general estas fuentes de emisión son el resultado tanto de los productos del petróleo (conocidos como compuestos orgánicos volátiles COV's) o aquellas que resultan de las operaciones de combustión en la refinería.

Las emisiones de compuestos orgánicos volátiles producidos en las operaciones de la refinería se pueden caracterizar en dos tipos: fuentes de emisión puntual y emisiones fugitivas. Las fuentes de emisión puntual son aquellas asociadas o generadas directamente por una unidad de proceso. Los tubos de desfogue son un ejemplo de este tipo de emisiones. Las emisiones fugitivas son fuente de emisión de COV's y no son generados por una unidad específica en el proceso. Este tipo de emisiones se encuentran a lo largo de toda la refinería y pueden o no estar asociadas con una unidad de proceso. Incluyen válvulas, bridas, sellos de bombas y compresores, torres de enfriamiento, tanques de almacenamiento, operaciones de transferencia y sistemas de tratamiento de aguas residuales. Las emisiones fugitivas de igual manera surgen de la evaporación de hidrocarburos derramados. Las fuentes por combustión en las refinerías generan óxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y material particulado (PM).

Para el cálculo de las emisiones de las refinerías de petróleo al aire se pueden clasificar en las secciones siguientes:

- Fuentes de combustión (p.e. hornos o calentadores).
- Fuentes de proceso (p.e. destilación a vacío, cracking catalítico, recuperación de azufre, etc.)
- Fugas en el proceso (p.e. válvulas, bridas, bombas, etc.)
- Fugas de tanques.
- Emisiones en carga y descarga.
- Emisiones por las operaciones de tratamiento de aguas residuales.

Fuentes de combustión.

Los tipos de combustibles consumidos en las refinerías de petróleo son combustóleo y gas natural. Para los propósitos de este documento, las sustancias emitidas de la combustión se dividen de la siguiente manera:

- Sustancias de la lista RETC (NO_x, SO₂, PM₁₀, CO y COV's totales).

- Compuesto orgánicos.
- Elementos traza e inorgánicos (incluyendo metales y compuestos como fluoruros, amoniaco, disulfuros etc.)

Sustancias de la lista RETC (NO_x , SO_2 , PM_{10} , CO y COV's totales).

Las emisiones de SO_2 se estiman utilizando balance de materia:

$$ESO_2 \text{ (kg/h)} = VCo * wt\% S * 2/100$$

donde:

VCo = Velocidad de alimentación del combustible al sistema (kg/h).

wt% S = Porcentaje en peso de azufre (como elemento) en el combustible.

Las siguientes tablas presentan los factores de emisión de NO_x , PM_{10} , CO y COV's totales, para fuentes de combustión:

Tabla A IV.2. Factores de emisión para la combustión de combustóleo ^a (NPI, 1999)

Tipo de combustible y mecanismo de calentamiento	Factores de emisión (kg / m ³ de combustóleo consumido)			
	NO _x ^b	CO	PM ₁₀ ^c	COV
Quemadores > 30 MW				
Aceite #6, calentamiento normal	5.6	0.6	0.71 A	0.091
Aceite #6, calentamiento normal, LNB ^d	4.8	0.6	0.71 A	ND
Aceite #6, calentamiento tangencial	3.8	0.6	0.71 A	0.091
Aceite #6, calentamiento tangencial, LNB	3.1	0.6	0.71 A	ND
Aceite #5, calentamiento normal	5.6	0.6	0.71 A	0.091
Aceite #5, calentamiento tangencial	3.8	0.6	0.71 A	0.091

Aceite #4, calentamiento normal	5.6	0.6	0.71 A	0.091
Aceite #4, calentamiento tangencial	3.8	0.6	0.71 A	0.091
Quemadores < 30 MW				
Aceite #6	6.6	0.6	0.86 A	0.034
Aceite #5	6.6	0.6	0.86 A	0.034
Aceite #4	2.4	0.6	0.86 A	0.024
Aceite destilado	2.4	0.6	0.12	0.024

Notas:

- a Estos factores de emisión se aplican a fuentes sin métodos de control, si no se indica lo contrario.
- b Los factores de emisión para NO_x son expresados como NO₂. Un método más preciso para estimar las emisiones de NO_x para calentadores industriales es aplicar la siguiente ecuación:
- $$\text{kg NO}_2/\text{m}^3 \text{ de aceite consumido} = 2.47 + 12.53(N)$$
- donde N es el porcentaje en peso de nitrógeno en el aceite.
- c Los factores de emisión para partículas son función del grado del aceite y del contenido de azufre.
- Aceite # 6: $A = 1.12 (S) + 0.37 \text{ kg/m}^3$
donde S es el porcentaje en peso de azufre en el aceite.
- Aceite # 5: $A = 1.2 \text{ kg/m}^3$
- Aceite # 4: $A = 0.84 \text{ kg/m}^3$
- d LNB = Quemadores de bajo contenido de NO_x.
ND = No hay datos disponibles.

Tabla A IV.3. Factores de emisión para la operación de quemadores (NPI, 1999)

Componente	Factor de emisión (kg/10 ⁶ J)
Hidrocarburos totales	6.0249
Monóxido de carbono	15.923
Óxidos de nitrógeno	2.293
Partículas con carbono	11.835

Tabla A IV.4. Factores de emisión para la combustión de gas. (NPI, 1999)

Tipo de sistema de combustión	Factores de emisión (kg / 10 ⁶ m ³ de gas consumido)			
	NOx	CO	PM ₁₀	COV
Calentadores de pared > 30 MW				
Sin control	4480	1344	122	88
Controlados – Quemadores de bajo NOx	2240	1344	122	88
Controlados – Gas de chimenea recirculado	1600	1344	122	88
Calentadores < 30 MW				
Sin control	1600	1344	122	88
Controlados – Quemadores de bajo NOx	800	1344	122	88
Controlados – Gas de chimenea recirculado	512	1344	122	88
Fuego tangencial (todos tamaños)				
Sin control	2720	384	122	88
Controlados – Gas de chimenea recirculado	1216	1538	122	88

Tabla A IV.5. Composición de hidrocarburos en emisiones de quemadores. (NPI, 1999)

Composición	% en volumen promedio	% en volumen intervalo
Metano	55	14-83
Etano/Etileno	8	1-14
Acetileno	5	0.3-23
Propano	7	0-16
Propileno	25	1-65

Compuestos orgánicos.

Durante la combustión se emiten una serie de compuestos orgánicos. En las siguientes tablas se presentan los factores de emisión de estas sustancias.

