



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES

“ARAGÓN”

**“PROCESO ADMINISTRATIVO Y CONSTRUCTIVO DE
LA PLANTA DE GASOLINAS DE LA REFINERÍA
FRANCISCO I. MADERO, TAMAULIPAS, PEMEX”**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
*INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA***

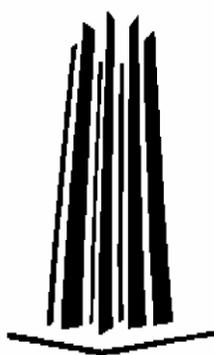
P R E S E N T A:

ELIA LAURA GONZALEZ ARRIAGA

ASESOR:

ING. HUGO PORTILLA VÁZQUEZ

MÉXICO 2013





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.

A la Universidad Nacional Autónoma de México a través de su Facultad de Estudios Superiores Aragón:

Sé que un párrafo es insuficiente para agradecer todo lo que esta magnífica institución me ha dado. Con familiares unidos a la cadena de ex alumnos, me es de suma importancia reconocer todos los regalos que la UNAM me ha dado.

Me permito enumerar algunos de ellos: educación, cobijo, orgullo, pasión, entrega, compromiso, amistad, alegrías, la mejor y más hermosa Máxima Casa de Estudios. Gracias por los mejores maestros, los más grandes recuerdos, los más profundos anhelos, una parte de la historia de mi vida como alumno y otra como añorante ex alumno; pero sobre todo, gracias por el espíritu universitario que como a muchos otros también a mí me regaló.

¡Muchísimas gracias, querida UNAM!

A la Gerencia de Proyectos “B” PEMEX Corporativo

Ing. Aldo Vázquez González, Ing. Moisés Hernández Vargas, Ing. Genny Marrufo, Ing. Karina Médeles, Ing. Luis Martínez Guillen e Ing. Rosa Islas por compartir sus conocimientos, por la oportunidad de desarrollarme como profesionista, por ayudarme a forjar mi carácter y sobre todo por demostrarme la pasión, el gusto y el placer al hacer lo que te gusta. ¡Gracias!

A mi asesor Mtro. Hugo Portilla Vázquez

Porque para mí eso es ser un “Maestro”, mi gratitud y cariño por su infinita paciencia y su profesionalismo. Trascendental ha sido su presencia en mi vida y en especial en esta etapa que estoy culminando y sobre todo por confiar siempre en mí. Mil Gracias.

Al Ing. Juan Manuel Arellano

Por apoyarme y presionarme para terminar este paso en mi vida y por la lección de vida que me has dado y sigues dando día a día, porque sin importar los problemas, adversidades, enfermedades y contratiempos me has enseñado a vivir y disfrutar la vida al máximo. Gracias.

A Dios:

Por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias y felicidad.

A mis Padres:

Eleazar Gonzalez Ibañez y Teresa Arriaga Arvizu quienes me heredaron el tesoro más valioso que puede dársele a un hijo: AMOR. Como un testimonio de cariño y eterno agradecimiento por mi existencia, valores y formación profesional. Porque sin escatimar esfuerzo alguno, sacrificaron gran parte de su vida para formarme, y porque nunca podré pagar todos sus desvelos ni con las riquezas más grandes del mundo. Por lo que soy y por todo el tiempo que les robe pensando en mí, muchas GRACIAS. Con todo mi Amor, Cariño, Admiración y Gratitud.

A mis Hermanos:

Tere, Raúl, Lucero y Karina mil gracias por apoyarme a culminar esta etapa en mi vida (a pesar de la tardanza), por estar siempre al pie del cañón en los maravillosos, buenos y no tan buenos momentos que hemos vivido, por el aprendizaje que cada uno de ustedes me ha dado y seguirá dando, por el infinito Amor que nos tenemos a pesar de las diferencias, simplemente Gracias por estar.

A mi Sobrino:

José Raúl González Godínez por que llegaste a mi vida en el momento más difícil, porque con tu inocencia, ternura y amor desinteresado lograste darle felicidad a nuestras vidas cuando más lo necesitábamos. Gracias a tus papis (Raúl y Abigail) por tu existencia ¡Te Amo!

A mi Familia:

A mi **Abuelita Julia Arvizu Luna** por sus consejos, regaños, pláticas y por su Amor. **A mis tíos** (Miguel, Lourdes, Antonio, Guadalupe, Consuelo – Ubaldo, Reina, Socorro, Claudia y Víctor) que a su manera y forma me han alentado y apoyado a concluir esta etapa de mi vida. **A mis primos y sobrinos** por estar y apoyarme cuando lo he necesitado.

A mis Amigos:

Lupita Pérez, Gaby Salas, Israel Hernández, Harold Arenas, Ricardo Bárcenas, Ramón Cárdenas, Mauricio López y Ángeles Ramos con quienes he compartido grandes alegrías y penas, por todo su apoyo en lo profesional y personal, cariño y comprensión. Porque sin ustedes este camino hubiese sido más largo y complejo de lo que fue. Gracias por su Amistad en estos años, los quiero mucho.

A mis Compañeros:

A los Chicos de Fundación UNAM por las enseñanzas positivas y negativas para forjar mi carácter; a mis compañeros de carrera por enseñarme que cada persona piensa diferente y aun así logramos un objetivo primordial como concluir la tesis; para mi generación por las buenas y malas experiencias vividas de las cuales he aprendido y me han ayudado a crecer como profesionista y persona.

ÍNDICE

	PÁG.
INTRODUCCIÓN	01
1. ESTRUCTURA DE LA REFINERÍA “FRANCISCO I. MADERO, PEMEX”	02
1.1 Antecedentes de Petróleos Mexicanos, PEMEX	02
1.1.1 Cronología	02
1.2 Composición Orgánica de PEMEX	08
1.3 Subsidiaria Refinería	09
1.3.1 Cronología de la Refinería en México	12
1.3.2 Estructura General de un Sistema de Refinación	20
1.3.3 Procesos Principales de la Refinación	22
1.3.4 Principales Productos Obtenidos de la Refinación	24
1.4 Refinería Francisco I. Madero	25
1.4.1 Política de Calidad	25
1.4.2 Política Ecológica	26
1.4.3 Plantas de Proceso	26
1.4.4 Servicios Auxiliares	27
1.4.5 Laboratorios	27
1.4.6 Patios de Almacenamiento	27
1.4.7 Productos	28
1.5 Proceso Administrativo	28
1.5.1 Planeación en el Proceso Administrativo	28
1.5.2 Organización en el Proceso Administrativo	31
1.5.3 Dirección en el Proceso Administrativo	32
1.5.4 Control en el Proceso Administrativo	33
1.5.5 Ventajas del Proceso Administrativo	35
2. NECESIDADES DE CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA DE GASOLINAS LIMPIAS (GUBA)	36
2.1 Conjunto de Necesidades	36
2.1.1 Impacto ambiental	36
2.1.1.1 Protocolo de Kioto	37
2.1.1.2 NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005	39
2.2 Creación del Proyecto Gasolinas Limpias (GUBA)	43
2.2.1 Proyecto GUBA	44
2.2.1.1 Selección y Ubicación Física del Proyecto	46
2.2.1.2 Dimensiones del Proyecto	48

ÍNDICE

2.2.1.3	Características Generales del Proyecto	49
2.3	Refinación de Gasolinas Mediante el proceso ULSG's	50
3.	IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO ADMINISTRATIVO DEL PROYECTO GUBA	53
3.1	Qué es el Instituto Federal de Acceso a la Información	53
3.1.1	IFAI (Transparencia Sobre la Estructura de Proyecto GUBA)	54
3.2	Ingeniería	55
3.2.1	Ingeniería Básica	55
3.2.2	Ingeniería de Detalle	56
3.3	Implementación del Proceso Administrativo	56
3.3.1	Planeación	56
3.3.2	Organización	61
3.3.3	Dirección	67
3.3.4	Control	68
4.	EVALUACIÓN EN TIEMPO REAL DEL PROYECTO GUBA (FACTIBILIDAD)	73
4.1.	Estado actual de la Planta	73
4.2.	Procesos Internos con los que trabaja la Planta	74
	CONCLUSIONES	87
	BIBLIOGRAFÍA	88
	MESOGRAFIA	90
	ANEXOS	91
	GLOSARIO	120

INTRODUCCIÓN

En la presente investigación se analizan los procedimientos y/o lineamientos que tiene que cumplir una empresa ante el Instituto Federal de Acceso a la Información y Protección de Datos (IFAI), para formar parte de su directorio; en este caso nos remitiremos a la Empresa Paraestatal Petróleos Mexicanos (PEMEX) en su proyecto: *Desarrollo de la Ingeniería, Procura y Construcción de las Plantas Desulfuradoras de Gasolina Catalítica, Unidades Regeneradoras de Amina, Instalaciones Complementarias, Instalaciones de Servicios Auxiliares y su Integración en la refinería Francisco I. Madero en Ciudad Madero, Tamaulipas.*

También se pretende que conjuntando los requerimientos del IFAI y de la empresa (PEMEX) se obtenga un documento que oriente y apoye fácilmente mediante su consulta, a cualquier profesional de las ingenierías que requiera tener una visión general y al mismo tiempo específica acerca de cómo estructurar un proceso administrativo para realizar cualquier tipo de proyecto sin importar el área de trabajo.

Por lo tanto, esta tesis quedó conformada de la siguiente manera: en el primer capítulo se presenta un breve bosquejo de la organización de Petróleos Mexicanos, su importancia y sus subsidiarias; así como una amplia explicación de su proceso administrativo.

El contenido del segundo capítulo referirá al análisis de las necesidades y requerimientos particulares que originan la construcción de la nueva planta de gasolinas limpias, y la creación de ésta desde la elección del espacio, dimensiones, características generales y procesos involucrados.

En el tercer capítulo se examina la estructura del proceso administrativo y los elementos que lo conforman, además de adentrarnos en la estructura interna de cada parte del proceso para conocer sus componentes y funciones.

Para finalizar, se menciona el estado actual y los procesos bajo los que trabaja la Planta de Desulfuración de Gasolina basados en la estructura administrativa de PEMEX.

CAPÍTULO 1

ESTRUCTURA DE LA REFINERÍA “FRANCISCO I. MADERO, PEMEX”

1. 1 Antecedentes de Petróleos Mexicanos, PEMEX

Petróleos Mexicanos fue creado por Decreto Ley el 7 de junio de 1938, es un organismo descentralizado de la Administración Pública Federal constituido de conformidad jurídica con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, con personalidad jurídica y patrimonio propios, cuyo objeto es ejercer la conducción central y la dirección estratégica de las actividades que abarca la industria petrolera estatal.

PEMEX es una empresa integrada, que realiza actividades de exploración, producción de hidrocarburos y su transformación. También comercializa en los mercados internos y externo petróleo crudo y gas natural, así como productos refinados denominados gas licuado del petróleo y petroquímicos.

La conducción central y la dirección estratégica de la empresa están a cargo del Corporativo, el cual es responsable de asegurar la integridad y unidad de acción de la misma.

1. 1. 1 Cronología

1937 – En México después de una serie de eventos que deterioraron la relación entre trabajadores y las compañías petroleras extranjeras, estalla una huelga en contra de ellas, el alcance de dicho movimiento paraliza al país; por su parte, la Junta de Conciliación y Arbitraje falla a favor de los trabajadores, pero las compañías promueven un amparo ante la Suprema Corte de Justicia de la Nación.



Figura 1. 1

1938 - Al negarles el amparo a dichas empresas, la Suprema Corte de Justicia de la Nación ratifica el laudo emitido por la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje a favor de los trabajadores. Tras la negativa de las empresas para cumplir el mandato judicial, la tarde del 18 de marzo, el presidente Lázaro Cárdenas del Río, decreta la expropiación de los bienes, muebles e inmuebles de 17 compañías petroleras a favor de la nación. El 7 de junio de ese año se crea Petróleos Mexicanos.

1942 - PEMEX y el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana firman el primer Contrato Colectivo de Trabajo.

1946 - En el Distrito Federal, se inaugura la refinería "18 de Marzo", en instalaciones originalmente construidas por la compañía "El Águila".

1948 - Se descubren campos de aceite y gas en el noreste de México.

1950 - Se inaugura la refinería "Ing. Antonio M. Amor", en Salamanca, Guanajuato.

1952 - Geólogos mexicanos descubren la prolongación de la Faja de Oro, ubicada a 64 Km. al Noroeste de Tuxpan, Veracruz.

1956 - Se inaugura la refinería "Gral. Lázaro Cárdenas del Río", en Minatitlán, Veracruz.

1965 - Se crea el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

1971 - El pescador campechano Rudecindo Cantarell informa a PEMEX la presencia de una mancha de aceite que brotaba del fondo del mar en la Sonda de Campeche. Ocho años después la

producción del pozo Chac marcaría el principio de la explotación de uno de los yacimientos marinos más grandes del mundo: Cantarell.

1972 - Se descubre en el sureste del país la región petrolífera denominada Mesozoico Chiapas-Tabasco. Su producción promedio diaria fue de 711 mil barriles.

1974 - De importar 6 mil barriles, pasó a exportar 37 mil barriles diarios. Las reservas de hidrocarburos se ubican en 5 mil millones 773 mil barriles.

1976 - Se inaugura la refinería "Miguel Hidalgo" en Tula, Hidalgo. Primeros hallazgos marinos, las reservas se elevan a 11 mil millones de barriles.

1977 - Cantarell empieza a mostrar su potencial. Las reservas se incrementan a 16 mil millones de barriles.

1978 - El campo marino Cantarell, en la Sonda de Campeche, se confirma como uno de los yacimientos marinos más grandes del mundo. Las reservas alcanzan los 40 mil 194 millones de barriles.

1979 - Se inauguran las refinerías "Héctor R. Lara Sosa", en Cadereyta, Nuevo León y "Antonio Dovalí Jaime", en Salina Cruz, Oaxaca. La perforación del pozo Maalob 1 confirma el descubrimiento de yacimiento Ku-Maalob-Zaap, el segundo yacimiento más importante del país, después de Cantarell y vigésimo tercero a nivel mundial, en términos de reservas.

1981 - El Complejo Petroquímico "La Cangrejera" ubicada al Sur de Minatitlán, Veracruz, inicia operaciones. Se exportan 401 mil barriles diarios de petróleo.

1983 - Se anuncian reservas por 72 mil 500 millones de barriles de producción total.

1986 - Las exportaciones de crudo se ubicaron en un millón 298 mil barriles diarios en promedio de producción total.

1987 - Entra en operación la ampliación de la refinería "Miguel Hidalgo" en Tula, Hidalgo, con la Planta Primaria No. 2 de 165 mil barriles diarios, para llegar a 320 mil barriles diarios de capacidad instalada.

1990 – Se inicia la venta de la gasolina Magna Sin, que no contiene plomo y de 82 octanos.

1991 - Pemex participa con cinco por ciento de capital social en la petrolera española Repsol.

1991 - Por razones ambientales cierra, en el Distrito Federal, la refinería "18 de Marzo".

1992 - Se expide una nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios que define a Petróleos Mexicanos como órgano descentralizado de la Administración Pública Federal, responsable de la conducción de la industria petrolera nacional. Esta ley determina la creación de un órgano Corporativo y cuatro Organismos Subsidiarios, considerados como la estructura orgánica bajo la que opera todavía en la actualidad. Dichas entidades son:

- ✓ **PEMEX Exploración y Producción (PEP)**
- ✓ **PEMEX Refinación (PXR)**
- ✓ **PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB)**
- ✓ **PEMEX Petroquímica (PPQ)**

1993 - Se introduce el combustible Diesel Sin.

1995 - Se pone a la venta la gasolina Pemex Premium de 93 octanos.

1997 - Arranque del proyecto Cantarell, diseñado para optimizar la explotación del yacimiento. Inicia proceso de reconfiguración de las refinerías de Cadereyta, Nuevo León y Ciudad Madero en Tamaulipas.



Figura 1. 2

2000 - Se convierte en la quinta petrolera del mundo

2001 - Pone en marcha el proyecto Burgos, en el norte de México para incrementar la producción de gas natural.

2002 - El 11 de noviembre el presidente Vicente Fox Quesada declaró la decisión de no privatizar esta empresa.

2003 - Pemex Gas pone en operación un conjunto de Proyectos Ambientales para la Conservación del Agua en todas sus instalaciones.

2004 - Confirma la existencia de hidrocarburos en aguas profundas.

2005 - La producción de crudo se ubicó en un promedio diario de tres millones 333 mil barriles de crudo, la más alta de su historia, de los cuales exportó un millón 817 mil barriles. Ocupa el tercer lugar mundial como productor de petróleo.

2005 - Durante los meses de abril, mayo y junio, Petróleos Mexicanos produjo un promedio diario de tres millones 425 mil barriles de crudo. De estos exportó un millón 831 mil barriles a sus clientes en América, Europa y el lejano Oriente. El resto se envió al Sistema Nacional de Refinación.

2006 - Petróleos Mexicanos se convirtió en la empresa más grande de México y una de las petroleras más extensas del mundo, tanto en términos de activos como de sus ingresos.

2006: Lanza al mercado nacional combustibles, (UBA). Crece casi 90 por ciento la longitud de ductos rehabilitados en 2005.

2006 - Se emplea un nuevo régimen fiscal que debía permitir obtener mayores recursos. Sin embargo, aún con este nuevo régimen y ayudado por los altos precios del petróleo, Pemex contribuye con cerca del 40% del total de los ingresos del gobierno mexicano. La producción petrolera de México cayó 8,4% durante el primer trimestre de 2009 a 2,67 millones de barriles diarios debido a que el principal campo del país, Cantarell, seguía en declive.

2007 - Petróleos Mexicanos continúa intensificando su actividad exploratoria en diversos puntos del país y en la plataforma continental.

2007 - Se trabaja en la reconfiguración de la refinería Lázaro Cárdenas en Minatitlán, Veracruz, la más antigua del Sistema Nacional de Refinación. Impulsa la recuperación de la industria petroquímica nacional y busca incrementar la producción de gas para satisfacer la demanda del mercado doméstico y así, reducir las importaciones de este energético.

2007 - Pemex transmitió a título gratuito, la propiedad de 55 hectáreas en favor del gobierno federal y se comprometió a realizar acciones de remediación ambiental, para que una vez concluidas se construyera un parque ecológico en beneficio de los habitantes del Distrito Federal.

2007 - Arriba a la Sonda de Campeche la Unidad Flotante de Proceso, se bautiza como Y'um K'ak Naab, el Señor del Mar.

2008 - Pemex comienza a ser regulado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

2008: El 18 de marzo, se constituye el Sindicato Unión Nacional de Técnicos y Profesionistas Petroleros (UNTyPP).

2009: El 21 de diciembre se obtiene el registro sindical y cuenta en la actualidad con más de 700 afiliados registrados ante la Secretaría del Trabajo y Previsión Social.

2010 - Termina la remediación en los terrenos de la antigua refinería "18 de marzo" en la delegación Azcapotzalco del Distrito Federal. Convirtiéndose en el *Parque Bicentenario* inaugurado por el presidente Felipe Calderón Hinojosa.

2008 - El 28 de noviembre se publican en el Diario Oficial de la Federación siete decretos que integran la Reforma Energética.

2009 - Anuncia la construcción de una nueva refinería en Tula, Hidalgo.