Tabla A IV.6. Factores de emisión de compuestos orgánicos para la combustión de gas. (USEPA, 1998)

Sustancia	Factor de emisión (kg/10 ⁶ m ³ de gas consumido)
Benceno	3.4 x 10 ⁻²
Tolueno	5.4 x 10 ⁻²
Acetaldehído	0.13
Formaldehído	1.2
Fenol	0.062
HAP's	1.1 x 10 ⁻²
n-Hexano	29

Tabla A IV.7. Factores de emisión de compuestos orgánicos para la combustión de combustóleo (USEPA, 1998b)

Sustancia	Factor de emisión (kg/m ³ de combustóleo consumido)
Benceno	2.57 x 10 ⁻⁵
Tolueno	7.44 x 10 ⁻⁴
Xilenos	9.01 x 10 ⁻⁴
Etilbenceno	7.63 x 10 ⁻⁶
HAP's	1.43 x 10 ⁻⁴
Formaldehído	3.96 x 10 ⁻³
Acetona	1.01 x 10 ⁻²
Dioxinas y furanos policlorados	3.72 x 10 ⁻¹⁰
n-Hexano	1.80 x 10 ⁻³

Elementos traza e inorgánicos (incluyendo metales y compuestos como fluoruros, amoníaco, disulfuros etc.) de fuentes de combustión

Las emisiones de ciertos compuestos pueden ser estimadas al emplear un balance de materia, cuando la composición del combustible es conocida.

Para el balance de materia se requieren dos datos:

- El contenido del metal de los combustibles utilizados en cada quemador u horno.
- El consumo de combustible para cada fuente de combustión.

La ecuación a emplear es la siguiente:

$$\text{Velocidad de emisión (kg/h)} = \text{Uso de combustible (kg/h)} * \text{Contenido de metal en combustible (\% wt)}$$

Cuando la composición del combustible no se conoce, pueden emplearse los siguientes factores de emisión:

Tabla A IV.8. Factores de emisión de elementos traza para la combustión de combustóleo. (USEPA, 1997)

Elemento	Combustión de aceite destilado ^a (kg/m ³)	Combustión de aceite residual ^b (kg/m ³)
Antimonio	ND	6.3 x 10 ⁻⁴
Arsénico	7.06 x 10 ⁻⁵	1.5 x 10 ⁻⁴
Berilio	5.03 x 10 ⁻⁵	3.3 x 10 ⁻⁶
Cadmio	5.03 x 10 ⁻⁵	4.8 x 10 ⁻⁵
Cromo (VI)	ND	3.0 x 10 ⁻⁵
Cobalto	ND	7.2 x 10 ⁻⁴
Cobre	ND	2.1 x 10 ⁻⁴
Plomo	1.49 x 10 ⁻⁴	1.8 x 10 ⁻⁴

Manganeso	2.35×10^{-4}	3.6×10^{-4}
Mercurio	5.03×10^{-5}	1.4×10^{-5}
Níquel	3.02×10^{-4}	1.0×10^{-2}
Selenio	ND	8.2×10^{-5}
Zinc	ND	3.5×10^{-3}
Fluoruro	ND	4.5×10^{-3}

a Destilado incluye combustóleo #2.

b Residual incluye combustóleo #4, #5 y #6.

c ND = No hay datos disponibles.

Tabla A IV.9. Factores de emisión de elementos traza para la combustión de gas (USEPA, 1998)

Elemento	Factor de emisión (kg/10 ⁶ m ³)
Arsénico	3.2×10^{-3}
Berilio	1.9×10^{-4}
Cromo (VI)	1.1×10^{-3}
Cobalto	1.3×10^{-3}
Cobre	1.4×10^{-2}
Cadmio	1.8×10^{-2}
Plomo	8.0×10^{-3}
Manganeso	6.1×10^{-3}
Mercurio	4.2×10^{-3}
Níquel	3.4×10^{-2}
Selenio	3.8×10^{-4}
Zinc	4.6×10^{-1}

Fuentes de proceso y fugas.

La operación de una refinería puede liberar emisiones de sustancias a la atmósfera. A continuación se presentan factores de emisión para procesos en refinerías.

Tabla A IV.10. Emisiones estimadas de refinerías de petróleo. (USEPA, 1987)

Compuesto	En fuente (toneladas / año)	Fugitivas (toneladas / año)	Total (toneladas / año)
Benceno	114	29	142
Tolueno	437	111	548
Xileno	31	1751	1782
Butadieno	3	1	4
Trimetil benceno (1,2,4)	310	141	452

Tabla A IV.11. Factores de emisión para las refinerías de petróleo ^a(USEPA, 1997)

Proceso	PM ₁₀	SO ₂	CO	HC's totales ^b	NO ₂	Aldehídos	Amoniaco
Unidades de Cracking catalítico fluidizado (FCCU's)							
<i>Sin control</i>							
kg/10 ³ L alim. fresca	0.695 (0.267 a 0.976)	1.413 (0.286 a 1.505)	39.2	0.630	0.204 (0.107 a 0.416)	0.054	0.155
lb/10 ³ bbl alim. fresca	242 (93 a 340)	493 (100 a 525)	13,700	220	71.0 (37.1 a 145.0)	19	54
Precipitador electrostático y horno CO.							
kg/10 ³ L alim. fresca	0.128 (0.020 a 0.428)	1.413 (0.286 a 1.505)	In	In	0.204 (0.107 a 0.416)	In	In
lb/10 ³ bbl alim. fresca	45 (7 a 150)	493 (100 a 525)	In	In	71.0 (37.1 a 145.0)	In	In
Unidades de Cracking catalítico de lecho móvil							
<i>Sin control</i>							
kg/10 ³ L alim. fresca	0.049	0.171	10.8	0.250	0.014	0.034	0.017
lb/10 ³ bbl alim. fresca	17	60	3,800	87	5	12	6
Unidades de coqueado fluido							
<i>Sin control</i>							
kg/10 ³ L alim. fresca	1.50	SD	SD	SD	SD	SD	SD
lb/10 ³ bbl alim. fresca	523	SD	SD	SD	SD	SD	SD
Precipitador electrostático y horno CO.							