2010 - Presenta los Contratos Integrales EP, para mejorar el esquema de exploración y producción de sus campos maduros.

1. 2 Composición Orgánica de PEMEX

PEMEX cuenta con una estructura definida por un **Órgano Corporativo y Cuatro Subsidiarias**, integrada por:

- ✓ **Consejo de Administración,**
 - ✓ **Dirección General,**
 - ✓ **Órgano Interno de Control**
 - ✓ **Direcciones Corporativas**
- } **Órgano Corporativo**
- Operaciones
 - Administración
 - Finanzas
 - Ingeniería y Desarrollo de Proyectos
-
- ✓ **Direcciones Generales**
- PEMEX Exploración y Producción
 - PEMEX Refinación
 - PEMEX Gas y Petroquímica Básica
 - PEMEX Petroquímica
- } **Subsidiarias**

Son responsables de la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera, incluyendo: aprobar el plan y presupuesto de la industria petrolera estatal y la evaluación del cumplimiento de los objetivos estratégicos de la misma. Por otra parte, la Ley le delega al Consejo “el establecimiento de las políticas y lineamientos necesarios para lograr un equilibrio económico y financiero entre los Organismos Subsidiarios, así como permitir el adecuado manejo y administración de los bienes que el Gobierno Federal destina a la industria petrolera, descrito así dentro de la **Ley Orgánica de la institución**.

Como la Ley Orgánica lo establece, Pemex cuenta con las siguientes Cuatro Subsidiarias:

- I. **PEMEX Exploración y Producción:** Es la responsable de la exploración y explotación del petróleo y el gas natural. Tiene a su cargo el transporte, almacenamiento en terminales y comercialización de primera mano de dichos hidrocarburos. Posee 359 campos petroleros, 5

783 pozos en exploración, 279 plataformas marinas y 34 074 km. de oleoductos y gasoductos, distribuidos en cuatro regiones (Norte, Sur, Marina Noreste y Marina Suroeste). Sus productos son: Crudo Maya, Crudo Istmo, Crudo Olmeca, Gas Natural que puede ser Gas Asociado o No Asociado y Condensados.

- II. **PEMEX Gas y Petroquímica Básica:** Es la responsable de procesar, transportar y comercializar gas natural, hidrocarburos líquidos (como el gas licuado del petróleo o gas LP) y productos petroquímicos básicos, tales como etano, gasolinas naturales y azufre. Asimismo, Pemex Gas ofrece a sus clientes industriales diversos servicios, entre los que se encuentran las coberturas de precios de gas natural.
- III. **PEMEX Refinación:** Es la responsable de la producción de productos petrolíferos y derivados del petróleo; se encarga del almacenamiento, distribución y venta de primera mano de los productos que elabora. Sus productos son: Gas LP, Gasolina, Turbosina, Diesel, Combustóleo, entre otros.
- IV. **PEMEX Petroquímica:** Es la responsable de elaborar, comercializar y distribuir productos para satisfacer la demanda del mercado a través de sus centros de trabajo. Su actividad fundamental son los procesos petroquímicos no básicos derivados de la primera transformación del gas natural, metano, etano, propano y naftas de Petróleos Mexicanos. PEMEX Petroquímica guarda una estrecha relación comercial con empresas privadas nacionales dedicadas a la elaboración de fertilizantes, plásticos, fibras y hules sintéticos, fármacos, refrigerantes, aditivos, etcétera.

1. 3 Subsidiaria Refinería

La industria de la refinación en México presenta distintos retos, entre los que se encuentran la creciente demanda de los productos derivados del petróleo vinculada al desarrollo económico del país; el compromiso en el cuidado del medio ambiente a través de la elaboración de combustibles cada vez más limpios; maximizar el valor del petróleo procesado mejorando eficiencias y rentabilidad. Aunado a esto existe a nivel global una incertidumbre respecto a la disponibilidad de

crudos cada vez más pesados que requerirán de procesos más complejos para la obtención de los petrolíferos que demandan las naciones.

Otro de los grandes retos que enfrentará la industria de refinación del país en el futuro cercano, será el de ampliar la capacidad de distribución y almacenamiento de productos petrolíferos; en este sentido, se planea extender y reubicar terminales de almacenamiento, acrecentar los sistemas de carga y descarga, rehabilitar los tanques y sistemas de seguridad y renovar la flotilla de reparto local. A esta planeación se suma la posible entrada en operación de una nueva refinería hacia 2015 que incrementará la producción nacional de petrolíferos.

Las funciones básicas de PEMEX Refinación son los procesos industriales de refinación, elaboración de productos petrolíferos y derivados del petróleo, su distribución, almacenamiento y venta de primera mano; la Subdirección Comercial de PEMEX Refinación realiza la planeación, administración y control de la red comercial, así como la suscripción de contratos con inversionistas internacionales (privados) y nacionales para el establecimiento y operación de las estaciones de servicio integrantes de la Franquicia PEMEX para atender el mercado al menudeo de combustibles.

En la actualidad PEMEX cuenta con las siguientes seis importantes refinerías:

<p><i>“Ing. Héctor R. Lara Sosa”</i></p>		<p>Ubicación: Cadereyta, Nuevo León. Zona de Influencia: Abastece la demanda de Combustible del Norte del país. Proceso de Crudo (miles de barriles diarios); 207</p>
<p><i>“Francisco I. Madero”</i></p>		<p>Ubicación: Cd. Madero, Tamaulipas. Zona de Influencia: Abastece la demanda de combustibles del Centro y del Golfo del país. Proceso de Crudo (miles de barriles diarios); 149</p>

<p><i>“Ing. Antonio Dovalí Jaime</i></p>		<p>Ubicación: Salina Cruz, Oaxaca. Zona de Influencia: Abastece la demanda de combustibles en todo el litoral del Pacífico. Proceso de Crudo (miles de barriles diarios); 290</p>
<p><i>“Gral. Lázaro Cárdenas”</i></p>		<p>Ubicación: Minatitlán, Veracruz. Zona de Influencia: Abastece la demanda de combustibles del sur y la Península de Yucatán. Proceso de Crudo (miles de barriles diarios); 169</p>
<p><i>“Ing. Antonio M. Amor”</i></p>		<p>Ubicación: Salamanca, Guanajuato. Zona de Influencia: Abastece la demanda de combustibles en las regiones central oeste del país. Proceso de Crudo (miles de barriles diarios); 196</p>
<p><i>“Miguel Hidalgo”</i></p>		<p>Ubicación: Tula, Hidalgo. Zona de Influencia: Principal proveedor de combustibles a la Ciudad de México. Proceso de Crudo (miles de barriles diarios); 273</p>

Tabla 1.1 Refinerías en México

Se encuentran distribuidas en la República Mexicana de la siguiente manera:



Figura 1. 3 Distribución de Refinerías en México

1. 3. 1 Cronología de la Refinería en México

1858 - Edwin L. Drake perfora en Estados Unidos de Norteamérica el primer pozo petrolero del mundo, iniciando así la era del petróleo.

1869 - 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 llevó por nombre “El Águila”.

1881 - El Dr. Adolph Autrey instala una refinería rudimentaria con el nombre “La Constancia” en el campo “Furbero” en las afueras de Papantla, Veracruz, para producir petróleo como combustible para lámparas.

1886 - Inician las operaciones de la refinería “El Águila” construida en Veracruz por la Compañía Mexicana de Petróleo, la cual trata petróleo norteamericano, con capacidad de proceso de 500 barriles diarios (bd).

1887 - La Cía. Waters Pierce Oil Co. construyó una pequeña refinería en Tampico, Tamaulipas, subsidiaria de la Standard Oil, con el propósito de importar petróleo de Estados Unidos y refinarlo para satisfacer la demanda de los ferrocarriles.

1896 - 20 de abril, se autoriza a la empresa Waters Pierce Oil Co., la construcción de una refinería en Árbol Grande, Tamaulipas, situada entre la desembocadura del Río Pánuco y la ciudad de Tampico, con capacidad para procesar 2, 000 bd de petróleo crudo importado de los Estados Unidos de Norteamérica.

1903 - La Mexican Petroleum Co. construyó en Ébano, San Luis Potosí, una refinería dedicada a la producción de asfalto con capacidad de 2, 000 bd.

1908 - El 28 de marzo en Minatitlán, Veracruz, inicia sus operaciones de refinación la Cía. Mexicana de Petróleo “El Águila” en una planta de refinación de 2,000 bd.

1913 - Cierra la refinería de Ébano, San Luis Potosí.

1914 - El 15 de julio se inaugura una refinería en el margen izquierdo del Río Pánuco, propiedad de la Compañía “El Águila”, con el nombre “Doña Cecilia”, llamada posteriormente, “Ciudad Madero”, con una producción de 20,000 bd.

1915 - 19 de enero, empezó a operar en la región de Tampico, Tamaulipas, una planta construida por la Standard Oil con capacidad de 10,000 bd.

1915 - Junio. La Huasteca Petroleum Co., construye una refinería en Mata Redonda, Veracruz con capacidad de 75,000 bd.

1916 - 11 de julio. Se concede el permiso a la Compañía Mexicana de Petróleo “El Águila” para construir una planta de destilación primaria, en la Barra de Tuxpan, Veracruz, con capacidad para 20,000 bd. En 1921 alcanza la capacidad de 30,000 bd.

1919 - Comienza la construcción de cuatro plantas refinadoras en las inmediaciones de Puerto Lobos, localizado en la Laguna de Tamiahua en el estado de Veracruz. Su propósito es la exportación de productos refinados. La Texas Co. construyó en Agua Dulce, Veracruz, una refinera, con capacidad de 9,500 bd.

1920 – El 24 de mayo inician las operaciones de la refinera "La Atlántica", propiedad de la Compañía de Petróleo Atlántica, con una capacidad de 20,000 bd. El 27 de agosto la Continental Mexican Petroleum Co. es autorizada para construir una refinera en Pueblo Viejo, Ozuluama, Veracruz, con capacidad de 10,000 bd.

1921 – El 26 de marzo comenzó a operar la planta de la Compañía Refinadora Atlantic Gulf West Indies (AGWI), S. A, en Tecomate, municipalidad de Tamiahua, Veracruz.

1921 - Febrero. Se inicia la construcción de una refinera de la Compañía Refinadora Island, en Puerto Lobos, Veracruz.

1921 - La compañía Mexicana de Petróleo "El Águila" amplía la Planta "Doña Cecilia" (después Ciudad Madero) para alcanzar una capacidad de 75,000 bd.

1921 - Inician su operación las refineras de la Continental Mexican Petroleum Co., en Ozuluama, Veracruz y la Compañía Mexicana de Petróleo "La Corona", en Tampico, Tamaulipas. Se alcanza la producción de crudo de 193 millones de barriles al año (530,000 bd).

1923 - Para este año se tenían 14 refineras:

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

Tabla 1. 2 Refinerías en México en 1923

1926-1930 - La crisis en la producción del crudo obliga al cierre y desmantelamiento de las plantas.

1932 - 18 de febrero. Inauguración del oleoducto Tampico-Azcapotzalco de 500 km, propiedad de la Cía. Petrolera "El Águila".

1933 - Se inaugura la refinería de la Cía. Petrolera "El Águila" en Azcapotzalco, Distrito Federal, con una capacidad de 7,500 bd.

1935 - La compañía Petromex recibe una pequeña planta de refinación primaria localizada en Bellavista, en el margen derecho del río Pánuco, cerca de su desembocadura y aumenta su capacidad a 1,500 bd.

1938 - 18 de marzo. Al realizarse la expropiación petrolera se tenían las refinerías de Minatitlán, Veracruz; Madero, Tamaulipas; Azcapotzalco, Distrito Federal; Árbol Grande, Mata Redonda y Bellavista en Tampico, Tamaulipas con capacidad para procesar 102,000 bd.

1938 - Junio 7. Se expide el Decreto de Expropiación que funda a Petróleos Mexicanos.

1939 - Petróleos Mexicanos inicia la construcción de una planta productora de tetraetilo de plomo.

1940 - Entra en operación la refinería de Poza Rica cuya edificación fue iniciada por la Compañía de Petróleo "El Águila", S.A. con capacidad de 5 000 barriles diarios (bd).

1945 - Cierra la refinería de Bellavista en las inmediaciones de Tampico, Tamaulipas.

1946 - 20 de noviembre. Se inaugura la refinería "18 de Marzo" en Azcapotzalco, Distrito Federal, con capacidad de 50 000 bd.

1950 - 30 de julio. Se inaugura la Refinería "Ing. Antonio M. Amor" en Salamanca, Guanajuato, con capacidad de 30,000 bd.

1950 - 15 de septiembre. Se amplía la refinería de Mata Redonda, Veracruz a 14,000 bd.

1950 - 26 de diciembre. Entra en operación la refinería de Reynosa, Tamaulipas, con capacidad para 4,000 bd.

1955 - 12 de enero. Se inauguran las plantas de lubricantes y parafinas en la refinería "Ing. Antonio M. Amor" en Salamanca, Guanajuato, con capacidad de 2,400 barriles y 100 toneladas al día respectivamente.

1955 - 23 de julio. Se inauguran 7 plantas de destilación en Azcapotzalco, Distrito Federal y se llega a una capacidad de 100,000 bd. Se inaugura un oleoducto que enlaza al Sistema Nacional de Refinación con el campo de Poza Rica, Veracruz y con los yacimientos de la Nueva Faja de Oro (Veracruz).

1955 - 19 de diciembre. Se inaugura en Reynosa, Tamaulipas, la planta de absorción con capacidad para 300 millones de pies cúbicos de gas al día.

1955 - Se inauguran las nuevas instalaciones de Reynosa, Tamaulipas, para ampliar la capacidad a 10,000 bd.

1956 - 22 de febrero. Se inaugura la nueva refinería "Gral. Lázaro Cárdenas del Río" en Minatitlán, Veracruz, con capacidad de 50,000 bd que incluye la primera planta de desintegración catalítica en México.

1956 - Se adicionan otras instalaciones en Reynosa, Tamaulipas, que ampliaron la capacidad en 2,000 bd.

1958 – El 3 de marzo, comienza a operar el conjunto de instalaciones de Ciudad Pemex en el estado de Tabasco y el 28 de noviembre se inaugura la planta catalítica de Azcapotzalco, Distrito Federal. Se construye el poliducto Madero-Monterrey.

1959 - 24 agosto. Se concluyen las plantas de destilación al vacío, catalítica, polimerización y recuperación de azufre de la refinería "18 de Marzo". Se concluye la planta de lubricantes en Minatitlán, Veracruz.

1960 - Inician en la refinería "Francisco I. Madero" en Tampico, Tamaulipas, las operaciones con plantas nuevas, estableciendo su capacidad de proceso de crudo en 125,000 bd. En noviembre se concluye el poliducto Monterrey-Gómez Palacio, Durango, de 345 km.

1960 - 5 de diciembre. Deja de operar la refinería de Mata Redonda, ubicada en Veracruz por resultar antieconómica.

1961 - Diciembre. Deja de funcionar la refinería en Árbol Grande, Tamaulipas, por resultar antieconómica.

1962 - 26 de julio. Se inaugura la Planta de amoníaco en la refinería "Ing. Antonio M. Amor" en Salamanca, Guanajuato. En Noviembre entra en operación junto con la planta de tetrámero de Cd. Madero, Tamaulipas.

1967 - 18 de marzo. Se inauguran las plantas que permiten ampliar la capacidad de la refinería "Gral. Lázaro Cárdenas del Río" en Minatitlán, Veracruz a 175,500 bd.

1967 - Septiembre. Se autoriza la compra de la planta de Metanol de San Martín Texmelucan, Estado de México.

1968 - 3 de marzo. Se inaugura la planta de absorción de Ciudad Pemex, Tabasco, con capacidad de procesamiento de 300 millones de pies cúbicos diarios de gas.

1970 - Se amplía la refinería "Ing. Antonio M. Amor" en Salamanca, Guanajuato a 100,000 bd y la de Reynosa, Tamaulipas a 20,500 bd.

1976 - 18 de marzo. Se inaugura la refinería "Miguel Hidalgo" construida en terrenos de los municipios de Tula y Atitalaquia en el Estado de Hidalgo, con capacidad para procesar 150,000 bd. Se amplían las refinerías de Azcapotzalco, Distrito Federal, Madero, Tamaulipas, Minatitlán y Poza Rica, Veracruz, a 105,000, 185,000, 270,000 (incluye la fraccionadora de gasolina) y 38,000 bd respectivamente.

1977 - Se terminaron y pusieron en operación siete plantas de la refinería "Miguel Hidalgo" en Tula, Hidalgo, con capacidad combinada de 150,000 bd.

1979 - 18 de marzo. Se inaugura la refinería "Ing. Héctor R. Lara Sosa" en Cadereyta, Nuevo León con una capacidad de 100,000 bd.

1979 - 24 de agosto. Se inaugura la refinería "Ing. Antonio Dovalí Jaime" en Salina Cruz, Oaxaca, con una capacidad de 165,000 bd.

1980 - Al entrar en operación la planta Combinada No. 2, de 135,000 bd en la refinería de Cadereyta, nuestro país se coloca en el undécimo lugar como refinador, con una capacidad de proceso de 1,476,000 bd de petróleo crudo y líquidos procedentes del gas.

1981 - 29 de abril. Se inaugura el Complejo Petroquímico "La Cangrejera" ubicada al sur de Minatitlán, Veracruz; con capacidad para procesar 113,000 bd de crudo y líquidos.

1984 - Entran en operación las ampliaciones de la refinería de Poza Rica, Veracruz, la cual llega a tener una capacidad de 72,000 bd y la refinería de Salamanca, Guanajuato, con una capacidad de 235,000 bd.

1987 - Entra en operación la ampliación de la refinería "Francisco I. Madero", la cual llega a una capacidad de 196,000 bd.

1987 - Entra en operación la ampliación de la refinería "Miguel Hidalgo" en Tula, Hidalgo, con la Planta Primaria No. 2 de 165,000 bd, para llegar a 320,000 bd de capacidad.

1989 - Se amplía la refinería "Ing. Antonio Dovalí Jaime" en Salina Cruz, Oaxaca al entrar en operación la Planta Primaria No. 2 con capacidad para procesar 165,000 bd. Se llega a la más alta capacidad de destilación atmosférica en el Sistema Nacional de Refinación de 1,679,000 bd.

1991 - Quedan fuera de operación las refinerías de Azcapotzalco, Distrito Federal y Poza Rica en Veracruz; la capacidad de proceso se reduce a 1,525,000 bd.

1992 - 16 de julio. Se crea Pemex Refinación como empresa subsidiaria de Petróleos Mexicanos.

1993 - De 1993 a 1997 se contempló la construcción de varias plantas dentro del paquete ecológico, con el fin de mejorar la calidad de las gasolinas, diesel y combustóleo. Iniciaron operaciones las Plantas Catalíticas Núm. 2 y reductora de viscosidad en Salina Cruz, Oaxaca.

1994 - Iniciaron operaciones las plantas reductoras de viscosidad y MTBE en Cadereyta, Nuevo León.

1994 - Iniciaron operaciones las plantas MTBE, TAME y la planta catalítica No. 2 de Tula.

1995 - Iniciaron Operaciones: Planta Isomerización Cadereyta, Planta Isomerización Minatitlán, Planta Reformadora Madero, Planta MTBE Salamanca.