Proceso	PM ₁₀	SO ₂	CO	HC's totales ^b	NO ₂	Aldehídos	Amoniaco
kg/10 ³ L alim. fresca	0.0196	SD	In	In	SD	In	In
lb/10 ³ bbl alim. fresca	6.85	SD	In	In	SD	In	In
Unidades de coqueado retardado	SD	SD	SD	SD	SD	SD	SD
Sistemas de compresión							
Reciprocantes							
kg/10 ³ m ³ gas consumido	In	2s ^c	7.02	21.8	55.4	1.61	3.2
lb/10 ³ ft ³ gas consumido	In	2s ^c	0.43	1.4	3.4	0.1	0.2
Turbinas de gas							
kg/10 ³ m ³ gas consumido	In	2s ^c	1.94	0.28	4.7	SD	SD
lb/10 ³ ft ³ gas consumido	In	2s ^c	0.12	0.02	0.3	SD	SD
Sistemas de desfogue							
Sin control							
kg/10 ³ L alim. fresca	In	In	In	1,662	In	In	In
lb/10 ³ bbl alim. fresca	In	In	In	580	In	In	In
Sistema de recuperación de vapor							
kg/10 ³ L alim. fresca	In	0.077	0.012	0.002	0.054	In	In
lb/10 ³ bbl alim. fresca	In	26.9	4.3	0.8	18.9	In	In
Condensadores de la columna de destilación a vacío							
Sin control							
kg/10 ³ L alim. a colum.	In	In	In	0.14 (0 a 0.37)	In	In	In
lb/10 ³ bbl alim. a colum.	In	In	In	50 (0 a 130)	In	In	In
Controlada (purga al calentador o incinerador)							
	In	In	In	In	In	In	In

a Los números en paréntesis indican el intervalo de valores observados. In = insignificante. SD = Sin datos.

b Específicamente menos del 1 % en peso de las emisiones de hidrocarburos totales son metano.

c Basado en una combustión al 100 % de azufre a SO₂. s = contenido de gas azufre en la refinera (en kg/1000 m³ o lb/1000 ft³), dependiendo de las unidades que se deseen para el factor de emisión.

Destilación atmosférica y a vacío. Las emisiones a aire durante la destilación atmosférica surgen de la combustión de combustibles en los hornos para calentar el petróleo crudo, fugas de proceso y emisiones fugitivas. Las fuentes más importantes de emisiones atmosféricas de la columna de la destilación a vacío se asocian con los eyectores del vapor o bombas de vacío (emisiones fugitivas). Una

porción significativa de los vapores retirados de la columna por los eyectores o bombas, se recupera en condensadores. Históricamente, la porción de no condensables de los vapores ha sido descargada a la atmósfera directamente de los condensadores. Hay aproximadamente 0.14 kg de hidrocarburos no condensables por m³ de crudo procesado en la columna de destilación a vacío.

Una segunda fuente de emisiones atmosféricas de columnas de destilación al vacío son los productos de la combustión de los calentadores del proceso. Los requerimientos del calentador del proceso para la columna de la destilación a vacío son aproximadamente 245 megajoules por metro cúbico (MJ/m³) de crudo procesado en la columna del vacío. Las emisiones fugitivas de hidrocarburos de sellos y accesorios con fugas también están asociadas con la unidad de destilación a vacío, pero éstos son aminorados por las bajas presiones de operación en la unidad.

Una cierta cantidad de hidrocarburos ligeros no condensables (metano y etano) y sulfuro de hidrógeno pasan a través del condensador a un pozo que se encuentra caliente, y entonces son descargados al sistema de combustible amargo o descargados a un calentador de proceso u otro dispositivo de control para destruir el sulfuro de hidrógeno. La cantidad de estas emisiones depende del tamaño de la unidad, el tipo de alimentación, y de la temperatura del agua de refrigeración. Para producir y mantener el sistema de vacío en la columna de destilación, a menudo se emplea vapor conducido por vacío o eyectores de vapor, acoplado con un condensador barométrico. Los compuestos ligeros volátiles como H₂S, se pueden formar durante la operación debido a las altas temperaturas empleadas en el proceso. Estos compuestos que no condensan en el condensador barométrico son descargados en la corriente de agotamiento.

Cracking y coqueado. De la literatura disponible, no está claro que emisiones se liberan y en que parte del proceso son liberadas. Las emisiones a la atmósfera de procesos térmicos de cracking incluyen polvo de las operaciones de decoquizado, gases de combustión del reductor de viscosidad y de calentadores del proceso de coqueado, así como emisiones fugitivas. Las emisiones fugitivas son significativas a causa de las temperaturas altas implicadas, y dependen del

tipo de equipo y configuración, las condiciones de operación, y las prácticas de mantenimiento. Las emisiones de partículas de las operaciones de coqueado retardado son potencialmente significativas. Estas emisiones se asocian con quitar el coque del tambor de coque y las operaciones subsiguientes de manejo y almacenamiento. Las emisiones de hidrocarburos se asocian con el enfriamiento y descarga del tambor de coque antes de la eliminación del mismo. Las emisiones aéreas incluyen emisiones de gases de chimenea de calentadores de proceso.

Renovación de coque. Emisiones significativas de COV's y PM se dan en esta operación. Algunas sustancias que se espera estén presentes incluyen: benceno, tolueno, xileno, H₂S, metales, e hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP's).

Cracking catalítico. Hay dos fuentes de emisiones a aire por parte de esta operación: El calentamiento en el proceso y la regeneración del catalizador. Estas emisiones incluyen hidrocarburos, óxidos de azufre amoníaco, aldehídos, NO_x, cianuros, metales y partículas. Las emisiones a la atmósfera de procesos de cracking catalítico son: (1) Los productos de la combustión de calentadoras de proceso y (2) gases de chimenea de la regeneración de catalizador. Las emisiones del regenerado del catalizador incluyen hidrocarburos, óxidos de azufre, amoniaco, aldehídos, óxidos de nitrógeno, cianuros, monóxido de carbono, y partículas. Las emisiones de partículas de unidades de FCC son mucho mayores que las de unidades TCC, a causa de los flujos de circulación del catalizador más altos empleados.

Las concentraciones relativamente altas de monóxido de carbono se pueden producir durante regeneración del catalizador que es convertido típicamente a bióxido de carbono o en el regenerador o inclusive en una caldera de combustión de desecho del monóxido de carbono. Además, una cantidad significativa de polvo de catalizador se produce en unidades FCC como resultado del movimiento constante de los granos de catalizador uno contra otro. Mucho de este polvo, que consiste principalmente de aluminio y cantidades relativamente pequeñas de níquel, es llevado con la corriente del monóxido de carbono al quemador del monóxido de carbono. El polvo del catalizador

entonces se separa de la corriente resultante del bióxido de carbono vía ciclones y/o precipitadores electrostáticos y es mandado fuera de la refinería para su disposición o tratamiento. El agua residual generada es agua típicamente amarga del fraccionador que contiene algunas grasas.

Alquilación. En el proceso con ácido sulfúrico, el ácido sulfúrico que ha reaccionado se debe regenerar en una planta que generalmente no es parte de la unidad de alquilación. Las emisiones a aire del proceso de alquilación pueden surgir de fugas de proceso y emisiones fugitivas.

Recuperación de azufre. En ellas se generan compuestos de azufre y principalmente H₂S y SO₂. Para estimar las emisiones de esta fuente tan importante de contaminantes se emplean los siguientes factores de emisión:

Tabla A IV.12. Factores de emisión para plantas de recuperación de azufre (NPI, 1999)

Número de etapas catalíticas	Porcentaje de recuperación de azufre ^a	Emisiones de SO ₂	
		kg/Mg de azufre producido	lb/ton de azufre producido
1, sin control	93.5 ^b	139 ^{b,c}	278 ^{b,c}
3, sin control	95.5 ^d	94 ^{c,d}	188 ^{c,d}
4, sin control	96.5 ^e	73 ^{c,e}	145 ^{c,e}
2, con control	98.6	29	57
3, con control	96.8	65	129

a Las eficiencias son por las corrientes de gas de alimentación con altas concentraciones de H₂S. Gases con bajas concentraciones de H₂S tendrían eficiencias más bajas. Por ejemplo, una planta con 2 o 3 etapas puede tener una eficiencia de recuperación de 95% por 90% de la corriente de H₂S; 93% por 50% de H₂S; y 90% para 15% de H₂S.

b Basado en el peso neto del azufre puro producido. Los factores de emisión se determinaron utilizando el promedio del porcentaje de recuperación de azufre. Las emisiones de dióxido de azufre se calcularon del porcentaje de azufre recuperado por una de las siguientes ecuaciones:

$$\text{Emisiones de SO}_2 \text{ (kg / Mg)} = \frac{100 \% \text{ de recuperación} * 2000}{\% \text{ de recuperación}}$$

$$\text{Emisiones de SO}_2 \text{ (lb / ton)} = \frac{100 \% \text{ de recuperación} * 4000}{\% \text{ de recuperación}}$$

c Intervalos de recuperación de azufre = 92% a 95 %

d Intervalos de recuperación de azufre = 95% a 96 %

e Intervalos de recuperación de azufre = 96% a 97 %

Tratamiento cáustico. Emisiones aéreas de bióxido de azufre pueden surgir. El catalizador gastado, que típicamente no es regenerado, es dispuesto ocasionalmente como un desecho sólido. Las corrientes de agua residual contendrán el lavado cáustico y agua amarga con aminas y mercaptanos.

Hidroprocesamiento. Del reformado del catalizador en el proceso de hidrocracking no se generan desechos considerables, debido a que se da cada 2 o 4 años. Del proceso en si se tiene que los calentadores, desfuegos y emisiones fugitivas son la principal fuente de contaminantes. Las emisiones al aire del reformado catalítico se dan por el gas de calentamiento del proceso y emisiones fugitivas. Las emisiones aéreas por hidrotreatmento pueden surgir del gas de chimenea del calentador de proceso, de derrames, y de las emisiones fugitivas.

Extracción de solventes. En el proceso de extracción de solventes, un desecho de corrientes grasas de disulfuros salen al separador. Las emisiones al aire surgen por hidrocarburos fugitivos y se descarga en el separador que puede contener disulfuros. Las emisiones aéreas pueden surgir de emisiones fugitivas de los solventes.

Las emisiones fugitivas se estiman para los siguientes servicios:

- Válvulas (válvulas de bloque y control 3/4" o 1.875 cm de tamaño y más grandes)
- Bridas/conectores
- Sellos de bombas
- Sellos de mezcladores
- Sellos de compresores
- Válvulas de alivio de presión a la atmósfera
- Alcantarillas

Tabla A IV.13. Factores de emisión para emisiones fugitivas en refinerías de petróleo. (USEPA, 1997)

Fuente de emisión	Unidades del Factor de emisión	Factores de emisión		Tecnologías aplicables de control
		Emisiones sin control	Emisiones controladas	
Torres de enfriamiento ^a	kg/10 ⁶ L de agua de enfriamiento	0.7	0.08	Minimización de fugas de hidrocarburos en el sistema de agua de enfriamiento; monitoreo de hidrocarburos en el agua de enfriamiento.
	lb/10 ⁶ gal. de agua de enfriamiento	6.0	0.7	
Separadores agua/aceite ^b	kg/10 ⁶ L de agua residual	0.6	0.024	Cubrir los separadores y/o sistemas de recuperación de vapor.
	lb/10 ⁶ gal. de agua residual	5.0	0.2	

Notas:

- a Si el flujo de agua de enfriamiento no se conoce, asumir que es 40 veces el flujo de alimentación a la refinería. Esta se define como la velocidad de alimentación de petróleo crudo que entra a la columna de destilación atmosférica.
- b Si el flujo de agua residual se desconoce para el separador agua/aceite asumir que es 0.95 veces la alimentación a la refinería. Esta se define como la velocidad de alimentación de petróleo crudo que entra a la columna de destilación atmosférica.

Derrames de tanques de almacenamiento.

Las emisiones en tanques se evalúan para tanques de crudo, gasolina, gas, servicio de combustible de jet B o destilados y para cualquier tipo de tanques de mezclado.

Derrames en operaciones de carga.

Pérdidas de COV's. Las pérdidas en la carga de COV's son estimadas como el producto de la producción total multiplicado por un factor emisión.

Descargas de fuentes de aguas residuales.

Las fuentes de COV's y descargas al aire de los sistemas de colección de aguas residuales y sistemas de tratamiento incluye:

- Alcantarillas de proceso y colectores
- Separadores por gravedad de petróleo-agua y estanques de dispersión
- Sistemas aéreos de flotación
- Tanques de recolección del agua de lluvia
- Torres de agua de enfriamiento

ESTIMACIÓN DE EMISIONES Y TRANSFERENCIA AL AGUA.

Los factores de emisión aplicados al agua se utilizan para cuantificar la emisión o descarga al agua de contaminantes generados en fuentes puntuales o de área con procesos regulados y bien definidos; la exactitud de la estimación se ve sensiblemente afectada por diferencias entre las condiciones en las cuales se aplica en comparación con aquellas condiciones donde fueron desarrollados.

La variabilidad de la fuente individual y la variabilidad en las características del efluente en el tiempo no se consideran en su totalidad para su desarrollo. Al igual que para contaminantes atmosféricos, los factores disponibles son para contaminantes comunes como materia orgánica soluble o sólidos y no para compuestos específicos.

En general, estos factores son más complejos que los del aire debido a que en la mayoría de los casos involucran más de un parámetro para estimar la descarga, particularmente para fuentes de área. Por ejemplo, la descarga de algún tipo de material al agua se puede cuantificar empleando un factor de descarga sobre la base de la siguiente ecuación:

$$\text{Cantidad de contaminante descargado al agua} = a*b*c / 100$$

Donde: a es la cantidad del material empleado, b es el porcentaje del material descargado al agua y c es la cantidad de contaminante en el material.