1996 - Iniciaron Operaciones: Planta Alquilación Salamanca, Planta Isomerización Tula, Planta Hidrodesulfuración Profunda Tula, Planta MTBE Tula, Planta TAME Tula.

1997 - Iniciaron Operaciones: Catalítica II Cadereyta, Alquilación Salina Cruz, Isomerización Salina Cruz y H-Oil Tula.

1997 - Inician los programas de reconfiguración del Sistema Nacional de Refinación.

1999 - Se tienen 6 refinerías con capacidad de proceso de 1,525,000 bd.

2000 - Inicio de Operaciones del Proyecto Cadereyta.

2002 - Inicio de Operaciones del Proyecto Reconfiguración de la Refinería Madero.

2004 - Inicio de Operaciones del Proyecto Reconfiguración de la Refinería Minatitlán.

2005 - Inicia la Reconfiguración de la Refinería de Minatitlán.

2006 - Se publicó la modificación a la Norma Oficial Mexicana NOM-086 con nuevas especificaciones para la gasolina y diesel comercializadas en territorio nacional (combustibles automotrices de Ultra Bajo Azufre).

2007 - En el año 2007, la factura de importaciones de gasolina superó los 10 mil millones de dólares (cerca de 110 mil millones de pesos).

2007 - Se trabaja en la reconfiguración de la refinería Lázaro Cárdenas Minatitlán, la más antigua del Sistema Nacional de Refinación. Impulsa la recuperación de la industria petroquímica nacional y

busca incrementar la producción de gas, para satisfacer la demanda del mercado doméstico y así, reducir las importaciones de este energético.

2008 - Pemex Refinación alcanzó 547,548 millones de pesos por ventas totales de productos petrolíferos.

2009: Anuncia la construcción de una nueva refinería en Tula, Hidalgo.

1. 3. 2 Estructura General de un Sistema de Refinación

La función de una refinería es transformar el petróleo en productos derivados que satisfagan las necesidades de la sociedad. Una refinería es un centro de trabajo donde el petróleo crudo se transforma en sus derivados; esta transformación se logra mediante los procesos de: destilación atmosférica, destilación al vacío, hidrodeshidrosulfuración, desintegración térmica, desintegración catalítica, alquilación y reformación catalítica entre otros.

La industria de refinación de petróleo encierra una serie de procesos físicos y químicos a los que se somete el petróleo crudo para obtener de él por destilación y transformación química, los diversos hidrocarburos o las familias de hidrocarburos.

Los productos petrolíferos se obtienen a partir de una serie de procesos. La destilación primaria es la fase inicial en la refinación del petróleo crudo.

Las fracciones obtenidas se dirigen a procesos adicionales como los de hidrodeshidrosulfuración, reformación de naftas, desintegración catalítica y térmica y reducción de viscosidad que dan origen a los productos petrolíferos que se comercializan en el mercado: gasolina automotriz, diesel, combustóleo, turbosina y coque de petróleo.

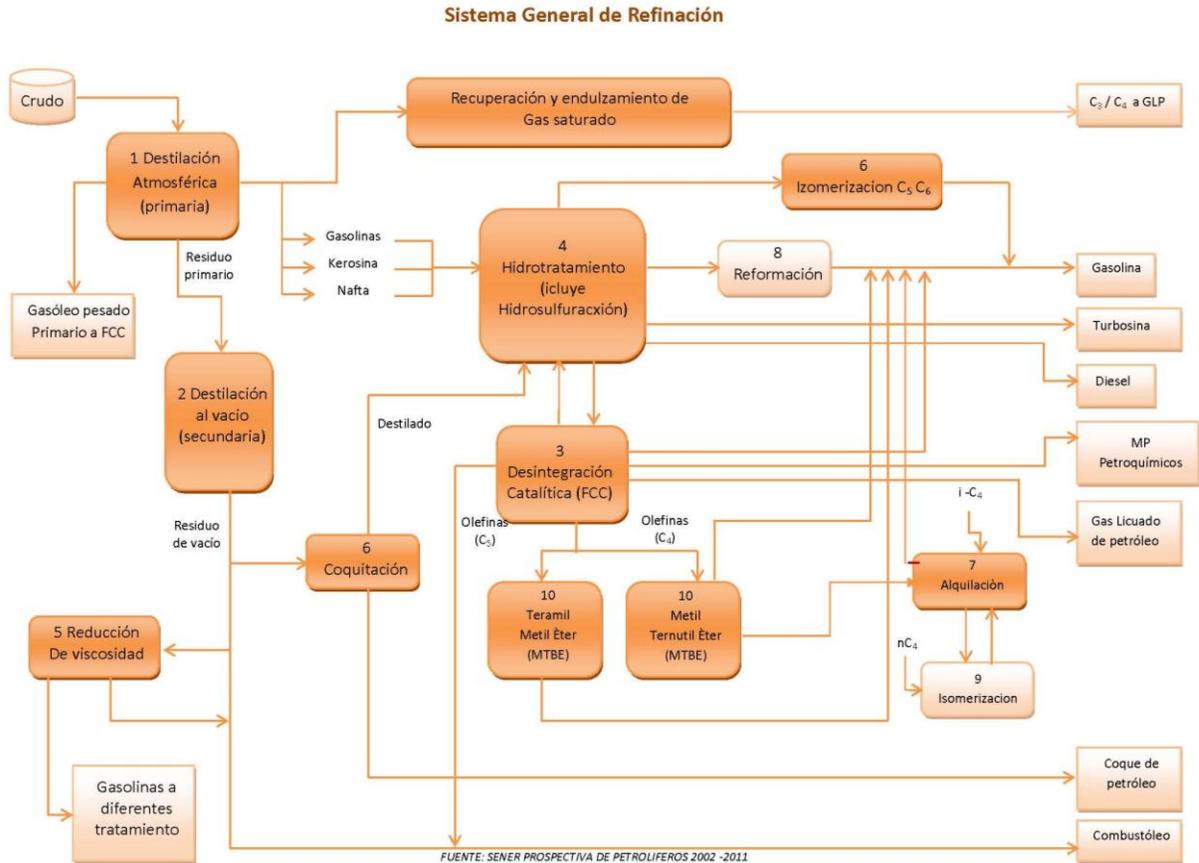


Figura 1. 4 Sistema General de Refinación

Además de las plantas industriales de procesos, las refinerías cuentan con instalaciones adicionales que sirven como apoyo para su eficiente operación, como son:

- Oficinas Técnico – Administrativas.
- Almacenamiento de hidrocarburos.
- Plantas de tratamiento de agua.
- Talleres de mantenimiento.
- Laboratorios.
- Almacenamiento de materias primas.
- Seguridad industrial.
- Protección ambiental.
- Plantas generadoras de energía.
- Plantas generadoras de vapor.

- Servicios médicos.

1. 3. 3 Procesos Principales de la Refinación¹

❖ Destilación atmosférica

Consiste en la separación de la mezcla de hidrocarburos líquidos en componentes más específicos, mediante la aplicación de calor hasta lograr vaporizar cada componente, aprovechando que cada uno de ellos posee diferente punto de ebullición.

❖ Destilación al vacío

Proceso intermedio para extraer, del residuo atmosférico, el gasóleo usado como carga a las plantas de desintegración catalítica FCC, así como las fracciones para elaboración de aceites lubricantes.

❖ Desintegración catalítica

Proceso que consiste en descomponer las moléculas de hidrocarburos más grandes, pesadas o complejas, en moléculas más ligeras y simples. Se lleva a cabo mediante la aplicación de calor y presión y, mediante el uso de catalizadores (térmica). La utilización de este proceso permite incrementar el rendimiento de gasolina y de otros productos importantes que tienen aplicaciones diversas en la industria del petróleo.

❖ Hidrotratamiento

El objetivo de este proceso es estabilizar catalíticamente los petrolíferos, además de eliminar los componentes contaminantes que contienen, haciéndolos reaccionar con hidrógeno a temperaturas comprendidas entre 315 y 430 °C a presiones que varían de 7 a 210 kg/cm², en presencia de catalizadores diversos.

¹ Ver Figura 1. 4 Sistema General de Refinación.

❖ Reducción de viscosidad

Este proceso se emplea en la refinación de petróleo para obtener hidrocarburos de bajo peso molecular tales como gases, gasolina, gasóleos y residuo de baja viscosidad, a partir de residuos de vacío de alta viscosidad.

❖ Coquización

Equipo instalado en una línea de conducción de gas para incrementar la presión y garantizar el flujo de fluido a través de la tubería.

❖ Alquilación

Los procesos de alquilación comprenden la combinación de una olefina con un hidrocarburo parafínico o aromático, en presencia de un catalizador. El proceso involucra la unión de propileno o butilenos con isobutano, en presencia de ácido fluorhídrico o sulfúrico como catalizador, para formar una isoparafina denominada alquilado ligero

❖ Reformación

Proceso que mejora la calidad antidetonante de fracciones de la gasolina modificando la estructura molecular. Cuando se lleva a efecto mediante calor, se le conoce como reformación térmica y también reformación catalítica, cuando se le asiste mediante un catalizador.

❖ Isomerización

Proceso mediante el cual se altera el arreglo fundamental de los átomos de una molécula sin adherir o sustraer nada de la molécula original.

❖ TAME y MTBE

Oxigenantes que se utilizan como aditivo para incrementar el octanaje en la gasolina, y su utilización depende de la legislación (ambiental) con relación a la composición y calidad de las gasolinas.

1. 3. 4 Principales Productos obtenidos de la Refinación

PEMEX Premium UBA

- Gasolina da bajo contenido de azufre y mayor octanaje, formulada para automóviles con convertidor catalítico y motores de alta relación de compresión.

PEMEX Magna

- Gasolina sin plomo formulada para automoviles con convertidor catalítico y en general motores de combustión interna a gasolina con requerimientos, por lo menos, de 87 octanos.

PEMEX Diesel

- Combustible utilizado en motores de combustión interna para vehiculos de carga y transportes de pasajeros.

Diesel Marino Especial

- Combustible para embarcaciones con motores a Diesel

Diesel Industrial Bajo Azufre

- Combustible de uso industrial con bajas emisiones de contaminantes.

Combustóleo

- Combustible utilizado en procesos industriales en quemadores, calentadores, calderas, generadores de energía eléctrica y embarcaciones mayores.

Gasavión

- Combustible utilizado para aeronaves equipados con motores del ciclo Otto.

Turbosina

- Combustible utilizado en los aviones con motores de turbina o a reacción.

Parafinas

- Materias primas utilizadas en la fabricación de aceites lubricantes y otros insumos de uso industrial.

Otros

- Gasnafta, Gasolvente, Coque de Petróleo, Citolina, Asfaltos y Lubricantes Básicos.

1. 4 Refinería Francisco I. Madero

La refinería Francisco I. Madero se encuentra localizada en la margen izquierda del río Pánuco, casi en su desembocadura al Golfo de México, dentro del municipio de Ciudad Madero, Tamaulipas; de cuya región se ha tomado su nombre.



Figura 1. 5 Refinería Madero, Cd. Madero, Tamaulipas

En la refinería Madero se realizan grandes esfuerzos, día con día, para alcanzar niveles de excelencia y obtener competitividad en el ámbito internacional, logrando la certificación por líneas de producción del Instituto Mexicano de Normalización y Certificación bajo la norma NMX-CC-004, equivalente a la Norma ISO 9002/94, y teniendo como principio de operación la Seguridad y la Protección Ecológica.

1.4.1 Política de Calidad

La refinería Francisco I. Madero se compromete a entregar productos petrolíferos que cumplan con los requisitos de sus clientes, mediante la implantación y mantenimiento de un sistema de aseguramiento de la calidad, el trabajo en equipo y la mejora continua de los procesos.

1.4.2 Política Ecológica

Es compromiso de este centro de trabajo proteger el entorno ecológico al realizar las actividades productivas aplicando lo que establecen las leyes, normas y reglamentos sobre protección ambiental, procurando la armonía entre la actividad y la naturaleza.

1.4.3 Plantas de Proceso

La refinería cuenta actualmente con 20 plantas de proceso en operación, en las cuales se realiza la destilación atmosférica, destilación al vacío, desintegración catalítica, hidrotratamiento y petroquímica.

También cuenta con instalaciones auxiliares tales como la planta de fuerza, patios de tanques de almacenamiento, talleres, almacenes, muelles, estaciones de bombas del Poliducto Madero-Cadereyta, instalaciones para bombeo de productos petroquímicos, así como oficinas, campos deportivos y una colonia residencial, entre otras.

La capacidad nominal del proceso de crudo de la refinería es de 186,000 bl/día, distribuidos de la siguiente manera:

- Planta de Destilación MA 60,000 bl/día
- Planta de Destilación MB 60,000 bl/día
- Planta Combinada BA 52,000 bl/día
- Planta de Asfalto MI 14,000 bl/día
- Total 186,000 bl/día

Los tipos de Crudo que se procesan en la refinería son:

ARENQUE. Este crudo se produce en el yacimiento marítimo arenque.

TAMAULIPAS. Se produce en el distrito Tamaulipas, del municipio de Altamira.

PÁNUCO. Se produce en la región de la Sonda de Campeche.

CRUDO MEZCLA. Consiste en una mezcla de crudo de la Sonda de Campeche y el Distrito Sur.

1.4.4 Servicios Auxiliares

En la unidad de fuerzas se cuenta con las instalaciones necesarias para generar energía eléctrica y vapor. Para tal efecto, operan tres turbogeneradores de 15 mega watts y uno de 20 mega watts, así como de 8 calderas, de las cuales seis generan vapor de 42.5 kg/cm² y dos de 19.3 Kg/cm².

1.4.5 Laboratorios

Sin duda, el control eficiente de la operación de las instalaciones de la Refinería Madero, no puede llevarse a cabo sin la asistencia de un departamento químico. Para ello, la refinería cuenta con un laboratorio cuyo objetivo principal es vigilar y controlar que se cumpla con las normas de calidad establecidas para las materias primas que se manejan en ella, de las corrientes de plantas de proceso y de los productos en elaboración o terminados, así como los destinados al mercado nacional y los de importación y exportación.

1.4.6 Patios de Almacenamiento

Patio norte. Este patio almacena los crudos que sirven de carga a la refinería, así como gasolina y los destilados intermedios. Tiene una capacidad para almacenar crudo de aproximadamente 2, 200, 000 barriles. Su capacidad de almacenamiento para destilados es alrededor de 2, 100, 000 barriles.

Patio oriente. En este patio se almacenan los productos intermedios, obtenidos en las unidades de proceso de la refinería, para su proceso posterior. Por la diversidad de productos que existen en esta área, se cuenta con diferentes tipos de tanques, entre los que podemos mencionar: los verticales, horizontales, esféricos y esferoides. Su capacidad es de 1, 800, 000 barriles.

Patio poniente. Este patio está destinado a almacenar los distintos tipos de combustóleo que se produce en la refinería. Su capacidad es de 1, 900, 000.

1.4.7 Productos

Los productos que se obtienen en la Refinería Madero cubren la demanda de su zona de influencia, y en ocasiones, algunos de ellos se exportan de acuerdo a los pactos comerciales que Pemex realiza en el extranjero.

Los productos son: Gas Licuado, Gasolinas Pemex Magna, Pemex Premium y Pemex Diesel, Gasavión 100, Turbosina, Diesel Desulfurado, Diesel Marino, Combustóleo, Coque, Asfalto ac-20 y AC-30 y Azufre.

1.5 Proceso Administrativo

En el presente trabajo es necesario conocer cómo se realiza el Proceso Administrativo en un organismo descentralizado de la envergadura de Petróleos Mexicanos; en el cual se planea y organiza la estructura de órganos y cargos que componen una organización. Su propósito es alcanzar metas establecidas por la organización.

Esta investigación se enfocará en el Proyecto “Desarrollo de la Ingeniería, Procura y Construcción de las Plantas Desulfuradoras de Gasolina Catalítica, Unidades Regeneradoras de Amina, Instalaciones Complementarias, Instalaciones de Servicios Auxiliares y su Integración en la refinería Francisco I. Madero en Ciudad Madero, Tamaulipas”.

Desde finales del siglo XIX se ha definido la administración en términos de cuatro funciones específicas: la planificación, la organización, la dirección y el control. Por lo cual se puede decir que la administración es el proceso de planificar, organizar, dirigir y controlar las actividades de los miembros y/o áreas del proyecto y el empleo de todos los demás recursos, con el propósito de alcanzar metas establecidas por el propio proyecto.

1.5.1 Planeación en el Proceso Administrativo

La planeación es indicar por adelantado, qué hacer, cómo y cuando hacerlo, y quién ha de hacerlo. Además, la planeación cubre la brecha que va desde donde estamos hasta donde queremos ir. La

planeación es un proceso intelectual exigente, requiere la determinación de los recursos de acción y la fundamentación de las decisiones, en los fines, conocimientos y estimaciones razonadas.

La tarea de la planeación es exactamente: minimización de los riesgos y el aprovechamiento de las oportunidades, la naturaleza de esta puede simplificarse en sus principales componentes que son:

- ✓ Objetivos y Propósitos
- ✓ Ventajas de la Planeación
- ✓ Extensión de la Administración
- ✓ Eficacia de la Planeación

El propósito de cada plan es facilitar el logro de los objetivos del proyecto.

Planeación: “Aquella herramienta de la administración que nos permite determinar el curso concreto de acción que debemos seguir, para lograr la realización de los objetivos previstos”.

*Sánchez Guzmán*²

Planeación: “Seleccionar información y hacer suposiciones respecto al futuro para formular las actividades necesarias para realizar los objetivos, está compuesta de numerosas decisiones orientadas al futuro.- Representa el destinar pensamiento y tiempo ahora para una inversión en el futuro”.

*Terry*³

Es esencial que para que se logren óptimos resultados o niveles de rendimiento y que el proyecto tenga la capacidad de adaptarse al cambio; la planificación incluye elegir y fijar las misiones y objetivos, después determinar las políticas, sub proyectos, programas, procedimientos, métodos, presupuestos, normas y estrategias necesarias para alcanzarlos, incluyendo las tomas de decisiones al tener que escoger diversos cursos de acciones futuras.

² Sánchez, Guzmán Francisco, (1976). “Introducción al Estudio de la Administración”. Ed. Limusa, México.

³ Terry, George R., (1986). “Principios de Administración”. Ed. Continental S. A. de C. V., México.

La planificación es el proceso de establecer metas y elegir los medios para alcanzarlas; sin planes no se puede saber cómo organizar. Con mucha frecuencia los planes afectan el futuro de la organización por eso es fundamental la planificación ya que:

- Facilita la coordinación de decisiones
- Resalta los objetivos
- Permite diseñar métodos y procedimientos operativos
- Evita operaciones inútiles y se logran mejores sistemas de trabajo
- La planeación es la etapa básica del proceso administrativo: precede a la organización, dirección y control, y es su fundamento.
- Reduce al máximo los riesgos
- Maximiza el aprovechamiento de los recursos y tiempo.
- Se tiene un mejor orden y control, así como una mayor eficiencia en el desarrollo de las actividades; con ella se reduce la actividad dispersa, la duplicidad de esfuerzos y los movimientos inútiles.
- Se consigue realizar los objetivos en forma íntegra, eficaz y oportuna
- Da una visión panorámica del proyecto, en forma clara y completa, permitiendo captar y comprender mejor las actividades y fundamentar correctamente las acciones.