De acuerdo a la normatividad vigente en materia de agua, aplicable a fuentes fijas, la medición de contaminantes en las descargas de aguas residuales, debe realizarse por medición directa. De acuerdo con las Normas Oficiales Mexicanas NOM-001-SEMARNAT-1996, que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales, y la NOM-002-SEMARNAT-1996, que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal, la medición de los siguientes contaminantes debe realizarse de manera directa:

- Grasas y aceites
- Sólidos sedimentables
- Arsénico total
- Cadmio total
- Cianuro total
- Cobre total
- Cromo hexavalente
- Mercurio total
- Níquel total
- Plomo total
- Zinc total

Varios de estos contaminantes se enuncian en el listado de sustancias que se deben reportar en la norma mexicana NMX-AA-118-SFCI-2001, Registro y Emisión de Transferencia de Contaminantes.

Las siguientes tablas se emplean para datos de emisiones de descargas de refinería que no se clasifican como transferencia (la cual incluye descarga a alcantarilla).

Debido a que el contenido de carbono orgánico disuelto (COD) de los efluentes de la refinería es un parámetro conocido, los factores de emisión se basan en ese parámetro.

Tabla A IV.14. Factores de emisión para compuestos orgánicos en efluentes de refinерías. (NPI, 1999)

Elemento	Porcentaje en peso de COD
Tolueno	9.2×10^{-4}
Benceno	9.1×10^{-4}
Xilenos	1.4×10^{-3}
Fenol	6.9×10^{-4}
1,2 Dicloroetano	2.7×10^{-4}
Hexaclorobenceno	4.4×10^{-6}
PAH's	1.6×10^{-3}
Estireno	1.0×10^{-4}
Etilbenceno	1.2×10^{-4}
1,1,2-tricloroetano	3.6×10^{-5}
Cloroformo	2.5×10^{-3}

Estos factores de emisión se aplican de la siguiente manera:

$$WWE_i = COD * (WPI / 100) * Flujo$$

Donde:

WWE_i = La emisión de agua residual del componente "i" desde la planta de tratamiento (kg/h).

COD = El contenido de carbono orgánico disuelto del efluente tratado descargado por la planta (kg/m³).

WPI = El porcentaje en peso del componente "i" de la tabla AIV.12.

Flujo = Velocidad de descarga del agua residual al cuerpo receptor de agua (m^3 / h).

Los factores de emisión de la siguiente tabla se aplican de igual manera que los factores de emisión al aire presentados anteriormente, excepto que se basan en el flujo del efluente de las plantas de tratamiento.

Tabla A IV.15. Factores de emisión a descargas de aguas residuales en refinerías de petróleo. (NPI, 1999)

Sustancia	Factores de emisión (kg/m^3 de flujo)
Zinc	4.4×10^{-4}
Fósforo	4.1×10^{-7}
Arsénico	6.7×10^{-6}
Cromo (VI)	7.7×10^{-6}
Selenio	3.1×10^{-6}
Níquel	3.6×10^{-6}
Cobre	2.9×10^{-6}
Antimonio	5.8×10^{-7}
Cobalto	1.6×10^{-6}
Mercurio	1.1×10^{-8}
Cadmio	3.3×10^{-7}
Plomo	1.9×10^{-6}
Cianuro	7.6×10^{-9}
Amoniaco	1.3×10^{-6}

ESTIMACIÓN DE EMISIONES Y TRANSFERENCIA DE CONTAMINANTES A SUELO

El empleo de factores de emisión para estimar descargas al suelo es poco usual, ya que las mediciones directas o balance de materiales son utilizados con mayor frecuencia para su cuantificación.

En cuanto a los residuos peligrosos generados por la refinería, se debe dar cumplimiento a la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005, en la que se establece la clasificación de residuos peligrosos.

Según esta Norma, un residuo es peligroso si presenta al menos una de las siguientes características, bajo las condiciones señaladas en la misma Norma:

- o Corrosividad
- o Reactividad
- o Explosividad
- o Toxicidad Ambiental
- o Inflamabilidad
- o Biológico-Infeciosa

Debido a que una gran cantidad de hidrocarburos se encuentran clasificados como residuos peligrosos, es conveniente hacer la caracterización de los residuos sólidos provenientes de la refinería, con lo cual se tendrían las cantidades de cada elemento o compuesto presente en las corrientes de salida del proceso.

Finalmente, una de las principales ventajas de los factores de emisión es que una gran cantidad de fuentes pueden ser estimadas realizando la medición de un pequeño número de estas, además de estimar emisiones de sustancias no susceptibles a medición, usando factores desarrollados sobre la base del conocimiento de las características del proceso. Asimismo sobresalen por su simplicidad de uso, costo mínimo y fácil acceso.

Para su elección se debe considerar que:

- Son susceptibles a variaciones locales, por lo que su confiabilidad se define en términos de la similitud entre las condiciones de la aplicación y aquellas en las que se desarrollaron.
- Su existencia está limitada a contaminantes comunes.

Referencias

1. **NPI** (National Pollutant Inventory). (Febrero 1999) **Emission Estimation Technique Manual for Petroleum Refining**. Environment Australia.
2. **Roldán Tejeda, Iván Ramón** (2004) **Propuesta para la identificación y análisis de los aspectos ambientales a considerar en la reconfiguración de la refinería “Gral. Lázaro Cárdenas”**. UNAM
3. **USEPA-450/3-76-38a**. (1996) **Background information on HC’s emissions from marine terminal operations**
4. **USEPA** (U.S. Environmental Protection Agency). (1987) **The Toxics Release Inventory: A national perspective**.
5. **USEPA** (1989), **Estimating Air Toxic Emissions from Coal and Oil Combustion, Sources**. Office of Air Quality Planning and Standards, US EPA, Research Triangle Park, (EPA-450/2-89-001)
6. **USEPA** (1990), **Air Emissions Species Manual – Volume 1 Volatile Organic Species Profiles**, Second Edition, Office of Air Quality Planning and Standards, Research Triangle Park, (EPA-450/2-90-001a).
7. **USEPA** (1997), **Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume I: Stationary Sources**, Fifth Edition, Office of Air Planning and Standards, Office of Air Quality Planning and Standards, US EPA, Research Triangle Park
8. **USEPA** (1998), **Natural Gas Combustion**, Septiembre 1998 Revision to AP-42 Section 1.4

ANEXO V
BUENAS PRÁCTICAS DE MANEJO

Lista de Revisión
Para el manejo y transporte de materiales y productos

Objetivo: Manejo efectivo, almacenamiento y transferencia de materiales y productos.