Dentro de las limitaciones de la planeación se puede decir que:

- ❖ La planeación consume tiempo y dinero; sin embargo, esto no es sino una inversión cuya recuperación y beneficios adicionales se producen por medio de resultados más efectivos, económicos y rápidos.
- ❖ Los buenos esfuerzos de planeación no pueden apresurarse, se requiere tomar el tiempo necesario para reflexionar, localizar y analizar datos suficientes, para considerar posibles cursos de acción y para formular el plan en sí.
- ❖ La gente se interesa más en el presente que en el futuro.
- ❖ La planeación es costosa.

1.5.2 Organización en el Proceso Administrativo

Se trata de determinar cuáles son los recursos que se poseen y qué actividades se requieren para alcanzar los objetivos del proyecto. Después se debe diseñar y crear una estructura del proyecto, una vez que se tiene ésta, es necesaria la asignación de responsabilidades y la autoridad formal asignada en cada área.

La organización es el acto de dirigir, organizar, sistematizar el o los procesos. El diccionario de la Real Academia de la Lengua Española dice: "Organizar es establecer o reformar una cosa sujetando a las reglas el número, orden, armonía y dependencia de las partes que la componen o han de componerla".

En este sentido se concibe la organización como:

- 1) La identificación y clasificación de las actividades requeridas.
- 2) El agrupamiento de las actividades mediante las cuales se consiguen los objetivos.
- 3) La asignación de cada agrupamiento a un encargado de área.

La organización es la función de correlación entre los componentes básicos del proyecto, la gente – las tareas y los materiales para que pueda realizar el plan de acción señalado y así lograr los objetivos planteados. La etapa de organización consta de un número de actividades relacionadas, como las siguientes:

- Definición de las tareas.
- Selección y colocación del personal.
- Definir autoridad y responsabilidad.
- Determinar relaciones de autoridad – responsabilidad.

La causa fundamental de la estructura organizacional es la limitación del tramo de control. Si no hubiese tal limitación, podríamos tener un proyecto desorganizado. Principio del tramo de control, en cada departamento o área se tiene un número límite de personas el cual varía, depende de las variables implícitas del área.

Los pasos básicos para organizar son:

- ✚ Dividir la carga de trabajo entera en tareas que puedan ser ejecutadas, en forma lógica y cómoda, por personas o grupos. Esto se conoce como la decisión de trabajo.
- ✚ Combinar las tareas en forma lógica y eficiente, la agrupación de empleados y tareas suele conocer como la departa-mentalización.
- ✚ Especificar quien depende de quién en el proyecto, esta vinculación produce una jerarquización.
- ✚ Establecer mecanismos para integrar las actividades de los departamentos en un todo congruente y para vigilar la eficacia de dicha integración, este proceso se conoce como coordinación.

1.5.3 Dirección en el Proceso Administrativo

Es la capacidad de influir en el personal para que contribuyan a las metas y/o objetivos del proyecto y del área. Implica mandar, influir y motivar a los empleados para que realicen tareas esenciales. Las relaciones y el tiempo son fundamentales para la tarea de dirección, de hecho la dirección llega al fondo de las relaciones de los gerentes con cada una de las personas que trabajan con cada uno de ellos.

Los principios de la Dirección son:

- **Coordinación de intereses:** El logro del fin común será más fácil cuanto mejor se logre coordinar los intereses de cada área y aun los individuales de quienes participan en su búsqueda.
- **Impersonalidad del mando:** La autoridad en un proyecto debe de ejercerse más como producto de una necesidad de todo equipo, que como resultado exclusivo de la voluntad de quien manda.
- **Resolución de conflictos:** Debe de procurarse que los conflictos que aparezcan se resuelvan lo más pronto posible y de modo que, sin lesionar la disciplina produzcan el menor disgusto a las partes.

- **Aprovechamiento de conflictos:** Debe de procurarse aun el conflicto para forzar el encuentro de soluciones.
- **Vía jerárquica:** Al transmitirse una orden deben seguirse los conductos previamente establecidos, y jamás omitirlos sin razón ni en forma constante.

La dirección como parte del proceso administrativo se compone de varios elementos:

- ★ **Toma de Decisiones:** Significa la elección de un curso de acción o alternativa. Al tomar decisiones es necesario antes de evaluar las alternativas, definir y analizar el problema, para posteriormente aplicar la decisión o alternativa que mejor convenga.
- ★ **Integración:** Al igual que en la toma de decisiones, también existe un proceso para la adecuada integración en cuanto al personal se refiere, este proceso inicia con el reclutamiento u obtención de los candidatos que aspiran a un puesto determinado, enseguida se introducirá, o dicho en otras palabras, se les ambientará, para finalmente capacitarlos en el desarrollo de las funciones que habrán de realizar.
- ★ **Motivación:** La motivación es la labor más importante de la dirección, a la vez que la más compleja, pues a través de ella se logra la ejecución del trabajo, de acuerdo a normas o patrones de conducta esperados.
- ★ **Comunicación:** La comunicación en cualquier grupo de que se trate, es de vital importancia ya que involucra a los individuos no solo en su papel de comunicadores, sino en el buen uso que se le da a la información.
- ★ **Supervisión:** Consiste en vigilar y guiar a los subordinados de tal forma que las actividades se realicen adecuadamente.

1.5.4. Control en el Proceso Administrativo

Es la función administrativa que consiste en medir y corregir el desempeño individual y general para asegurar que los hechos se ajusten a los planes y objetivos planteados. Implica medir el desempeño contra las metas y los planes, muestra donde existen desviaciones con los estándares y ayuda a

corregirlas. El control facilita el logro de los planes, aunque la planeación debe de precederlo. Los planes no se logran por si solos, éstos orientan a los encargados en el uso de los recursos para cumplir con metas específicas, después se verifican las actividades para determinar si se ajustan a los planes.

El propósito y la naturaleza del control es fundamentalmente garantizar que los planes tengan éxito, ya que si se llegan a detectar desviaciones de los mismos, se podrá elaborar y ofrecer una base para adoptar acciones, a fin de corregir desviaciones indeseadas, reales o potenciales. La función del control le proporciona al encargado medios adecuados para revisar que los planes trazados se implementen en forma correcta.

La función del control consta de cuatro pasos básicos:

1. Señalar niveles medios de cumplimiento, establecer niveles aceptables de producción.
2. Revisar el desempeño (ya sea a intervalos regulares o no).
3. Determinar si existiera alguna variación en los niveles medios.
4. Si existiera alguna variación tomar medidas o una mayor instrucción o acción y si no hay ninguna variación continuar con la actividad.

El control es la cuarta y última función en el proceso administrativo. Al igual que la planificación, el control se ejerce continuamente. Por lo tanto, hay procesos de control que deben estar siempre funcionando en el proyecto o proceso.

El control se ejerce a través de la evaluación personal, los informes periódicos de desempeño (o de resultados reales, como también se les denomina) e informes especiales. Bajo otro enfoque, se identifican los tipos de control como:

- **Control Preliminar:** Se ejerce a la acción para asegurar que se preparen los recursos y el personal necesario y se tengan listos para iniciar las actividades.
- **Control Coincidente:** Vigila las actividades corrientes para asegurar que se cumplan las políticas y los procedimientos sobre la marcha.

→ **Control por Retroalimentación:** Vigila los resultados pasados y que se generaron para controlar las actividades futuras.

Los elementos del control son:

- **Establecimiento de estándares:** Es la aplicación de una unidad de medida que servirá como modelo, guía o patrón con base en lo cual se efectúa el control.
- **Medición de resultados:** La acción de medir la ejecución y los resultados obtenidos.
- **Corrección:** La utilidad concreta y tangible del control está en la acción correctiva para integrar las desviaciones en relación con los estándares establecidos.
- **Retroalimentación:** El establecimiento de medidas correctivas da lugar a la retroalimentación, en esta parte es donde se encuentra la relación más estrecha entre la planeación y el control.

1.5.5 Ventajas del Proceso Administrativo

- Proporciona fundamentos para el estudio de la administración promoviendo el entendimiento de lo que es esta materia.
- Se obtiene la flexibilidad, la cual nos da un margen necesario para poder hacer adecuaciones de situaciones.

CAPÍTULO 2

NECESIDADES DE CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA DE GASOLINAS LIMPIAS (GUBA)

2. 1 Conjunto de Necesidades

El sector petrolero siempre ha tenido necesidades de diversa índole, pero una de las más apremiantes ha sido incrementar su producción para tener mayor competitividad con otros países, para lograrlo ha sido fundamental el uso de la tecnología, pues le permite mantenerse a la vanguardia y consolidar sus ventajas competitivas, sin dejar de lado el impacto ambiental que provoca la creación de una refinería.

2.1.1 Impacto Ambiental

La preocupación a nivel mundial por la emisión de contaminantes a la atmosfera ha conducido a las agencias de protección ambiental a desarrollar normatividades en la materia, que permitan preservar el medio ambiente y darle sustentabilidad al desarrollo como es el caso del Protocolo de Kioto.

La producción de combustibles de bajo azufre es intensiva en energía, ya que para realizar el proceso se requiere de temperaturas y presiones altas, así como el consumo de hidrógeno. Para producir hidrógeno a partir de los hidrocarburos, el proceso es intensivo en emisiones de bióxido de carbono (CO₂), creando de 8 a 15 toneladas de CO₂ por tonelada de hidrógeno utilizado.

Para el establecimiento de todo nuevo desarrollo tecnológico, es importante hacer un estudio y análisis de las repercusiones que se tendrán en el medio ambiente. En un informe emitido por La Organización de Compañías Europeas para Protección de la Salud y el Medio Ambiente o CONCAWE por sus siglas en Ingles (Conservation of Clean Air and Water in Western Europe), para reducir los niveles de azufre a 10 ppm, ofrece un análisis del impacto en emisiones de CO₂, encontrándose que la reducción de azufre en la gasolina de 150 a 50 ppm podría resultar en un incremento de 3.3% de las emisiones de CO₂ en refinación. Para el diesel una reducción de 350 a 50

ppm resultó en un incremento del 3%. Para llegar a niveles aún más bajos, una reducción de 50 a 10 ppm, las emisiones de CO₂, se incrementarían en 4.3% para la gasolina y un 1.8% para el diesel.

La tendencia internacional está orientada hacia la producción de combustibles con un contenido mínimo de azufre, los cuales son llamados combustibles limpios que incluyen alcoholes, electricidad, gas natural y el propano. Los combustibles más populares o conocidos en el México son la gasolina y el diesel.

2. 1. 1. 1 Protocolo de Kioto

El Protocolo de Kioto es un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases que causan el calentamiento global, en un porcentaje aproximado de al menos un 5%, dentro del periodo que va desde el año 2008 al 2012, en comparación a las emisiones al año 1990. Por ejemplo, si la contaminación de estos gases en el año 1990 alcanzaba el 100%, al término del año 2012 debió ser al menos del 95%.

Los seis gases que el Protocolo de Kioto contempla, son:

- Dióxido de carbono (CO₂),
- Metano (CH₄),
- Óxido nitroso (N₂O),
- Hidrofluorocarbonos (HFC),
- Perfluorocarbonos (PFC),
- Hexafluoruro de azufre (SF₆).

El Protocolo representa un importante paso hacia adelante en la lucha contra el calentamiento del planeta, ya que contiene objetivos obligatorios y cuantificados de limitación y reducción de gases del efecto invernadero.

En el anexo I de la Convención (esto es, para los países industrializados) se comprometen conjuntamente a reducir sus emisiones de gas de efecto invernadero para lograr que las emisiones totales de los países desarrollados disminuyan, al menos, un 5% con respecto al nivel de 1990

durante el período 2008-2012. El anexo B del Protocolo contiene los compromisos cuantificados suscritos por los países involucrados (Estados Partes) en el Acuerdo.

Los Estados que eran miembros de la Unión Europea (UE) antes de 2004, se plantearon que deberían reducir conjuntamente sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 8% entre los años 2008 y 2012. Los Estados miembros que se hayan incorporado a la UE después de esa fecha se comprometen a reducir sus emisiones en un 8%, a excepción de Polonia y Hungría (6%), así como de Malta y Chipre, que no se encuentran incluidos en el Anexo I de la Convención Marco.⁴

Para el período anterior a 2008, los países se comprometen a realizar progresos en el cumplimiento de sus compromisos, a más tardar, en el año 2005, y a facilitar las pruebas correspondientes.

El año 1995 puede considerarse como referencia para los Estados Partes en el Acuerdo que lo deseen en lo que respecta a las emisiones de HFC, PFC y SF₆.

Para alcanzar estos objetivos, el Protocolo propone una serie de medios:

- Reforzar o establecer políticas nacionales de reducción de las emisiones (aumento de la eficacia energética, fomento de formas de agricultura sostenibles, desarrollo de fuentes de energías renovables, etcétera);
- Cooperar con las otras Partes contratantes (intercambio de experiencias o información, coordinación de las políticas nacionales por medio de permisos de emisión, aplicación conjunta y mecanismo de desarrollo limpio).

Los Estados Partes en el Acuerdo establecerán un sistema nacional de estimación de las emisiones de origen humano y de absorción por sumideros de todos los gases de efecto invernadero (no regulados por el Protocolo de Montreal,⁵ a más tardar, un año antes del primer período de compromiso.

Para el segundo período de compromisos, se preveía un examen de los mismos, a más tardar, en el año 2005.

⁴ "Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático", Naciones Unidas, 1992, Pág. 25.

⁵ "Protocolo de Montreal Relativo a las Sustancias que Agotan la Capa de Ozono", PNUMA (Programas de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente), 2000.

El 31 de mayo de 2002, la Unión Europea ratificó el Protocolo de Kioto, que entró en vigor el 16 de febrero de 2005, tras la ratificación de Rusia. Sin embargo, varios países industrializados se negaron a ratificarlo, entre ellos, Estados Unidos y Australia.

2. 1. 1. 2 NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005

La norma NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005⁶ se refiere a la calidad de los combustibles. Esta norma ha evolucionado y fue derivada de la NOM-086-ECOL-1994, publicada el 2 de diciembre de 1994 en el Diario Oficial de la Federación (DOF), así como del Acuerdo del 23 de abril de 2003, por el cual se reformó la nomenclatura de las normas oficiales mexicanas expedidas por la SEMARNAT que estaban identificadas con las Siglas “ECOL” y “REC NAT”, y que en lo sucesivo aparecen con las siglas “SEMARNAT”, lo que propició la NOM-086-SEMARNAT-1994.

Desde que se publicó la NOM-086-SEMARNAT-1994, Pemex ha incorporado avances en la mejora de sus combustibles desde el punto de vista ambiental, de tal manera que se eliminó la producción de gasolina Nova y ahora se produce la denominada Premium, entre otros. Por lo que ha sido necesario modificar dicha NOM para eliminar las tablas relativas a la gasolina Nova, incluir especificaciones a la gasolina Premium y los cambios realizados en las especificaciones. De esta manera, el 30 de enero de 2006 la SEMARNAT publicó la NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005.

Las especificaciones de los combustibles fósiles, citados en dicha norma, tienen por objeto disminuir significativamente las emisiones a la atmósfera, y debe ser acorde con las características de los equipos y sistemas de combustión que los utilizan en fuentes fijas y en el transporte. Los combustibles considerados dentro de la norma son el gas natural, gasolinas, turbosina, diesel, combustóleo, gasóleo y gas LP. Bajo el acuerdo de modificación de la norma NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, publicada el 3 de octubre de 2006, se modificaron las tablas de especificaciones de la norma.

En relación a las gasolinas comercializadas por Pemex Refinación, la norma establece que a partir del 1 de octubre de 2006 en todo el país, la gasolina Premium debe tener un contenido de azufre de

⁶ Ver anexo 1.

30 partes por millón (ppm) en promedio y 80 ppm como máximo. Este contenido de azufre en la especificación aplica para la gasolina Magna a partir de octubre de 2008 en las zonas metropolitanas del Valle de México, Guadalajara y Monterrey, en tanto que para el resto del país sería a partir de enero de 2009.

En el caso del diesel se establece un contenido de azufre de 15 ppm como máximo en la zona fronteriza norte a partir de enero de 2007; en enero de 2009 en las zonas metropolitanas del Valle de México, Guadalajara y Monterrey y en el resto del país a partir de septiembre de 2009.

En la NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005 se incluyeron los niveles máximos permisibles en peso de azufre en el gasóleo industrial que se consume por fuentes fijas en la zona metropolitana del Valle de México, por lo cual se canceló la NOM-051-SEMARNAT-1993, publicada en el DOF el 22 de octubre de 1993, con el fin de evitar duplicidades. Además, el contenido máximo de azufre permisible para el combustóleo se mantuvo en 4% en peso.

Las siguientes tablas 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4, resumen parte de la norma NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005; las tablas están diseñadas para la protección del medio ambiente.

Tabla 2. 1 Especificaciones Generales de las Gasolinas

PROPIEDAD	METODO DE PRUEBA	PEMEX PREMIUM	PEMEX MAGNA	NORMA
Prueba Doctor o Azufre Mercaptánico	Análisis cualitativo de especies activas de azufre en combustibles y solventes (Prueba Doctor). (ASTMD 4952-02)			
	Determinación de azufre mercaptánico en gasolina, queroseno, combustibles destilados para aviones de turbina (Método potenciométrico). (ASTM D 3227-04A)	Negativa 20 máximo ppm PESO (W)	Negativa 20 máximo ppm PESO (W)	NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-205. ESPECIFICACIONES DE LOS COMBUSTIBLES FOSILES PARA LA PROTECCION AMBIENTAL.
Azufre	Determinación de S en productos de petróleo por espectroscopia de rayos X de fluorescencia por dispersión de energía. (ASTM D 4295-03)	250 promedio 300 máximo	300 promedio 500 máximo ZMVM, ZMG, ZMM	
	Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D 5453-05)	Octubre 2006: 30 promedio / 80 máximo	Octubre 2008: 30 promedio / 80 máximo Resto del País (1) Enero 2009: 30 promedio / 80 máximo	

(1) Se considera Resto del País toda la extensión del territorio del nacional excluyendo las Zonas Metropolitanas del valle de México, de Guadalajara y de Monterrey.

Tabla 2. 2 Especificaciones del Diesel (1)

PROPIEDAD	METODO DE PRUEBA	PEMEX DIESEL	DIESEL (2)	NORMA
Azufre total	Determinación de azufre en productos de petróleo por espectroscopia de rayos X de fluorescencia por dispersión de energía. (ASTM D 4294-03)	500máximo zona Fronteriza Norte (3)		NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-205. ESPECIFICACIONES DE LOS COMBUSTIBLES FOSILES PARA LA PROTECCION AMBIENTAL.
	Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D 5453-05)	Enero 2007: 15 máximo ZMVM. Enero 2009: 15 máximo Resto del País Septiembre 2009: 15 máximo	5000 máximo	

(1) Las especificaciones aplican a centros de producción.

(2) Producto para motores a diesel para servicio agrícola y marino. No debe utilizarse en motores a diesel para uso automotriz.

(3) Zona Fronteriza Norte: Se refiere a la Zona Noreste y Pacifico Cd. Obregón, Ensenada, Hermosillo, Magdalena. Mexicali, Nogales; Rosarito (Tijuana) y a la Terminal de Almacenamiento y Distribución de Ciudad Madero.

Tabla 2. 3 Especificaciones de la Turbosina

PROPIEDAD	METODO DE PRUEBA	TURBOSINA	NORMA
Azufre Total	Determinación de azufre en productos de petróleo por espectroscopia de rayos X de fluorescencia por dispersión de energía. (ASTM D 4294-03) (ASTM D 5453-05)	3000 ppm W máximo	NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005. ESPECIFICACIONES DE LOS COMBUSTIBLES FOSILES PARA LA PROTECCION AMBIENTAL.
Azufre mercaptánico (*)	Determinación de azufre mercaptánico en gasolina, queroseno, combustibles destilados para aviones de turbina (Método potenciométrico). (ASTM D 3227-04A)	30 ppm W máximo	
Prueba Doctor	Análisis cualitativo para especies activas de azufre en combustibles y solventes (ASTM D 4952-02)	Negativa	

(*) Si hay discrepancia entre el resultado de la prueba Doctor y el de la de azufre mercaptánico prevalecerá el de esta.

Tabla 2. 4 Especificaciones del Gas Licuado de Petróleo (GAS LP)

PROPIEDAD	METODO DE PRUEBA	RESTO DEL PAÍS (*)	ZMVM	NORMA
Azufre Total	Azufre total en combustibles gaseosos por hidrogenólisis y colorimetría con medidor de relaciones (logómetro) (ASTM D 4469-85) (2000)	140 máximo	140 Máximo	NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005. ESPECIFICACIONES DE LOS COMBUSTIBLES FOSILES PARA LA PROTECCION AMBIENTAL.

(*) Se considera Resto del País toda la extensión nacional excluyendo la Zona Metropolitana Valle de México (ZMVM).

2.2 Creación del Proyecto Gasolinas Limpias (GUBA)

Debido al impacto ambiental ocasionado por las emisiones a la atmósfera, la autoridad ambiental mexicana emitió la norma NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de enero de 2006. La norma establece el contenido de azufre de las gasolinas producidas por PEMEX Refinación (Magna y Premium) será de 30 ppm promedio y 80 ppm máximo. A fin de reducir las emisiones de azufre para mitigar sus impactos, la calidad del aire, la salud de las personas y los ecosistemas.

Como respuesta a este panorama, PEMEX anunció la puesta en marcha del Proyecto Integral de Combustibles Limpios, el cual consiste en instalar plantas Desulfuradoras de Gasolina Catalítica, (ULSG: Ultra Low Sulphur Gasoline) y las plantas Hidrodesulfuradoras de Diesel nuevas y reconfiguradas.

- Las plantas procesarán cargas constituidas por una mezcla de gasolinas proveniente de las plantas catalíticas con el fin de producir gasolina con bajo azufre.
- En agosto de 2005, PEMEX Refinación registró un proyecto de infraestructura para la producción de gasolina y diesel de ultra bajo azufre (UBA) en el SNR.
- En el mes de enero de 2006, PEMEX Refinación solicitó a PEMEX-DCIDP (Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos) la administración y ejecución del Proyecto de Construcción de la Primera Etapa de Calidad de los Combustibles.
- También notificó que la compañía seleccionada para suministrar la Ingeniería Básica para el post tratamiento de Gasolinas Catalíticas del Sistema Nacional de Refinerías fue Catalytic Distillation Technologies (CDTECH).
- Durante los años 2008 y 2009 se llevaron a cabo los procesos de licitación para la ingeniería, Procura y Construcción de las Ocho Plantas Desulfuradoras de Gasolinas Catalíticas, instalaciones complementarias y su integración, para las seis refinerías del país.
- Para finales de 2009 e inicios de 2010, las respectivas contratistas Italiana Saipem ganó la licitación del paquete 1 que comprende la refinería de Tula de Allende en Hidalgo y la refinería de Salamanca en Guanajuato. La contratista México-Estadunidense ICA Flour Daniel obtuvo el paquete 2 al que corresponde la refinería de Madero en Tampico (con la construcción de dos plantas ULSG-1 y ULSG-2) y Cadereyta en Nuevo León y también ganó

el paquete 3 que tiene la refinería de Minatitlán en Veracruz y Salina Cruz en Oaxaca (con la construcción de dos plantas ULSG--1 y ULSG-2)).

- El proyecto de Calidad de Combustibles empezará a operar en las seis refinерías del país a más tardar en noviembre del año 2013.

2. 2. 1 Proyecto GUBA

El proyecto Combustible Gasolinas Limpias consiste en la construcción de dos Plantas Desulfuradoras de Gasolina Catalítica, ULSG-1 y ULSG-2 (o FCC 1 y FCC 2) con el fin de procesar 20,000 barriles de gasolina Ultra Bajo Azufre, por día de carga cada una. La vida útil del proyecto está calculada para 20 años.

Las plantas desulfuradoras de gasolina catalítica ULSG 1 y 2, se localizarán en los límites de la Refinería “Francisco I. Madero”, en Cd. Madero, Tamaulipas, la cual se localiza en las coordenadas 22° 16' Latitud Norte y 97°48'24" Longitud Oeste.

Figura 2. 1 Ubicación de la Refinería “Francisco I. Madero”



La planta ULSG -1 recibe el flujo constituido por una mezcla de gasolinas provenientes de la planta catalítica No. 1 sin tratamiento, para producir Gasolina 10 ppm en peso de azufre. La planta ULSG -2 recibe una carga constituida por una mezcla de Gasolinas provenientes de la planta catalítica 2, sin tratamiento, para producir Gasolina con 10 ppm en peso de azufre.

El proceso consiste en la hidrogenación catalítica de los compuestos de azufre y nitrógeno, así como un posterior fraccionamiento y tratamiento de los productos y subproductos.

Dentro de las instalaciones de la planta se contará con una Sección de Endulzamiento con Amina donde el gas de recirculación y el gas de combustible son endulzados para cumplir con las especificaciones sobre el contenido de H₂S.

Las Plantas Desulfuradoras de Gasolina Catalítica ULSG 1 y ULSG 2 (No. 1 y 2), tienen la función de producir gasolina hidrotratada con bajo contenido de azufre (10 ppm peso) y demás especificaciones como producto final, utilizando como carga una mezcla de gasolinas de la plantas catalíticas 1 y 2 respectivamente, sin tratamiento. Estas plantas han sido diseñadas para procesar estas corrientes cuando provengan de almacenamiento.

Para cumplir con la normatividad ambiental, la gasolina desulfurada de la planta se enviará al "pool" de gasolinas con un máximo de 10 ppm en peso de azufre.

La planta producirá una corriente de gasolina desulfurada e isomilenos y subproductos como gas combustible, gas ácido y agua amargada. Esta planta deberá de operar 36 meses (mínimo) en forma continua, es decir, la planta en operación normal deberá funcionar periodos de 36 meses como mínimo entre periodos de reparaciones generales.

Se considera que este proyecto conlleva beneficios ambientales ya que forma parte de las metas del gobierno federal para reducir el contenido de azufre de las gasolinas y reducir las emisiones atmosféricas generadas por vehículos automotores en la República Mexicana.

2. 2. 1. 1 Selección y Ubicación Física del Proyecto

Para determinar la mejor ubicación para el desarrollo de este proyecto se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- ✓ Disponibilidad de espacio dentro de la refinería.
- ✓ Accesibilidad al sitio.
- ✓ Existencia de la infraestructura y servicios necesarios para cubrir las necesidades de operación para el proceso.
- ✓ Menor Impacto Ecológico.

Para este proyecto no se consideraron otras alternativas ya que será parte del procesamiento de la refinería “Francisco I. Madero”.

La planta desulfuradora de gasolina catalítica, se localizará dentro de la misma refinería, que se encuentra ubicada en la región sureste del estado de Tamaulipas y que forma parte de la Zona Metropolitana de Tampico, se encuentra a una altitud de 10 msnm. El municipio de Ciudad Madero colinda al norte con el municipio de Altamira, al sur con el estado de Veracruz, al este con el Golfo de México, y al oeste con el municipio de Tampico. El municipio cuenta con una extensión territorial de 46.60 Km², que representa el 0.07% del total del estado y es el municipio de menor superficie del estado de Tamaulipas.

Las coordenadas geográficas del municipio de Ciudad. Madero, Tamaulipas son:

22° 16' 35" – Latitud Norte

97° 49' 53" – Latitud Oeste

La refinería al sur colinda con el Río Pánuco y al este con el Golfo de México, al norte y oeste forma parte de la Ciudad de Madero

Figura 2.2



Ubicación de la Refinería Francisco I. Madero en Cd. Madero Tamaulipas.

Las plantas se construirán colindando al norte con la planta MD (Unidad desmineralizada de agua), al sur tendrán a la planta hidrodesulfuradora de gasóleos, al oriente colindará con la planta de hidrógeno, los tanques de almacenamiento TV-760 y TV-707 de sosas gastadas y la preparadora de carga de butadieno, colindará con los talleres de albañilería y la planta catalítica FCC 2.

La siguiente imagen muestra la zona en donde quedarán ubicadas las plantas Desulfuradoras de gasolina catalíticas ULSG-1 y ULSG-2, dentro de las instalaciones de la refinería.

Figura 2.3 Ubicación de la Plantas Desulfuradoras dentro de la Refinería



2. 2. 1. 2 Dimensiones del Proyecto

La refinería está ubicada en los terrenos de la antigua refinería Doña Cecilia, la cual formó parte de los activos de la expropiación petrolera del 18 de marzo de 1938. En el año de 1960, inician las operaciones de plantas nuevas, estableciendo su capacidad de proceso en 125,000 BPD.

En el año de 1976 se amplió su capacidad a 185,000 BPD. En 1987 entra en operación una segunda ampliación de la refinería, la cual llega a una capacidad de 196,000 BPD. Su capacidad de proceso de crudo al año 2000 es de 195,000 BPD.

La superficie total del periodo que ocupa la refinería “Francisco I. Madero”, es de 676 Ha (6,6676,000 m²). La superficie que ocupará las plantas están consideradas al límite de batería y las dimensiones son:

- Planta Desulfuradora de Gasolina Catalítica ULSG 1 – 10,000 m² (aproximadamente)
- Planta Desulfuradora de Gasolina Catalítica ULSG 2 – 10,000 m² (aproximadamente)

Por otra parte se considera que pudiera ser necesaria la construcción de dos tanques de almacenamiento con capacidad de 100,00 barriles cada uno, los cuales ocuparían una superficie de 20,000 m² aproximadamente, estos tanques se localizarían al poniente de los tanques ya existentes, además, se considera también la construcción de un turbogenerador el cual ocupará un área aproximada de 1,000 m².

Las plantas ocuparán una superficie de 20,110 m² aproximadamente por lo cual se demolieron instalaciones que se usaban como almacenes, talleres de reparación, un edificio abandonado llamado casa de cristal y se tuvo que realizar la tala de 20 palmas y 60 árboles.

2. 2. 1. 3 Características Generales del Proyecto GUBA

El proyecto consiste en construir dos plantas Desulfuradoras de Gasolina Catalítica para producir gasolina baja en azufre, esto con el fin de satisfacer o cumplir la Norma Oficial Mexicana NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005 publicada en enero del 2006, esta norma requiere el suministro de gasolina con bajo azufre en las áreas metropolitanas de la Ciudad de México, Guadalajara y Monterrey a partir de octubre de 20087, y para el resto del país a partir de enero de 2009, estipulando los requerimientos y el diseño que deberán cumplirse para el suministro de los servicios auxiliares, cargas, productos, subproductos, reactivos y corrientes adicionales a la entrada y a la salida de los límites de batería de la planta.

La ingeniería y el diseño que se desarrolla deberán permitir la producción de gasolinas limpias de bajo azufre (10 ppm en peso), como lo establece la norma en referencia para la disminución de los contenidos de azufre en los combustibles que se producen y se consumen en México.

El proyecto está constituido básicamente por la construcción de plantas de procesamiento nuevas, integración de líneas de servicios principales, de procesos y red contra incendio; rehabilitaciones, adecuaciones y ampliaciones de instalaciones existentes para integrar los procesos nuevos a las actuales y construcción de edificios.

Las obras provisionales que se utilizarán durante las diferentes etapas que conforman el proyecto estarán constituidas por el establecimiento de almacenes, bodegas, talleres, oficinas móviles y cuartos para cambios de necesidades del contratista y las cuales deberán de respetar las exigencias

de seguridad y protección ambiental, tanto de las regulaciones federales, estatales y municipales así como las regulaciones de PEMEX-Refinación para los contratistas, estos requerimientos se incluyen en el "Reglamento de Seguridad para Contratistas" (DG-GPASI-SI-08200), las condiciones generales que establece el reglamento mencionado es que las instalaciones temporales que se establezcan deberán estar cercadas e identificadas y contar con sus propios sanitarios portátiles, contar con extintores y mantenerse limpias y ordenadas durante el desarrollo de las actividades de la obra en referencia.

Las obras temporales necesarias para llevar a cabo la ejecución de la obra, serán únicamente los mínimos indispensables para evitar en la medida de lo posible una contribución negativa al medio ambiente, dentro de estas actividades provisionales se encuentra la instalación de casetas, almacenaje de los residuos propios de la obra (botes, cascajo, madera, metales, etcétera), sanitarios, depósitos de agua y generadores de energía. Además estos servicios temporales serán desmantelados y retirados por el contratista al término del proyecto.

2.3 Refinación de Gasolinas mediante el proceso ULSG's

El proceso consiste en la hidrogenación catalítica de los compuestos de azufre y nitrógeno, así como las Diolefinas y Olefinas presentes en la corriente de alimentación, con un posterior fraccionamiento de los productos y subproductos.

Dentro de las instalaciones de la planta se cuenta con una sección de Endulzamiento con Amina donde el gas de Recirculación y el Gas Combustible son endulzados para cumplir con especificaciones en el contenido de H₂S.

Las plantas tendrán la función de producir gasolina hidrotratada con un bajo contenido de azufre (10 ppm peso) y demás especificaciones como producto final, utilizando como carga normal de diseño una corriente de nafta completa con 230° C T-FE (D 86) provenientes de la planta catalítica 1 "FCC-1" y también una carga alterna de la planta catalítica 2 sin tratamiento OXIMER.

Para cumplir con la normatividad ambiental, la gasolina desulfurada de la planta se enviará al pool con un máximo de 10 ppm en peso de azufre.

Las plantas Desulfuradoras de Gasolina Catalítica 1 y 2, producirán gasolina desulfurada, gasolina ligera (carga a TAME) y subproductos como gas combustible, gas ácido y agua amarga. Estas unidades deben de ser capaces de procesar la corriente proveniente de cualquiera de las dos unidades FCC's, procesando cargas hidrotratadas como no hidrotratadas en FCC's.

El proceso consiste en destilación catalítica mediante el cual se elimina el azufre y nitrógeno presentes en la fracción ligera de la alimentación y en la hidrogenación catalítica de los compuestos de azufre y nitrógeno de la fracción pesada con una pérdida mínima de octano, con un posterior tratamiento de los subproductos.

La tecnología asegura el máximo rendimiento de gasolina desulfurada cumpliendo con la especificación indicada, tomando en cuenta que el contenido máximo de azufre en las corrientes de alimentación es el que se indica en la Tabla de Propiedades Químicas (Tabla 2.1), en tanto que el contenido máximo de azufre en la gasolina desulfurada será de 10 ppm, con una pérdida máxima de 1.9 el índice de octano.

Tabla 2. 1 Propiedades Químicas

PROPIEDAD	METODOS DE ANALISIS	NAFTA LIGERA	NAFTA PESADA
Azufre Total ppm	ASTM-D-4294	2961	17918
Nitrógeno Total	ASTM-D-4629	52	176
Nitrógeno Básico, ppm	UOP-312	31	70
PIONA, % peso			
PARAFINAS		4.4	7.0
ISOPARAFINAS		31.2	6.4
OLEFINAS		21.4	4.4
NAFTENICOS	ASTM-D-6730	9.2	1.8
AROMATICOS		29.8	73.2
PESADOS		0.4	0.9
NO IDENTIFICADOS		3.6	6.4
TOTAL		100.00	100.00

Las plantas han sido diseñadas para procesar 20,000 BPD de una mezcla de gasolinas provenientes de la planta catalítica FCC-2 y FCC-1, con una carga mínima de 12,000 BPD. La planta tendrá un 10% de sobre-diseño.

Las plantas no operan bajo las siguientes condiciones:

- A falla de electricidad.
- A falla de vapor.
- A falla de aire.
- A falla de agua de enfriamiento.
- Condiciones inseguras implícitas en el diseño del licenciador.

Las plantas están diseñadas para que automáticamente, en caso de cualquier contingencia, se tenga la facilidad de efectuar un paro ordenado.

Todas estas condiciones deberán confirmarse mediante los sistemas de control y protecciones, lo cual deberá estar integrado en el sistema de protección de las plantas que permitirá conducir la operación a una condición segura.

CAPÍTULO 3

IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO ADMINISTRATIVO DEL PROYECTO GUBA

La administración general para el proyecto: Construcción de la Planta de Gasolinas Limpias (GUBA) para la refinería Francisco I. Madero, en Ciudad Madero, Tamaulipas, PEMEX, se realiza en dos lugares físicamente: el primero de ellos es el corporativo de Pemex donde se administran todos los contratos, permisos, costos y requerimientos que involucra este proyecto, así como la documentación general; el segundo lugar es la refinería de Madero, desde ahí se lleva un control directo y resguardo de todos los procedimientos, procesos, equipos, manuales de corrección y prevención y requerimientos que lleva la obra como tal.

En la Administración General se refiere al control de un proyecto a nivel administrativo, esto es, el control de toda la documentación, desde una nota informativa, hasta una autorización (monetaria, mecánica, gubernamental, presupuestal, etcétera), todo esto llevado bajo el concepto de Proceso Administrativo.

3.1 Qué es el Instituto Federal de Acceso a la Información

El Instituto Federal de Acceso a la Información Pública y Protección de Datos (IFAI) es una institución al servicio de la sociedad. Es el organismo encargado de:

- ✓ Garantizar tu derecho de acceso a la información pública gubernamental.
- ✓ Proteger tus datos personales que están en manos del gobierno federal.
- ✓ Y resolver sobre las negativas de acceso a la información que las dependencias o entidades del gobierno federal hayan formulado.

A partir de la entrada en vigor de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental, más de 250 dependencias y entidades del gobierno federal tienen la obligación de atender tus solicitudes de información.

Todas ellas deberán crear una Unidad de Enlace para ese fin. Una vez solicitada, un Comité de Información en cada dependencia determinará si la información se otorga o no. En caso de que la decisión sea negativa, el solicitante puede interponer un recurso de revisión ante el IFAI.

El IFAI sólo interviene en aquellos casos en los cuales, las personas se inconformen e interpongan un recurso de revisión. Elaborará un dictamen en cada caso, abriendo la información o confirmando la decisión de la dependencia, en cualquier caso, el IFAI trabajará bajo el principio de publicidad de la información del gobierno.

El IFAI es un organismo descentralizado de la Administración Pública Federal, no sectorizado, y goza de autonomía operativa, presupuestaria y de decisión.

El Instituto Federal de Acceso a la Información Pública y Protección de Datos, es una institución al servicio de la sociedad.

3.1.1 IFAI (Transparencia Sobre la Estructura del Proyecto GUBA)

Para este proyecto el IFAI trata o desea que el público en general esté al pendiente o tenga al menos una noción de lo que conlleva un proyecto a nivel administrativo (para este caso en una refinería) así como la transparencia en cuanto a la información que se maneja ya sea en licitaciones, contratos, presupuestos, autorizaciones, compra e instalación de equipos, personal, capacitación del personal, sociedades empresariales y tiempos en cuanto a los trabajos del proyecto.