Acciones que deben tomarse	Persona responsable	Prioridad y tiempo oportuno para actuar	Ahorros obtenidos
Inspección de la materia prima recibida de los proveedores. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Verificar que el empaque esté en buen estado ▪ Asegurarse de que los contenidos están protegidos ▪ Aceptar sólo materias primas de buena calidad 			
Respetar las condiciones de almacenamiento recomendadas por los proveedores de las materias primas. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Establecer sistemas de almacenamiento de acuerdo a instrucciones dadas por los proveedores o como se indica en los envases, especialmente para productos tóxicos ▪ Conservar los registros de seguridad en el lugar de almacenamiento y área de trabajo 			
Almacenamiento de los productos peligrosos en un área designada y segura. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Reducir el riesgo de accidentes ▪ Reducir la necesidad de pago suplementario por costos de seguro ▪ Capacitar al personal para evitar accidentes 			
Almacenamiento de materias primas en grupos compatibles. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Inspeccionar el área periódicamente para detectar contaminación ▪ Utilizar metodologías de almacenamiento y dispositivos que eviten daños durante el almacenamiento 			
Verificación de las fechas de expiración de las materias primas. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Revisar regularmente y llevar registros de los inventarios ▪ Aplicar el principio "primera entrada primera salida" [PEPS lo primero que entra al almacén es lo primero que sale] para el control en existencia de materias primas 			
Mantener existencias a niveles basados en las necesidades actuales. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Evitar la compra excesiva de materia primas ▪ Disminuir la pérdida de suministros (ej. no dejar los contenedores abiertos) 			
Tomar medidas de seguridad apropiadas durante el movimiento, transporte y utilización de productos peligrosos. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Usar ropa adecuada para protección ▪ Utilizar equipo apropiado ▪ Dar al personal la capacitación necesaria 			
Reemplazo de los productos peligrosos por otros alternativos			

Lista de Revisión
Para la reducción de pérdidas de materias primas y materiales secundarios

Objetivo: Reducción de pérdidas y mejor utilización de materias primas, insumos y abastecimiento.

Acciones que deben tomarse	Persona responsable	Prioridad y tiempo oportuno para actuar	Ahorros obtenidos
Reparación de las fugas en tuberías y equipos. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hacer una evaluación visual dentro de cada departamento para identificar las áreas problemas ▪ Encargar las reparaciones usando materiales apropiados ▪ Monitorear y asegurar la eliminación de fugas 			
Prevención de derrames accidentales de materiales. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tomar precauciones extremas cuando se remuevan los materiales de los contenedores de almacenamiento para usarse en la producción 			
Establecimiento de un programa de mantenimiento preventivo para los equipos. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Prevención de interrupciones inesperadas en la producción ▪ Determinación de la periodicidad y responsabilidades para inspecciones regulares 			
Conservación de los manuales de mantenimiento en un lugar accesible y conocido por los encargados. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Seguir las recomendaciones dadas en los manuales de mantenimiento ▪ Encargarse de la capacitación necesaria del personal 			
Actualización de los registros de los equipos. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Actualización de la localización del equipo, sus características, y programa de mantenimiento ▪ Verificación regular del cumplimiento de los programas de mantenimiento 			
Optimización de la planeación de la producción. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Dedicar el equipo a un producto específico ▪ Maximizar el número de los productos fabricados, ej. Trabajo de un día o una semana en un proceso, en una línea de producción 			
Evaluación de los volúmenes de residuos y productos que no cumplan con las especificaciones. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificar los problemas de calidad ▪ Tomar medidas correctivas 			
Establecer planes y procedimientos de emergencia			

Lista de Revisión Para el ahorro de energía

Objetivo: Conservación, reutilización y reducción del consumo de energía.

Acciones que deben tomarse	Persona responsable	Prioridad y tiempo oportuno para actuar	Ahorros obtenidos
Mantenimiento de un buen aislamiento de las tuberías con agua a alta temperatura. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Verificar periódicamente el estado del aislamiento para evitar pérdidas de calor y reparar cuando sea necesario 			
Mantenimiento de un buen aislamiento de tuberías de agua fría. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Asegurarse que los sistemas de enfriamiento y aire acondicionado no se sobrecalienten innecesariamente 			
Mantenimiento de las tuberías a presión de aire comprimido. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Evitar la pérdida de presión ▪ Verificar periódicamente las fugas y repararlas cuando sea necesario 			
Mantenimiento de equipos que usan energía (ej. calderas, calentadores) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Optimizar la combustión eficiente a través de un movimiento regular ▪ Evitar pérdidas de escape de frío/calor por puertas abiertas, escapes, etc. 			
Uso de los sistemas de aire acondicionado en una forma eficiente. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Verificar la temperatura del medio ambiente para evitar el uso excesivo del aire acondicionado ▪ Asegurarse de que existe un buen aislamiento del aire acondicionado en las instalaciones ▪ Desconectar los sistemas de aire acondicionado cuando no sean necesarios (ej. en la noche) ▪ Ajustar regularmente el aire acondicionado a una temperatura adecuada 			
Recuperación/reutilización de la energía en el proceso de producción. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Instalar un intercambiador de calor cuando las diferencias de temperatura sean mayores a 50° C ▪ Limpiar regularmente las superficies de intercambio de calor para asegurar la mejor transferencia posible 			
Regulación del consumo de energía de acuerdo al nivel de energía necesaria. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Por ejemplo, si un sistema necesita un consumo de 50° C no proveer un consumo de 70° C 			
Uso de un termostato en los procesos que manejen agua (ej. en el lavado de baños de enjuague) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Asegurarse de que la temperatura sea la requerida, para no tener posteriormente que usar más energía para adecuarla 			
Control del dimensionamiento del equipo compensatorio de electricidad en la fuente. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Instalar una batería condensadora al nivel de transferencia 			
Verificación de donde puede sustituirse el consumo de recursos de energía no renovable por otras alternativas de energía renovable			

Lista de Revisión Para el ahorro de agua

Objetivo: Preservación, Reutilización y reducción de los flujos de agua.

Acciones que deben tomarse	Persona responsable	Prioridad y tiempo oportuno para actuar	Ahorros obtenidos
<p>Eliminación de fugas de agua</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Reemplazar los sellos de las tuberías en mal estado ▪ Examinar las condiciones de las tuberías de agua y hacer las reparaciones necesarias ▪ Monitorear los tanques de agua en procesos de producción y prevenir derrames ▪ Cerrar las llaves de agua ▪ Instalar medidores en áreas donde se emplean grandes cantidades de agua ▪ Instalar dispositivos de bajo costo para ahorro de agua ▪ Tomar precauciones para no desperdiciar el agua, tanto en el proceso como en la limpieza ▪ Ahorrar agua en donde mejor convenga 			
<p>Evitar el uso de agua donde no se necesite en lo absoluto.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Quitar llaves de agua de donde no se usan ▪ Sellar algunas llaves de agua para evitar el uso innecesario 			
<p>Regulación de bombas y tuberías de agua.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Regular de acuerdo a las necesidades de producción específicas 			
<p>Eliminar flujos innecesarios de agua industrial fuera de las horas en que funciona la empresa.</p>			
<p>Reutilización de agua de lavado.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Determinar la cantidad, calidad y localización de las fuentes de agua reutilizable ▪ Verificar que la reutilización de dicha agua no dañe la calidad del producto final 			
<p>Evitar el exceso de enjuague con agua.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Instalar válvulas en el equipo para reducir la salida de agua ▪ Ver la posibilidad de utilizar tinajas de enjuague 			
<p>Equipar los departamentos que tienen un alto consumo de agua y/o potencial de ahorro con instrumentos medidores de agua.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Verificar la utilización eficiente de agua, especialmente en los procesos y departamentos con alto consumo de agua 			

Lista de Revisión Para el manejo responsable de los residuos

Objetivo: Reducción, reutilización, reciclaje y disposición de residuos de forma adecuada para el ambiente.