Con esta idea para el proyecto “Construcción de la Planta de Gasolinas Limpias (GUBA) para la refinería Francisco I. Madero, Ciudad Madero, Tamaulipas, PEMEX”, se diseñó una estructura para el proceso administrativo que cumpliera los requerimientos que el IFAI solicitó, así como los de la propia institución; esta estructura serviría o sirve como esquema para la construcción con base en las nuevas iniciativas gubernamentales.

El esquema está diseñado para facilitar la localización de la información así como su manejo, además de contar con la información física, se creó un software con la finalidad de tener la información de una manera más ágil, además de que éste es la base que el propio IFAI autorizó para sus propios fines.

3.2 Ingeniería

“La ingeniería es el conjunto de conocimientos y técnicas científicas aplicadas a la creación, perfeccionamiento e implementación de estructuras (tanto físicas como teóricas) para la resolución de problemas que afectan la actividad cotidiana de la sociedad.”⁷

Bajo el concepto anterior crea un departamento que será el encargado de toda la logística necesaria para ejecutar cualquier tipo de proyecto, a su vez este departamento se divide en dos áreas Ingeniería Básica e Ingeniería de Detalle; la primera se refiere a todos los requerimientos para poner en marcha el proyecto y la ingeniería de detalle se responsabilizará por las especificaciones que debe de cumplir ya sea el equipo, sistema, aparato o instrucción para el funcionamiento adecuado u óptimo del proyecto.

3.2.1 Ingeniería Básica

En la ingeniería Básica quedarán reflejados definitivamente todos los requerimientos que Pemex necesita, las especificaciones básicas, el cronograma de realización y la valoración económica. Durante esta fase se definen los siguientes trabajos:

- Revisión detallada de la ingeniería conceptual y requerimientos.
- Hojas de datos de todas las salas (críticas y no críticas)
- Cálculo de cargas térmicas y caudal de aire en cada una de las salas.
- P&ID básico de aguas y HVAC.
- Distribución de puntos de uso de servicios.
- Revisión de Layout de salas, incluyendo áreas de servicios.
- Listas de consumos.
- Listas de equipos.

La Ingeniería Básica se desarrolla en dos etapas: la primera consiste en la toma de datos y elaboración de requerimientos y en la segunda se realizará el resto de trabajos descritos anteriormente. La aprobación de esta ingeniería supone una sólida base para el desarrollo de la Ingeniería de Detalle.

⁷ wikipedia.org/wiki/Ingeniería

3.2.2 Ingeniería a Detalle

La Ingeniería a Detalle corresponde a las instalaciones de las plantas, los alcances en la ejecución del proyecto, empleando las herramientas más avanzadas de cálculo, dibujo, diseño 3D, que garantizará un resultado de máxima calidad desde su inicio hasta la cualificación. Durante esta parte de la ingeniería se define:

- El alcance de actividades en esta etapa es el siguiente:
- Revisión detallada de la ingeniería básica.
- Especificaciones técnicas de equipos y materiales.
- Especificaciones funcionales.
- Dimensionamiento de conductos, tuberías e instalaciones eléctricas.
- Listado de equipos, instrumentación, accesorios y materiales.
- Planos de detalle de las instalaciones: Layout de tuberías y conductos, isométricos, detalles de arquitectura, unifilares eléctricos.

3.3 Implementación del proceso administrativo

Para la implementación del proceso administrativo tomaremos como base el capítulo 1 de esta investigación, en el que se mencionan las partes que comprende el proceso administrativo (Planeación, Organización, Dirección y Control).

3.3.1 Planeación

La planeación del proceso administrativo se crea basándose en el manual de Pemex nombrado ***“Procedimiento Administrativo Institucional para Desarrollo de Ingeniería / Manual de Procedimientos Administrativos Institucionales en Materia de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas”***.⁸ Ya que en primera instancia debe de satisfacer y cumplir las condicionantes que la paraestatal solicita.

⁸ Ver Anexo 2.

En este procedimiento las áreas que intervienen son: Área Responsable de Ingeniería, Área Usuaria y Área Técnica, las cuales tienen las siguientes funciones u obligaciones:

- 1) Elabora bases de usuario y envía al área de ingeniería.
- 2) Recibe bases de usuario y verifica en sus archivos de que se trata o en su caso, solicita por escrito a la Coordinadora del sector la verificación correspondiente. Integra, si aplica, al expediente correspondiente la solicitud y el resultado de dichas consultas.
- 3) ¿Existen estudios o proyectos sobre la materia?
SI.- Continúa en la actividad No. 4
No.- Pasa a la actividad No. 5
- 4) ¿Los estudios o proyectos existentes satisfacen las necesidades?
Si.- Ir al Procedimiento Administrativo Institucional para Elaboración e Integración de Bases para Contratación.

TERMINA PROCEDIMIENTO

- 5) Realiza o adecua los estudios o proyectos, con personal propio o externo, tomando en cuenta la opinión del área responsable de la ejecución de los trabajos y las condiciones particulares de la obra, llevando a cabo, en su caso, lo siguiente:
 - Desarrolla la conceptualización de la obra en requerimientos particulares y por disciplina, normas y códigos.
 - Elabora bases de diseño.
 - Elabora Ingeniería Básica.
 - Realiza análisis de riesgos (HAZOP)
 - Elabora Ingeniería de Detalle.
 - Integra y genera volúmenes de obra.
 - Elabora especificaciones de materiales y equipos de instalación permanente.
 - Define características de maquinaria y equipo de construcción.
 - Elabora requisiciones con especificaciones de ingeniería de materiales y equipos de instalación permanentes suministrados por la entidad.
 - Determina el proceso constructivo considerado alternativas de solución.
- 6) Elabora el costo estimado de los trabajos y lo envía al Área Responsable de la Ejecución de Trabajos.

Ir al procedimiento Administrativo Institucional para la Elaboración e Integración de Bases de Contratación.

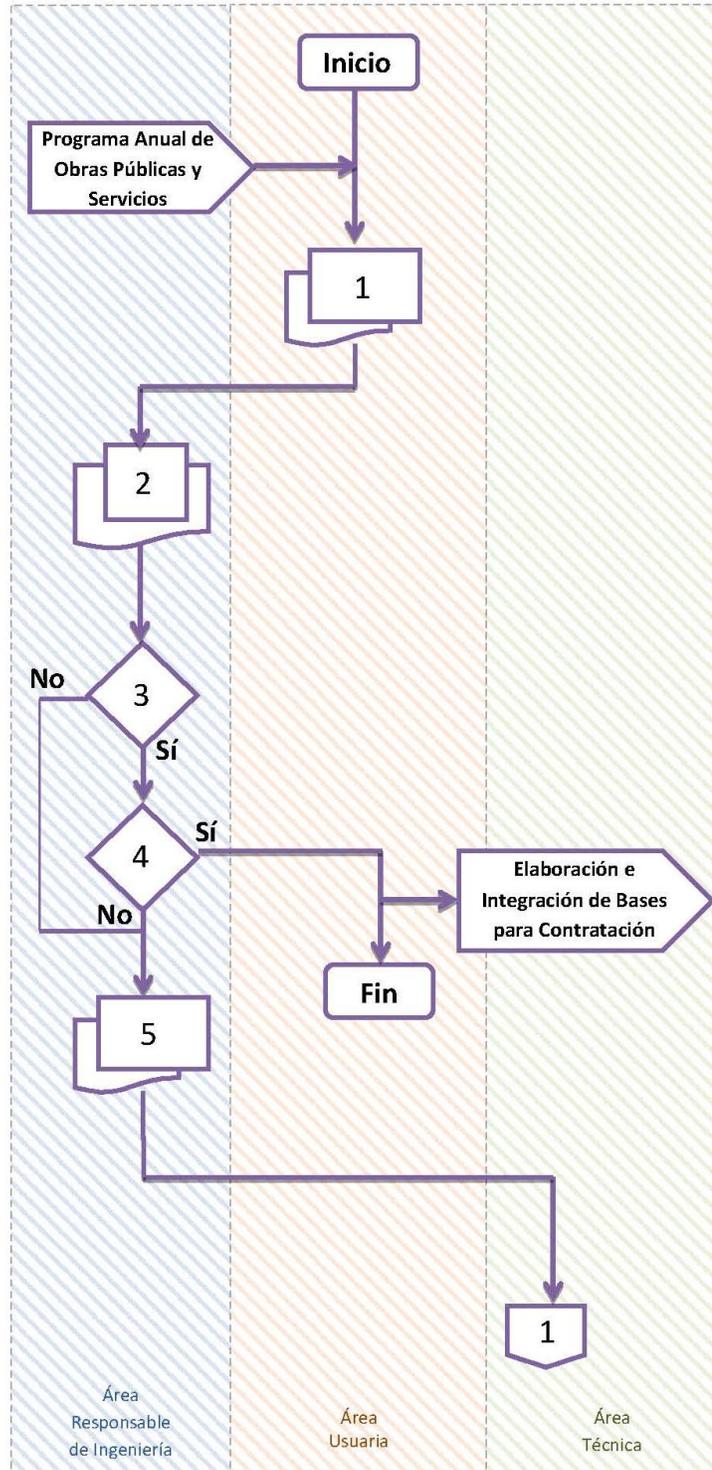
- 7) Remite a la coordinación del sector correspondiente, una descripción sucinta del estudio o proyecto desarrollado.

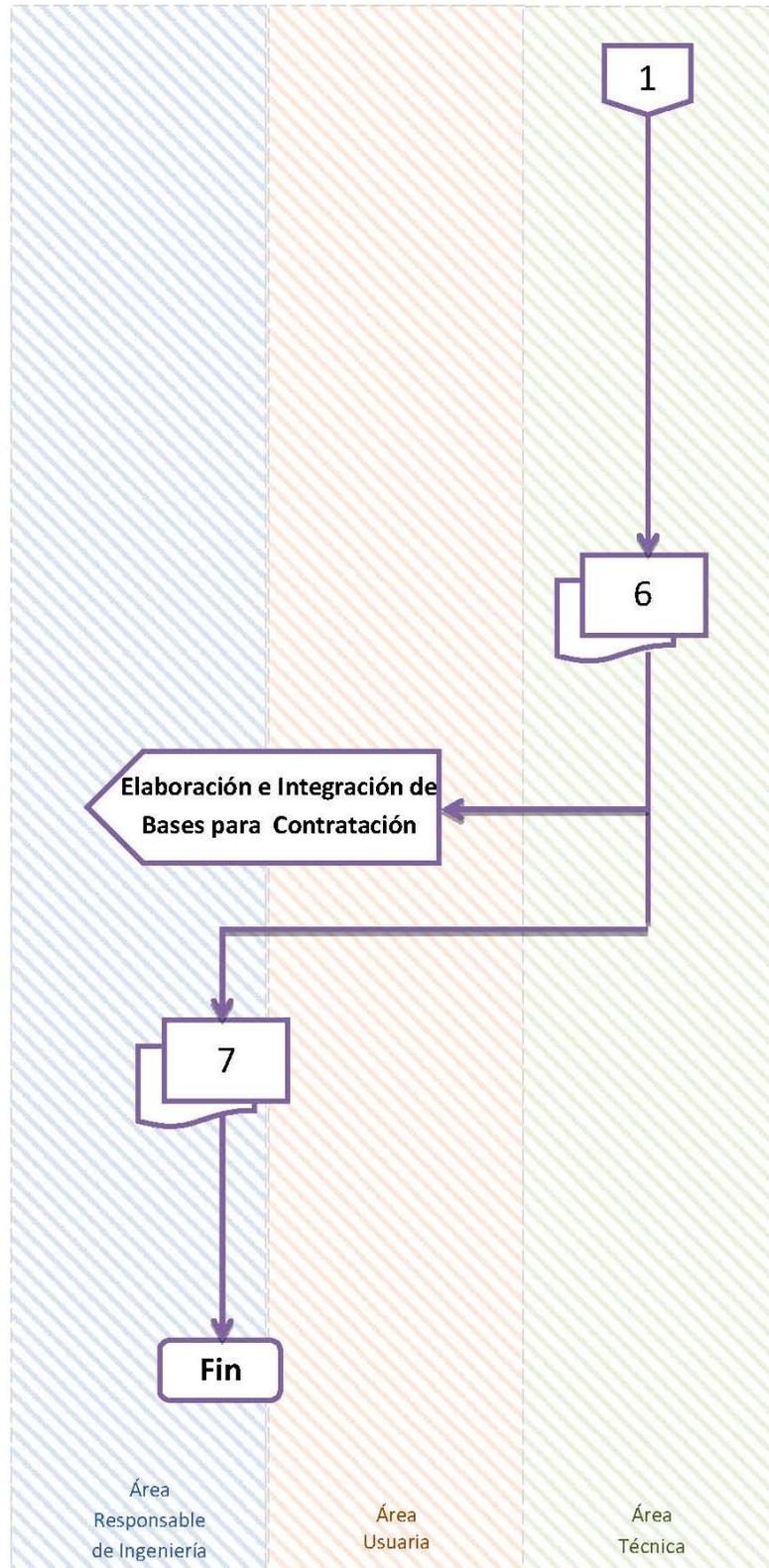
TERMINA PROCEDIMIENTO

En el siguiente diagrama se puede visualizar el procedimiento a cada paso y a las áreas que les corresponde (Figura 3.1).

Figura 3.1

PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO INSTITUCIONAL (PEMEX) PARA EL DESARROLLO DE INGENIERIA





3.3.2 Organización

Con base en los requerimientos solicitados por parte del IFAI y la normatividad, Pemex diseñó una estructura del proyecto de modo que se facilitara el manejo y dominio de la información. El esquema es el siguiente.

Tabla 3. 1 ESTRUCTURA PRINCIPAL DEL PROYECTO

PARTES PRINCIPALES DE LA ESTRUCTURA		DESCRIPCIÓN
A) CÉDULAS		Documentos en los cuales se hace constar una deuda, una obligación o cualquier información de las partes involucradas en el contrato.
B) CRONOGRAMAS		Son informes detallados minuciosamente de las actividades que se desempeñan o que se llevarán a cabo durante el proyecto al realizar las inspecciones programadas. Es un tipo de diagrama usado en el proceso de planeación y control en el cual se visualiza el trabajo planeado y las metas para alcanzar las actividades en relación al tiempo (por lo usual se realiza este tipo de informe en un programa llamado Primavera).
C) PARTES REPUESTO		Se recopilan todas las partes sustituidas de cada equipo al que se le hayan hecho ajustes, así como del porqué de la reparación.
D) GENERADORES	<p>EST. 01 GENERADORES</p> <p>ETAPA 1</p> <p>1.- REACTORES</p> <p>2.- TORRES</p> <p>3.- COMPRESORES RECIPROCANTES</p>	Se refiere a todo lo relacionado con la adquisición de los diversos equipos que

	<p>4.- CALENTADORES EST. 02 GENERADORES EQ. CRITICO ETAPA 2 CALENTADORES COMPRESORES RECIPROCANTES REACTORES TORRES PROCESO EQ. PRINCIPAL ETAPA 1 AEROENFRIADORES BANCO DE RESISTENCIA CCM FILTROS INTERCAMBIADORES RECIPIENTES SIST. RADIOCOMUNICACIÓN SIST. TELEFONÍA TABLERO 13.8 TABLERO 13.8 – 4.16 TANQUE 100 MBL TORRE DE ENFRIAMIENTO TORRE PROCESO TRANSFORMADORES EST. 03 GENERADORES EQ. PRINCIPAL ETAPA 1 COMPRESORES CENTRÍFUGOS EST. 06 GENERADORES ETAPA 1.- INTERNOS TORRES ETAPA 2.- DIBUJOS PROVEEDOR ETAPA 3.- RECEPCIÓN MATERIALES EST. 07 GENERADORES ETAPA 1.- ORDEN DE COMPRA ETAPA 2.- RECEPCIÓN DIBUJOS ETAPA 3.- RECEPCIÓN MATERIALES EST. 08 GENERADORES ETAPA 2.- RECEPCIÓN DIBUJOS ETAPA 3.- RECEPCIÓN MATERIALES ETAPA 5.- RECEPCIÓN EQUIPOS EST. 09 GENERADORES ETAPA 1 ETAPA 3</p>	<p>requiere la planta de refinación; en esta parte de la estructura se recaba y/o administra desde las hojas de datos, órdenes de compra, planos de ubicación, entre otros.</p>
E) AVANCES	<p>ETAPAS MONTOS EST_07 EST_08 EST_09 ETAPAS TIEMPOS</p>	<p>Esta área se encarga de todo lo relacionado con los montos a pagar, los pagos realizados por cada área involucrada en el proyecto y se realiza mensualmente.</p>
F) DOSSIER X EQUIPO	<p>EQUIPO MECÁNICO 300 ÁREA DE PROCESO EQUIPO DINÁMICO ULSG 1 GA- 4202 S SDHS RRBOYLER CIRCULATION ULSG 1 GA- 7202 S SDHS RRBOYLER</p>	<p>Se encarga de controlar todas las órdenes de compra, hojas de datos, contratos y actualizaciones que se</p>

	<p>CIRCULATION ULSG 1 GB- 4101 CDHYDRO RECYCLE GAS COMPRESOR ULSG 1 GB- 4201 CDHDS RECYCLE GAS COMPRESOR ULSG 1 GB- 47015 FRESH HYDROGEN BOOSTER ULSG 2 GB- 47102 CDHHYDRO RECYCLE GAS COMPRESOR ULSG 2 GB- 72015 CDHDS RECYCLE GAS EQUIPO ESTÁTICO ULSG 1 GA-4202 S SDHDS RRBOYLER CIRCULATION ULSG 1 GA-7202 S SDHDS RRBOYLER CIRCULATION ULSG 1 GB-4101 CDHYDRO RECYCLE GAS COMPRESSOR ULSG 1 GB-4201 CDHDS RECYCLE GAS COMPRESSOR ULSG 1 GB-47015 FRESH HYDROGEN BOOSTER ULSG 2 GB-7102 CDHYDRO RECYCLER GAS COMPRESSOR ULSG 2 GB-72015 CDHDS RECYCLER GAS ULSG 1 BA-4201 CALENTADOR CDHDS ULSG 1 DA-4101 CDHYDRO ULSG 1 DA-4201 CDHDS ULSG 1 DA-4203 H2S ULSG 1 DA-4301 NAPHTA ULSG 1 DC-4301 REACTOR DE PULIDO ULSG 1 EA-4101 ABC CDHYDRO ULSG 1 EA-4102 CDHYDRO ULSG 1 EA-4103 CDHYDRO ULSG 1 EA-4104 CDHYDRO ULSG 1 EA-4105 LCN ULSG 1 EA-4201 ABC CDHDS ULSG 1 EA-42012 MP ULSG 1 EA-4203 CDHDS ULSG 1 EA-4204 H2S ULSG 1 EA-4205 H2S ULSG 1 EA-4301 AB POLISHING ULSG 1 EA-4302 POLISHING ULSG 1 EA-4303 PURGE GAS ULSG 1 EA-4304 NAPHTA ULSG 1 EA-4305 STABILIZED ULSG 1 EA-4306 POLISHING ULSG 1 EC-4101 CDHYDRO ULSG 1 EC-4102 LCN ULSG 1 EC-4201 CDHDS ULSG 1 EC-4202 H2S ULSG 1 EC-4203 CDHDS ULSG 1 EC-4301 POLISHING ULSG 1 EC-4302 NAPHTA</p>	<p>adquieren con el fabricante, planes de inspección, planos de cada equipo, dibujos, entre otros.⁹</p>
--	--	--

⁹ Ver Anexo 4.

	<p> ULSG 1 EC-4303 STABILISED HCN ULSG 1 FA-4101 CDHYDRO ULSG 1 FA-4104 CDHYDRO ULSG 1 FA-4201 CDHDS REFLEX ULSG 1 FA-4202 CDHDS ULSG 1 FA-4203 CDHDS ULSG 1 FA-4205 H2S ULSG 1 FA-4206 CDHDS ULSG 1 FA-4301 POLISHING ULSG 1 FA-4302 POLISHING ULSG 1 FA-4303 NAPHTA ULSG 1 FA-4305 SOUR WATER ULSG 1 FD-4101S CDHYDRO COLUMNS REFLEX FILTERS ULSG 1 FD-4102S CDHDS ULSG 1 FD-4103S NAPHTA ULSG 1 FD-4201S CDHDS ULSG 2 BA-7201 CDHDS CALENTADOR ULSG 2 DA-7101 CDHYDRO COLUMNA ULSG 2 DA-7201 CDHDS COLUMNA ULSG 2 DA-7203 H2S ULSG 2 DA-7301 NAPHTA ULSG 2 DC-7301 REACTOR DE PULIDO ULSG 2 EA-7101 ABC CDHYDRO ULSG 2 EA-7102 CDHYDRO ULSG 2 EA-7103 CDHYDRO ULSG 2 EA-7104 CDHYDRO ULSG 2 EA-7105 LCN ULSG 2 EA-7201 ABC CDHDS ULSG 2 EA-7202 MP ULSG 2 EA-7203 CDHDS ULSG 2 EA-7204 SUOR GAS ULSG 2 EA-7205 H2S ULSG 2 EA-7301 AB POLISHING ULSG 2 EA-7302 POLISHING ULSG 2 EA-7303 PURGE GAS ULSG 2 EA-7304 NAPHTA ULSG 2 EA-7305 STABILIZED HCN ULSG 2 EA-7306 POLISHING ULSG 2 EC-7101 CDHYDRO ULSG 2 EC-7102 LCN ULSG 2 EC-7201 CDHDS ULSG 2 EC-7202 H2S ULSG 2 EC-7203 CDHDS ULSG 2 EC-7301 POLISHING ULSG 2 EC-7302 NAPHTA ULSG 2 EC-7303 STABILISED HCN ULSG 2 FA-7101 CDHYDRO ULSG 2 FA-7102 CDHYDRO ULSG 2 FA-7104 CDHYDRO ULSG 2 FA-7201 CDHDS ULSG 2 FA-7202 CDHDS ULSG 2 FA-7203 CDHDS ULSG 2 FA-7205 H2S </p>	
--	---	--

	<p> ULSG 2 FA-7206 CDHDS ULSG 2 FA-7301 POLISHING ULSG 2 FA-7302 NAPHTA ULSG 2 FA-7303 STABILIZED ULSG 2 FA-7305 ULSG 2 FD-7101S CD HYDRO ULSG 2 FD-7102S CDHSD ULSG 2 FD-7103S NAPHTA ULSG 2 FD-7201S CDHDS URA 1 DA-4202 CDHDS RECYCLE GAS AMINE URA 1 DA-4302 VENT GAS AMINE ABSORBER URA 1 DA-4501 TORRE REGENERADORA AMINA URA 2 DA-7202 CDHDS RECYCLE GAS AMINE URA 2 DA-7302 VENT GAS AMINE URA 2 DA-7501 TORRE REGENERADORA AMINA 200 SERVICIOS AUXILIARES CTE-1004 N TORRE DE ENFRIAMIENTO 300 TANQUES ALMACENAMIENTO TANQUE 1 MUN-T-565 PLACA TANQUE 1 MUN-T-565 PLACA - COPIA EQUIPO ELÉCTRICO 300 INTEGRACIÓN O4-CV-01 SECCIÓN METAL CLAD O4-CV-02 SECCIÓN METAL CLAD O4-T-01 TRANSFORMADOR TIPO SECO O4-T-02 TRANSFORMADOR TIPO SECO 15-MV-BABB SECCIÓN METAL CLAD 171-MV-BABB SECCIONES METAL CLAD CCM-10-LV-BABB BUS A Y BUS B RES-01 BANCO DE RESISTENCIA RES-02 BANCO DE RESISTENCIA TD-1 SECCIONES METAL CLAD TD-3 SECCIONES METAL CLAD TDB-1 INTERRUPTORES ELECTROMECAÑICOS TDM-1-BUS A SECCIÓN METAL CLAD TD1-BUS B JUEGOS DE TC'S TM-2.4-01 SECCIÓN DE COMBINACIÓN TM-4.16-01 SECCIÓN DE COMBINACIÓN EQUIPO TELECOMUNICACIÓN 300 INTEGRACIÓN RED CABLEADO ESTRUCTURADO SISTEMAS DE RADIOCOMUNICACIÓN TRUNKING SISTEMAS DE TELEFONÍA IP SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE DATOS SISTEMAS DE CONTROL E INSTRUM 100 ÁREA DE PROCESO 200 SERVICIOS AUXILIARES </p>	
--	---	--

	<p>300 INTEGRACIÓN 200 SERVICIOS AUXILIARES 400 TANQUES ALMACENAMIENTO</p>	
F) EVALUACIÓN DE PROVEEDORES		Características que requiere cada proveedor para satisfacer a los contratistas.
H) INSPECCIÓN	<p>PLANES_PMX PI_AEROENFRIADORES PI_COMPRESORES_REC PI_INTERCAMBIADORES DE CALOR PI_REACTORES_PULIDO PI_RECIPIENTES_PRESIÓN PI_TORRES_PROCESO PI_TRANSFORMADORES</p>	Se refiere o se encarga de la documentación generada por las diversas pruebas hechas a los equipos. (Ver Anexo).
I) CONTROL INTERNO	<p>01_OFICIOS_CARTAS 02_REUNION_SEM_PROC 03_REC_CONTROL_INSPEC</p>	Cualquier documento directo de la empresa (PEMEX) referido al proyecto.
Y) COMENTARIOS	<p>CALENTADOR COMENTARIOS_INGENIERÍA JUSTIFICACION_COMPRESORES_RECIPRO QUEMADORES QE-5 QUEMADORES QF-2 SOLOAIRES TOPOGRAFÍA TORRE_ENFRIAMIENTO TRANSMITAL</p>	Se refiere a las observaciones que se les hacen con respecto a comentarios y posibles modificaciones y correcciones.
Z) CORREOS	<p>MINUTAS ACUERDOS ACTAS</p>	Se refiere a toda la administración de los encuentros de las partes interesadas (PEMEX, ICAF, COMIMSA) así como de los acuerdos y modificaciones a las que concluyen.

3.3.3 Dirección

Esta parte del proceso administrativo se rige con base en los contratos acordados por todas las partes involucradas en este proyecto.

El contrato es un convenio realizado entre diversas empresas las cuales otorgan sus servicios con un fin común, para el caso de este proyecto PEMEX lanzo una licitación pública¹⁰ donde dio a conocer los requerimientos necesarios para la puesta en marcha del proyecto. En la siguiente tabla se muestran los principales contratos, así como las funciones que cada empresa realiza y la forma de adjudicación de cada uno de ellos.

TABLA 3.2 PRINCIPALES CONTRATOS DEL PROYECTO

CONTRATO	EMPRESA RESPONSABLE	FUNCIÓN	FORMA DE ADJUDICACIÓN DEL CONTRATO
RXXX00000X	ICA FLUOR DANIEL S. A. DE R.L. DE C.V.	Se encarga del “Desarrollo de la Ingeniería, Procura y Construcción de las Plantas Desulfuradoras de Gasolina Catalítica, Unidades Regeneradoras de Amina, Instalaciones Complementarias, Instalaciones de Servicios Auxiliares y su Integración en la refinería.	Por medio de Licitación
RXXX00000X	COMIMSA	Se encarga de la ingeniería de PPROCURA, pruebas de los Equipos y Visitas de Inspección.	Por Contratación Directa de ICA FLOUR
RXXX00000X	COMIMSA		
RXXX00000X	IMP	Realiza las Pruebas para ver las características y modificaciones que el sufre la gasolina en el proceso de refinación	Por Contratación Directa de PEMEX
PXXXX00000X	CATALYTIC DISTILLATION TECHNOLOGIES (CDTECH)	Se encarga de la Ingeniería Básica así como de: <ul style="list-style-type: none"> • Preparación Previa a la Puesta en Servicio • Poner a la Planta lista para el Arranque • Durante el Arranque de la Planta: Realización e Interpretación de las Pruebas de Comportamiento de la Planta Desulfuradora. 	Por medio del Contrato se estipuló el convenio

¹⁰ Ver Anexo 3.

3.3.4 Control

El objetivo de esta etapa del proceso administrativo es establecer las actividades para verificar el cumplimiento de los requerimientos constituidos en los alcances del contrato de obra durante el desarrollo de la fase de PROCURA (área encargada de la ingeniería de detalle); esto quiere decir que hace referencia a la adquisición, almacenamiento, mantenimiento, traslado de equipos y materiales. Además de esto PROCURA debe de verificar el suministro de recursos así como la adquisición y entrega de todas las licencias para el uso de los derechos de propiedad industrial e intelectual, el uso de los derechos de patente y el uso de información técnica de software y tecnología para equipos diversos (cuya tecnología es del licitante o del tecnólogo).

Su participación inicia cuando la Dirección de Proyectos recibe el contrato de obra y termina cuando los materiales arriban al sitio de los trabajos con la documentación correspondiente, esta área tiene su propio procedimiento de supervisión y seguimiento,¹¹ el cual está basado en la “Ley de Obras Publicas y Servicios Relacionados con las Mismas” ya antes mencionada.

En este procedimiento intervienen las siguientes Áreas o Departamentos: Dirección de Proyectos, Supervisión de PROCURA y Contratistas. Las cuales tienen definidas estas responsabilidades y funciones:

- 1) La Dirección de Proyectos recibe el contrato y sus anexos debidamente formalizados.
- 2) La Dirección de Proyectos verifica que el Contratista, dentro del plazo establecido en el Contrato, entregue el Programa de Inspección y pruebas, en el entendido de que si hubiere modificaciones al programa referido, el Contratista deberá hacerlo del conocimiento a la Dirección de Proyectos de acuerdo a lo establecido en el Contrato de Obra.
- 3) La Dirección de Proyectos propone al personal que realizará las actividades relacionadas con la Supervisión de PROCURA.
- 4) La Supervisión de PROCURA verifica que los Fabricantes o Proveedores de los Equipos Críticos sean los propuestos en la oferta técnica del Contratista.

¹¹ Ver Anexo 5.

- 5) ¿Los proveedores del Equipo Crítico son los ofertados por el Contratista en su oferta técnica?
Si: continúa en la actividad 10
No: continúa en la actividad 6
- 6) La Supervisión de PROCURA, elabora un informe para la Dirección de Proyectos.
- 7) La Dirección de Proyectos solicita que el Contratista realice las acciones correctivas y envíe nuevamente la lista de Proveedores para su verificación.
- 8) ¿El Contratista justifica el cambio de Fabricante o Proveedor?
Si: continúa en la actividad 10
No: continúa en la actividad 9
- 9) La Dirección de Proyectos solicita al Contratista que se respete el proveedor propuesto en su oferta técnica.
- 10) La Dirección de Proyectos con apoyo de la Supervisión de PROCURA, de acuerdo a lo establecido en el Contrato, programa las visitas a las instalaciones de los Proveedores para darle seguimiento de la fabricación de los Materiales.
- 11) La Supervisión de PROCURA verifica que el Contratista entregue los planos de fabricante de los materiales, que así lo requieran, en el plazo establecido en el Contrato de obra, y en su caso aprueba la documentación para el pago correspondiente de acuerdo a lo establecido en el Contrato.
- 12) La Supervisión de PROCURA revisa la documentación que demuestre que el Fabricante o Proveedor tiene los materiales en el taller con su documentación correspondiente, y en su caso aprueba la documentación para el pago correspondiente a lo establecido en el Contrato de obra.
- 13) La Supervisión de PROCURA, revisa la documentación de las pruebas, y en su caso aprueba la documentación para el pago correspondiente de acuerdo a lo establecido en el Contrato de obra.
- 14) La Supervisión de PROCURA revisa que los expedientes de calidad de los Materiales, estén completos.
- 15) La Supervisión de PROCURA revisa la documentación relacionada con el embarque, y en su caso aprueba la documentación para el pago correspondiente de acuerdo a lo establecido en el Contrato de obra.

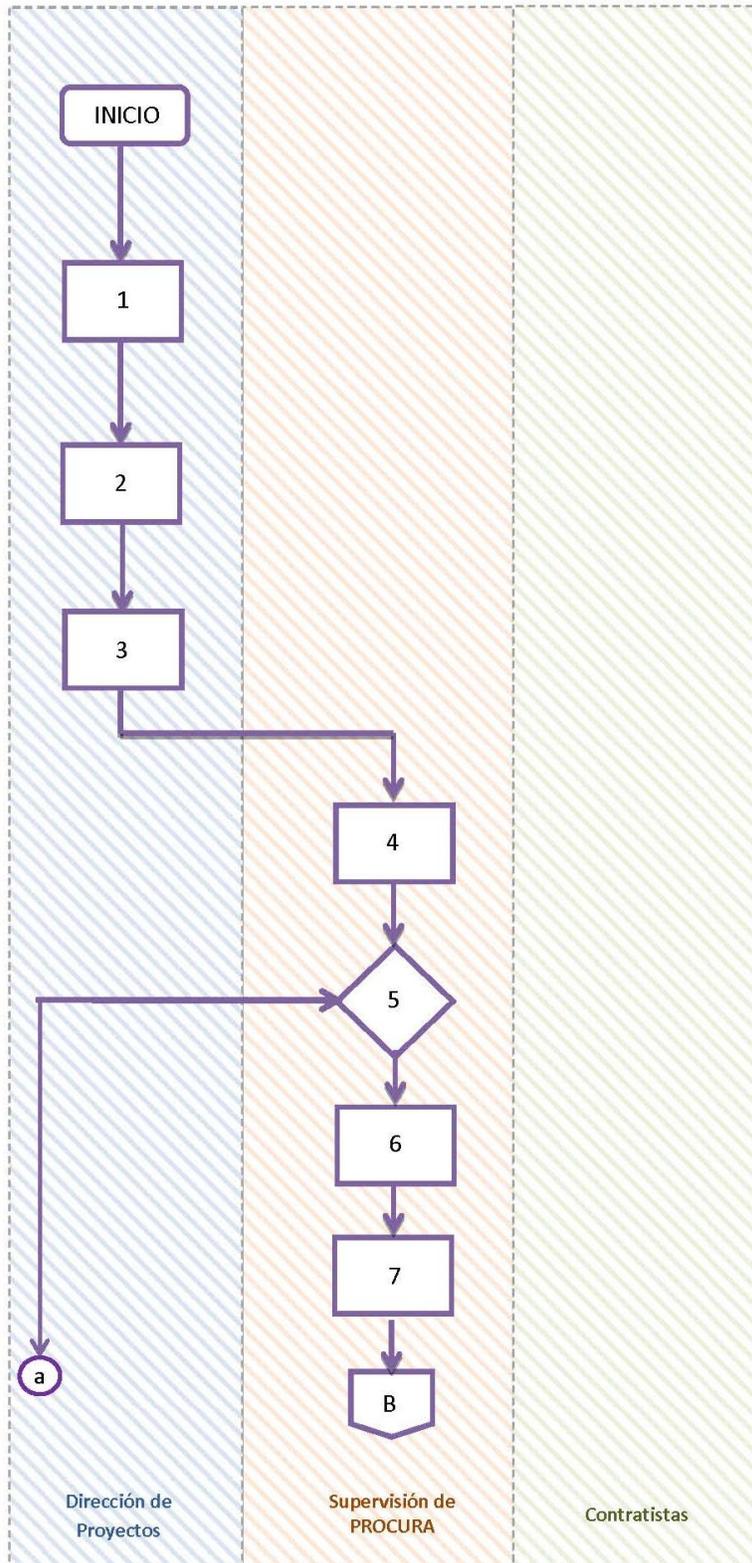
16) La Supervisión de PROCURA revisa la documentación establecida contractualmente que acredita la recepción en sitio de los Materiales, y en su caso aprueba la documentación para el pago correspondiente de acuerdo a lo establecido en el Contrato de obra.

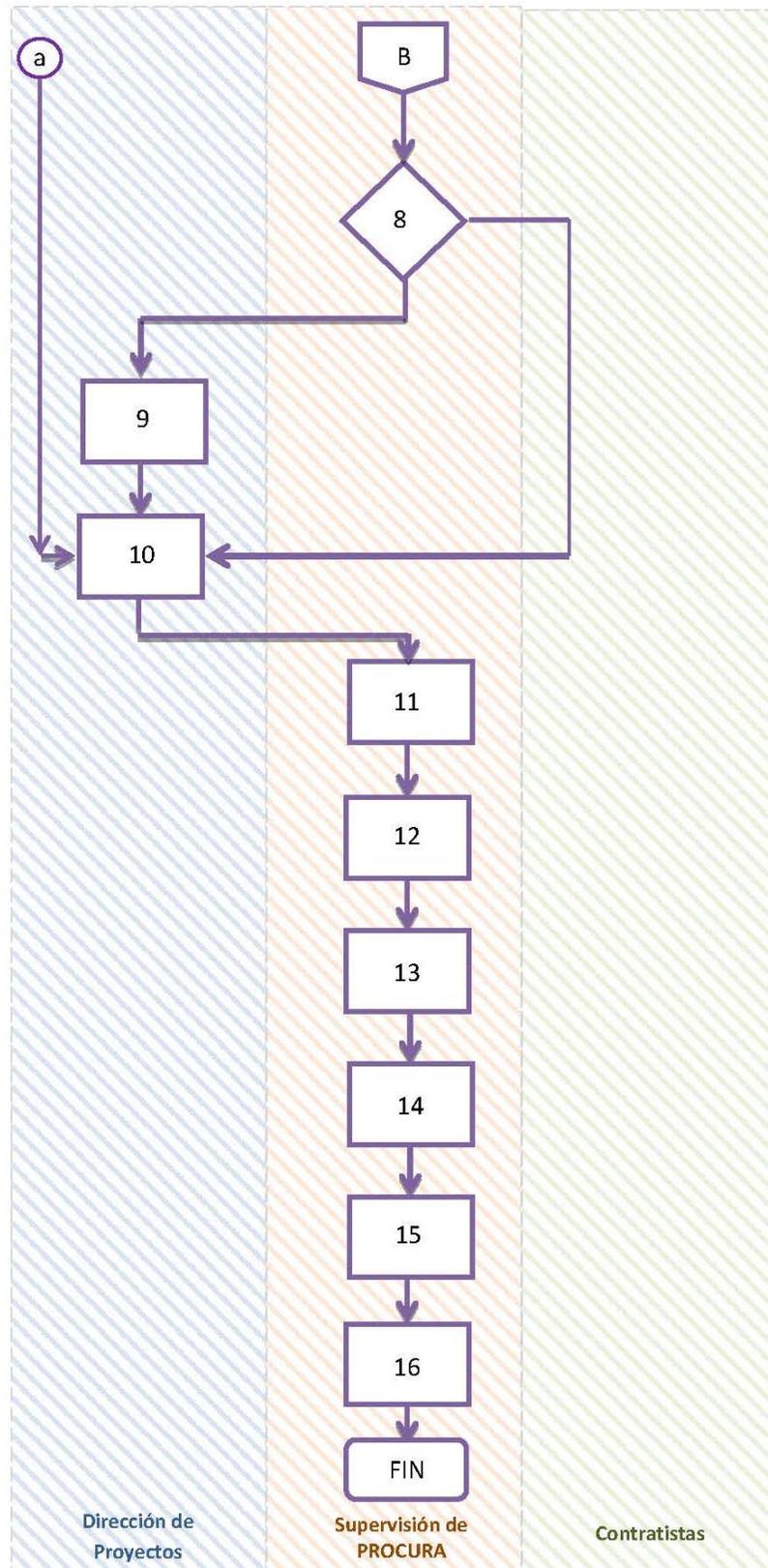
TERMINA PROCEDIMIENTO

En el siguiente diagrama se puede ver simplificado el procedimiento, y se puede observar cada una de las responsabilidades y a que área o áreas les corresponde (Figura 3. 2).