Acciones que deben tomarse	Persona responsable	Prioridad y tiempo oportuno para actuar	Ahorros obtenidos
Examen de las principales fuentes generadoras de residuos. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificar los lugares en el proceso de producción donde se generan residuos 			
Estudio de la sustitución de materiales y sustancias tóxicas por otros materiales.			
Clasificación de los residuos de acuerdo a su naturaleza y toxicidad, para su re-uso, reciclado, etc. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Separación de los residuos peligrosos de otros, para evitar su contaminación. ▪ Separación de los residuos líquidos de los sólidos, etc. 			
Asignación de un lugar a los diferentes tipos de residuos en diferentes contenedores. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Asignación de contenedores a cada grupo de residuos ▪ Instruir a los empleados para el uso de los diferentes contenedores para recolectar y almacenar los residuos ▪ Verificación regular de la puesta en práctica 			
Reutilización/reciclaje de los diferentes residuos. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificación de las posibilidades para utilizar y reciclar los diferentes residuos ▪ Disposición de los residuos no reutilizables y no reciclables usando métodos acordes a las regulaciones existentes 			
Reutilización/reciclaje de materiales y sustancias <ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificación de las posibilidades de re-uso de materiales en las diferentes etapas del proceso de producción ▪ Identificación de las posibilidades de venta de materiales para reutilizar en otras empresas o procesos de producción ▪ Disposición de los residuos no reutilizables y no reciclables mediante los métodos adecuados 			
Separación de los diferentes flujos de residuos líquidos. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Evitar mezclar los diferentes flujos de agua residual 			
Reutilización/reciclaje del agua residual. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Estudiar las posibilidades de reutilizar/reciclar el agua residual ▪ Verificar que la reutilización de agua residual no dañe la calidad del producto 			
Separación de los solventes usados en el proceso de producción. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Regenerar solventes para reutilizarlos en el proceso de producción 			
Reutilización del material de empaque. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificar las posibilidades para reducir el material de empaque ▪ Identificar las posibilidades para reutilizar el material de empaque 			
Verificación de las posibilidades para introducir un sistema de depósito que facilite la recuperación de material de empaque.			

Referencias:

1. INTEC (1998) Guía Técnica de Producción Limpia. Centro de Producción más Limpia de la Corporación de Investigación Tecnológica de Chile.

BIBLIOGRAFÍA

1. **Berné**, Francois y **Cordonnier**, Jean (1995) **Refining, Petrochemicals and Gas Processing Techniques. Industrial Waste Water Treatment**. Editorial Technip. E.U.A.
2. **Buonicore**, Anthony J. y **Davis**, Wayne T. (1992) **Air Pollution Engineering Manual. Air & Waste Management Association**. Editorial Van Nostrand Reinhold, New York.
3. **Cheremisinoff**, Nicholas P. (2001) **Handbook of Pollution Prevention Practices**. Editorial Marcel Dekker Inc. E.U.A
4. **Centro Mario Molina para Estudios Estratégicos sobre Energía y Medio Ambiente**. (2005) **Evaluación Costo Beneficio de la Mejora en la Calidad de los Combustibles Automotrices en el País**. México.
5. **Colombia**. (2002) **Guía de Ahorro y Uso Eficiente del Agua**. Editorial CLAVE. Centro Nacional de Producción más Limpia y Tecnologías Ambientales. Ministerio de Medio Ambiente de Colombia.
6. **Colombia** (2004) **Manual de Introducción a la Producción Más Limpia en la Industria**. Centro Nacional de Producción más Limpia y Tecnologías Ambientales.
7. **Comisión para la Cooperación Ambiental CCA**. (1998) **Medidas Voluntarias para Asegurar el Cumplimiento Ambiental**. Canadá.
8. **Davis**, M.L. / **Cornwell**, D.A. (1991) **Introduction to Environmental Engineering**. Editorial John Wiley & Sons. E.U.A.
9. **Freeman**, Harry M. (1995) **Industrial Pollution Prevention Handbook**. Editorial Mc Graw Hill. E.U.A.
10. **Fundación MAPFRE** (2000) **Manual de Contaminación Ambiental**. Editorial ITSEMAP AMBIENTAL. España.
11. **Gary**, James H. / **Handwerk**, Glenn E. (1994) **Petroleum Refining Technology and Economics**. Marcel Dekker Inc. New Cork.
12. **Huerta** J. (2003) "Arrancará licitación de reconfiguración Minatitlán". Artículo de prensa publicado en El Economista, 19 de Junio de 2003
13. **Instituto Mexicano del Petróleo**. (2001) **Prospectiva de la Investigación y el Desarrollo Tecnológico del Sector Petrolero al año 2025**. Instituto Mexicano del Petróleo.

-
14. **INTEC** (1998) **Guía Técnica de Producción Limpia**. Centro de Producción más Limpia de la Corporación de Investigación Tecnológica de Chile.
 15. **Jones, D.S.J.** (1995) **Petroleum Refinery Engineering Elements of Petroleum Processing**. Editorial Mc Graw Hill. E.U.A.
 16. **Mayer, Ludwing.** (1966) **Métodos de la industria química (en esquemas de flujo en colores) 2da. Parte**. Editorial Reverté. España.
 17. **Méndez, Agustín.** (1981) **Diccionario Básico de la industria del Petróleo**. Editorial Paraninfo S.A. España.
 18. **MMA.** (2004) **Guía de Mejores Técnicas Disponibles en España del Sector de Refino de Petróleo**. España
 19. **Nelson W.L.** (1958) **Petroleum Refinery Engineering**. Ed. McGraw Hill. E.U.A.
 20. **IPIECA-API** (2005) Oil and Gas Industry Guidance on Voluntary Sustainability Reporting, Londres
 21. **Norma Oficial Mexicana** NOM-001-ECOL-1996 Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales, México, 1996.
 22. **Norma Oficial Mexicana** NOM-002-ECOL-1996 Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal. México 1997
 23. **Norma Oficial Mexicana** NOM-020-SSA1-1993, Salud Ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al ozono (O3), México 1994
 24. **Norma Oficial Mexicana** NOM-021-SSA1-1993, Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al monóxido de carbono (CO).México 1994
 25. **Norma Oficial Mexicana** NOM-022-SSA1-1993, Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al bióxido de azufre (SO2). México 1994
 26. **Norma Oficial Mexicana** NOM-023-SSA1-1993, Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al bióxido de nitrógeno (NO2). México 1994
 27. **Norma Oficial Mexicana** NOM-024-SSA1-1993, Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto a partículas suspendidas totales (PST)., México 1994
-

-
28. **Norma Oficial Mexicana** NOM-025-SSA1-1993, Salud ambiental. Criterios para evaluar el valor límite permisible para la concentración de material particulado. Valor límite permisible para la concentración de partículas suspendidas totales PST, partículas menores de 10 micrómetros PM10 y partículas menores de 2.5 micrómetros PM2.5 de la calidad del aire ambiente. Criterios para evaluar la calidad del aire. México 2005
 29. **Norma Oficial Mexicana** NOM-026-SSA1-1993, Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al plomo (Pb). Valor normado para la concentración de plomo ((Pb) en el aire ambiente como medida de protección a la salud de la población. México 1994
 30. **Petróleo y Petroquímica Internacional.** (1973) **Glosario de la industria petrolera.** Editorial Petroleum Publishing Company.
 31. **PEMEX** (2003) **Informe Anual 2002.**
 32. **PEMEX** (2004) **Informe Anual 2003.**
 33. **PEMEX** (2005) **Informe Anual 2004.**
 34. **PEMEX** (2006) **Informe Anual 2005.**
 35. **PEMEX** (2002) **Informe de Desarrollo Sustentable 2001.**
 36. **PEMEX** (2003) **Informe de Desarrollo Sustentable 2002.**
 37. **PEMEX** (2004) **Informe de Desarrollo Sustentable 2003.**
 38. **PEMEX** (2005) **Informe de Desarrollo Sustentable 2004.**
 39. **PEMEX** (2006) **Informe de Desarrollo Sustentable 2005.**
 40. **PEMEX** (2002) **Anuario Estadístico 2001.**
 41. **PEMEX** (2003) **Anuario Estadístico 2002.**
 42. **PEMEX** (2004) **Anuario Estadístico 2003.**
 43. **PEMEX** (2005) **Anuario Estadístico 2004.**
 44. **PEMEX** (2006) **Anuario Estadístico 2005.**
 45. **PEMEX – Boletín de Prensa** (2003) 08 de enero: **Inauguración de las obras de reconfiguración de la refinería "Francisco I. Madero", Ciudad Madero, Tamps.**
 46. **PEMEX – Boletín de Prensa** (2003) 12 de mayo: **Se inicia la reconfiguración de la Refinería de Minatitlán, anuncia el Presidente Fox**
-

-
47. **PEMEX – Boletín de Prensa** (2005) 24 de abril: **Se reinician los trabajos para la reconfiguración de la refinería de Minatitlán, Veracruz**
 48. **PEMEX – Boletín de Prensa** (2005) 19 de junio: **Casi nueve mil empleos directos generará la reconfiguración de la refinería de Minatitlán**
 49. **PEMEX – Boletín de Prensa** (2006) 21 de enero: **La reconfiguración de la refinería de Minatitlán permitirá procesar 150 mil barriles diarios adicionales de crudo**
 50. **PEMEX – Boletín de Prensa** (2006) 19 de octubre: **Inicia Pemex en todo el país la distribución de la gasolina Premium de ultra bajo azufre**
 51. **PEMEX – Comunicado de Prensa** (2006) 21 de noviembre: **Nota Técnica sobre los Combustibles de Ultra Bajo Azufre**
 52. **PEMEX Recopilación de la legislación aplicable a las operaciones de PEMEX Refinación.**
 53. **PEMEX-Refinación** (2003) **Proyecto de Reconfiguración de la Refinería de Minatitlán.**
 54. **Roldán Tejeda, Iván Ramón** (2004) **Propuesta para la identificación y análisis de los aspectos ambientales a considerar en la reconfiguración de la refinería “Gral. Lázaro Cárdenas”.** UNAM
 55. **SEMARNAT / CEC-CCA-CCE.** (2001) **Guía para la Correcta Selección y Empleo de Métodos de Estimación de Emisiones y Transferencia de Contaminantes.**
 56. **Thompson, Chenicek, Druge & Simón** (1981) **Petroleum Refinery.** Ind Eng. Chem. V43. E.U.A.
 57. **USEPA** (1995) **Profile of the petroleum refining industry.** EPA Office of compliance sector notebook project.
 58. **USEPA** (1999) **Emission Estimation Technique Manual for Petroleum Refining.** NPI (National Pollutant Inventory). Environment Australia.
 59. **WBG** (1998) **Pollution Prevention and Abatement Handbook.** WBG (World Bank Group). Estados Unidos.
 60. **Water pollution prevention opportunities in Petroleum Refineries.** (November 2002) **Prepared for The Washington State Department of Ecology**
-

SITIOS DE INTERNET (@):

CMIC (Diciembre 2003) Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción
<http://www.cmic.org/cmic/saladeprensa/Ako2003/pemex1.htm>

CMIC (Marzo 2004) Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción
<http://www.cmic.org/mnsectores/energia/pminatitlan/index.htm>

CANACINTRA (Noviembre 2003) Cámara Nacional de la Industria de Transformación
http://www.canacintra.org.mx/canacintra/pemex/reconfiguracion_minatitlan.PDF

CMPL (Enero 2007) Centro Mexicano para la Producción Más Limpia
<http://www.cmpl.ipn.mx/>

IMP (Marzo 2006) Instituto Mexicano del Petróleo: Publicaciones
<http://www.imp.mx/publicaciones/#>

ONIP (Mayo, 2004) Organização Nacional da Indústria do Petróleo.
<http://www.onip.org.br/arquivos/pemex01.pdf>

OSHA (Agosto 2004) U.S. Department of Labor, Occupational Safety & Health Administration: Technical Manual Section IV. Chapter 2. Petroleum Refining Processes
http://www.osha-slc.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_2.html#top

PEMEX (2006) Petróleos Mexicanos: Informes, Cultura Petrolera, La Empresa.
<http://www.pemex.com>

PEMEX Refinación (2006) PEMEX Refinación: Conózcamos, Mapa del Sitio.
<http://www.ref.pemex.com>

PEMEX Refinación (2006) Revista Octanaje.
<http://www.ref.pemex.com/octanaje>

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (2006) Publicaciones, Información Ambiental.
<http://www.semarnat.gob.mx>

U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) (1987)

- <http://www.epa.gov/ttn/chief/efpac/abefpac.html> (Basic Emissions Factors Information)
- <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42> (Emissions Factors & AP 42)
- http://www.epa.gov/tri/guide_docs/index.htm (TRI Guidance Documents)