Figura 3.2

PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN Y SEGUIMIENTO DEL PROCESO DE PROCURA





CAPÍTULO 4

EVALUACIÓN EN TIEMPO REAL DEL PROYECTO GUBA (FACTIBILIDAD)

4. 1 Estado actual de la planta

Se realizó la construcción de dos Plantas Desulfuradoras de Gasolina Catalítica (ULSG 1 y ULSG 2). La función de las plantas es producir Gasolinas hidrotratadas con bajo contenido de azufre (un máximo de 10 ppm en peso) como producto final para dar cumplimiento con la norma NOM-086-SEMARNAT-SENER-005. Utilizando como carga una mezcla de naftas proveniente de las plantas catalíticas No. 1 y No. 2 respectivamente, o gasolinas sin tratamiento provenientes de tanques de almacenamiento.

La capacidad de cada planta es de 20 000 barriles por día. Una vez desulfurada la gasolina se envía al “pool” de gasolinas, donde será almacenada en los tanques atmosféricos y/o en tanques de almacenamiento nuevos; las plantas producirán una corriente de Gasolinas Desulfuradoras y subproductos como Gas Combustible, Gas Ácido y Aguas Amargas.

El proyecto además de la construcción de las dos Plantas Desulfuradoras incluye la construcción de un quemador elevado que se utilizará solamente en caso de emergencias, una torre de agua de enfriamiento y un turbogenerador. Adicionalmente se utilizan los servicios de la propia refinería como son:

- ❖ Plantas recuperadoras de azufre
- ❖ Plantas generadoras de vapor
- ❖ Sistemas de aire de plantas e instrumentos
- ❖ Plantas de generación de electricidad
- ❖ Sistemas de drenajes
- ❖ Plantas de tratamientos de aguas residuales
- ❖ Sistemas de gas combustible
- ❖ Sistema de desfogues

- ❖ Sistema de agua contra incendios

4.2 Procesos Internos con los que Trabaja la Planta

Por ser plantas iguales en cuanto a capacidad y características del proceso, solo describiré el proceso para la ULSG 1 en donde se especifica el equipo utilizado para ésta y a un costado ULSG 2 entre paréntesis.

La función de la unidad CDHydro/CDHDS, es desulfurar la nafta del craqueo catalítico fluido (FCC) y reducir al mínimo la cantidad de saturación de olefinas.

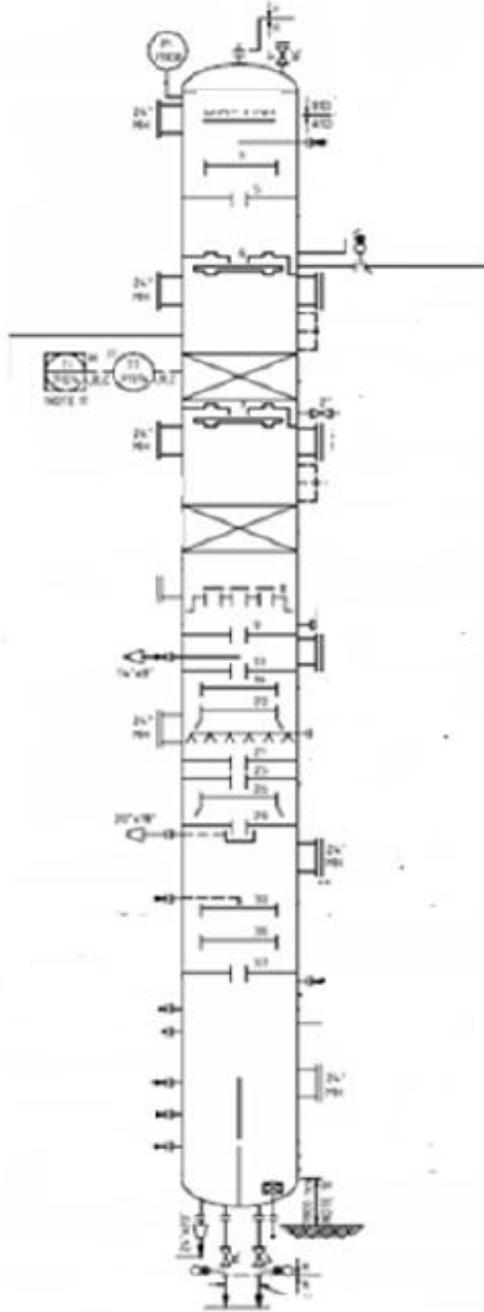
A continuación se describe brevemente el esquema del procesamiento:

∴ **Columna CDHydro**

La función de la columna CDHydro es extraer los mercaptanos livianos, y somerizar las olefinas livianas a olefinas y maximizar la recuperación de olefinas en el producto de destilado. La columna CDHydro DA-4101 (DA-7101) consiste en 33 platos de válvulas, 4 platos de chimenea y 2 sistemas CModule. El sistema CModule contiene catalizador dentro del empaque estructurado de propiedad exclusiva CDTECH.

Estos sistemas facilitan la destilación y reacción simultánea. El sistema CModule inferior realiza las reacciones de Tioeterificación. Este sistema superior realiza las funciones de Hidroisomerización. La hidrogenación selectiva de diolefinas tiene lugar en ambos sistemas CModule. Un plato de chimenea y un distribuidor de líquido de alta eficiencia están situados sobre cada CModule. Se coloca un plato de recolección de líquido de chimenea debajo del sistema CModule inferior para guiar el flujo de líquido al plato.

La nafta FCC de gama completa que viene desde fuera de los límites de la unidad (OSBL) se filtra a través del filtro de alimentación de nafta FD-4103/S (FD-7103/S) y luego se envía como alimentación a la columna CDHydro DA-4101 (DA-7101) desde el acumulador de alimentación de CDHydro FA-4101 (FA-7101). La corriente de nafta se calienta hasta el punto de burbujeo contra el producto caliente del fondo de la estabilizadora de nafta en los precalentadores de la alimentación CDHydro EA-4101A/B (EA-7101A/B). La nafta precalentada se envía como alimentación al plato 13 de la columna CDHydro. El hidrógeno nuevo se recibe por encima del plato 21.



**FIGURA 4. 1 Representación gráfica del Equipo DA-4101 / DA-7101.
Columna de CDHydro**

El calor del rehervidor se obtiene a partir de dos fuentes; el vapor del domo de CDHDS DA-4201 (DA-7201) proporciona calor al rehervidor lateral de CDHydro EA-4104 (EA-7104) y el producto de fondos de la columna CHDDS proporciona calor al rehervidor de productos de fondo EA-4103 (EA-7103). El flujo de producto de fondo de CDHDS a EA-4103 (EA-7103) se

controla mediante un controlador de temperatura en el plato 26 de la comuna CDHydro. El producto de fondo de la columna CDHydro se bombea a la columna CDHDS DA-4201 (DA-7201).

El producto de fondo de la columna CDHydro está en control del flujo, por medio del controlador del nivel del fondo de la columna.

El vapor del domo de la columna CDHydro se condensa parcialmente y se enfría en el condensador de CDHydro EC-4101 (EC-7101). El líquido condensado es separado del vapor en el tanque de reflujo de CDHydro FA-4102 (FA-7102). El vapor del tanque de reflujo se somete a enfriamiento posterior con agua en el enfriador de ajuste de vapor CDHydro EA-4102 (EA-7102). El líquido condensado regresa al tanque de reflujo, por gravedad, y el vapor restante es enviado al tanque separador del compresor de gas de reciclaje de CDHydro FA-4104 (FA-7104). El tanque separador extrae el líquido atrapado antes de alimentar el vapor al compresor de gas de reciclaje de CDHydro GB-4101 (GB-7101) a través del controlador de presión en el tanque separador del compresor de gas de reciclaje de CDHydro. La bomba GA-4102/S (GA-7102/S) bombea el reflujo al domo de la columna CDHydro, a través de los filtros de reflujo FD-4301/s (FD-7301/S). El reflujo está en control de flujo, por medio del controlador del nivel del tanque de reflujo.

Cinco platos de válvulas sobre los sistemas CDModules proporcionan una sección de pasteurización para extraer hidrógeno y otros componentes livianos en el destilado. La nafta ligera (LCN), se extrae como producto de la destilación de la CDHydro, en plato de extracción situado sobre los sistemas CDModules. El enfriador EC-4102 (EC-7102) y el enfriador de producto de LCN EA-4105 (EA-7105), enfrían la nafta ligera de CDHydro hasta la temperatura requerida en el límite de la unidad.

El producto de destilado está en control de flujo por medio del “controlador de reflujo interno” para asegurar un flujo constante de líquido de los sistemas CDModules. El controlador de reflujo interno calcula la extracción de producto, utilizando el volumen de reflujo externo, las temperaturas y el calor latente de evaporación. El producto de LCN es enviado fuera de los límites de la unidad (OSBL).

∴ **Sistema CDHDS**

El objetivo del sistema CDHDS es convertir los componentes de azufre en sulfuro de hidrógeno en presencia de hidrógeno, al mismo tiempo que se reduce al mínimo la saturación de olefinas.

∴ **Columna CDHS**

La columna CDHDS DA-4201 (DA-7201) contiene hasta ocho sistemas CDMODULES con apoyo individual. Cada CDMODULE contiene catalizador de hidrodeshidrosulfuración dentro del empaque estructurado de propiedad exclusiva de CDTECH. Los sistemas están diseñados para proporcionar destilación e hidrodeshidrosulfuración simultáneas, al mismo tiempo que se reduce al mínimo la saturación de olefinas. La sección superior de la columna tiene una temperatura de reacción más baja que promueve la retención de olefinas. Sobre el CDMODULE superior, se proporciona una sección de empaque estructurado de alto rendimiento a la transferencia de calor con el fin de elevar la temperatura de líquido de reflujo, relativamente frío, a la temperatura de reacción.

Un distribuidor de líquido de alta eficiencia está situado sobre el CDMODULE superior, encima de cada uno de los 7 CDMODULES restantes se tiene un plato de chimenea y un distribuidor de líquido de alta eficiencia para recolectar y redistribuir el líquido del CDMODULE situado arriba. También se cuenta con un plato de recolección de líquido de chimenea debajo del CDMODULE inferior para guiar el flujo de líquido al fondo de la columna DCHDS.

El producto del fondo de CDHydro se filtra a través de los filtros de alimentación de la columna CDHDS FD-4102/S (FD-7102/S) y después recibe la corriente de hidrógeno nuevo y/o de reciclo. La corriente mezclada se precalienta en los intercambiadores de alimentación de CDHS/contra el producto de domo de CDHD EA-4201 A/B/C (EA-7201 A/B/C) antes de ser alimentada a la misma columna CDHDS DA-4201 (DA-7201).

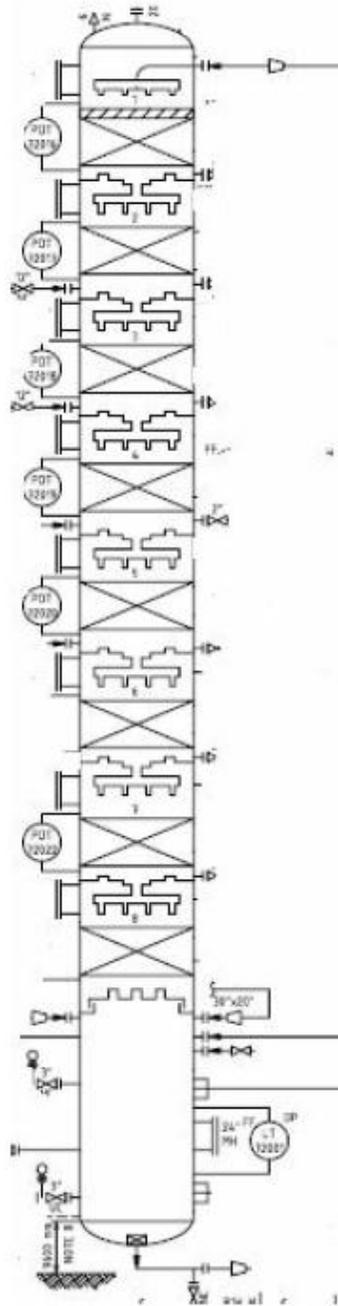


FIGURA 4. 2 Columna de CDHydro DA-4201 / DA-7201

La alimentación parcialmente evaporada entra principalmente a la columna CDHDS entre los CDModules tercero y cuarto. La columna cuenta con entradas alternas de alimentación localizadas sobre los CDModules tercero, quinto y sexto.

La columna está provista de una sección de empaque estructurado de alto rendimiento debajo de la ubicación de alimentación primaria para transferencia de calor a fin de evaporar los hidrocarburos ligeros en la alimentación.

El calentador de CDHDS BA-4201 (BA-7201) proporciona el calor requerido por esta columna. La entrada de calor total a la columna se controla de manera tal que aproximadamente 20% de la alimentación salga de la columna como producto de fondo y el 80% restante de la alimentación fluya como producto del domo. El controlador del fondo se ajusta al flujo del producto; con relación al flujo de producto de alimentación para mantener la relación 80:20. El nivel en el fondo de la columna controla la entrada de calor a la columna controlando el flujo de gas combustible al calentador.

∴ **Circuito de rehervido de CDHDS**

La bomba de CDHDS GA-4202/S (GA-7202/S) mantiene la circulación del calentador. Los productos de fondo de CDHDS después de la bomba se utilizan para brindar calor a los productos de fondo de CDHydro a través de EZ-4103 (EA-7103), también a los del agotador H₂S por medio del cambiador EA-4205 (EA-7205), así como a las del estabilizador de nafta en el EA-4304 (EA-7304) y por medio del cambiador EA-4302 (EA-7302) a la corriente de alimentación del reactor depurador. Se cuenta con una corriente de desvío para ayudar a equilibrar los circuitos de integración térmica y permitir fluctuaciones de proceso. Las corrientes que regresan desde los cambiadores, se combinan con la corriente de descarga de bombas GA-4202/S (GA-7202/S), antes de ser distribuidas de manera uniforme a través de los controladores de flujo entre los pasos de tubos individuales del calentador BA-4201 (BA-7201). Antes del calentador se inyecta una mezcla de hidrógeno nuevo o hidrógeno de reciclo en cada uno de los pasos de tubos. La mezcla de hidrógeno al calentador se reparte de modo uniforme a cada paso mediante controladores de flujo. Al mezclar el gas con alto contenido de hidrógeno con la corriente de alimentación de hidrocarburos del calentador de CDHDS, se reduce el potencial de ensuciamiento.

El caudal de circulación de líquido a través del calentador se ajusta para proporcionar aproximadamente 50% (en peso) de evaporación (a la salida del calentador). La corriente de salida se envía de regreso al fondo de la columna CDHDS. El producto de fondo de la columna CDHDS se envía al fondo del agotador de H₂S DA-4203 (DA-7203).

∴ Sistema superior de la columna CDHDS

El vapor del domo de la columna CDHDS, que contiene el sulfuro de hidrógeno, formado por la reacción de desulfuración y el exceso de hidrógeno, es condensado parcialmente y enfriado mediante intercambio de calor de los procesos, generación de vapor y enfriamiento con aire.

Parte de este vapor del calentador, por medio de controladores de flujo, se utiliza para calentar la corriente de alimentación a la CDHDS en los intercambiadores de alimentación a la CDHDS EA-4201 A/B/C (EA-7201 A/B/C). Otra parte del flujo del domo, también en control de flujo, proporciona calor para la columna CDHDS en el cambiador lateral de CDHydro EA-4104 (EA-7104). La parte restante del vapor del domo, mediante un controlador de presión diferencial, proporciona calor para generar vapor de media presión en el generador de vapor de media presión EA-4202 (EA7202). El vapor generado se sobrecalienta a través de la sección de convección del calentador BA-4201 (BA-7201) antes de ser enviado fuera de los límites de la unidad (OSBL). El vapor del domo parcialmente condensado en los tres intercambiadores se mezcla y se somete a condensación adicional en el enfriador del producto superior de CDHDS EC-4203 (EC-7203), para ser enviado posteriormente al tanque acumulador de reflujo del domo de CDHDS FA-4201 (FA-7201). El vapor se separa del líquido en el tanque acumulador de reflujo CDHDS.

La bomba de reflujo de CDHDS GA-4201/S (GA-7201/s) bombea el flujo a la columna CDHDS a través del filtro de reflujo de CDHDS FD-4201/S (FD-7201/S). Una corriente lateral es retirada en control de flujo por el controlador de nivel del FA-4201 (FA-7201), desde la línea de succión de la bomba de reflujo y enviada al agotador de H₂S DA-4203 (DA-7203) como alimentación "caliente" en el plato 12. El agua sulfurosa de FA-4201 (FA-7201) se recolecta y enfría en el condensador del agotador de H₂S EC-4202 (EC-7202) antes de enviarse al acumulador de agua sulfurosa FA-4305 (FA-7305).

El vapor del acumulador de reflujo se condensa parcialmente en el enfriador de vapor del domo de CDHD EC-4201 (EC-7201) y es enviado al tanque acumulador frío CHDS FA-4202 (FA-7202).

El proceso cuenta con la facilidad para inyectar agua en las distintas secciones/compartimientos del EC-4201 (EC-7201) según sea necesario para evitar la acumulación de sales de amonio. El agua inyectada es separada en FA-4202 (FA-7202) y enviada al acumulador de agua sulfurosa. La corriente de producto líquido del FA-402 (FA-7202), es enviada al agotador de H₂S DA-4203

(DA-7203) con alimentación fría en el plato 1. Los vapores del tanque frío de CDHDS se someten a enfriamiento adicional en el enfriador del separador frío de CDHDS EA-4203 (EA-7203). La corriente de EA-4203 (EA-7203) se mezcla con hidrógeno en la sección del reactor depurador y se envía al tanque separador frío de CDHDS FA-4203 (FA-7203). El líquido separado de FA-4203 (FA-7203) se combina con el líquido del tanque de reflujo de CDHDS FA-4202 (FA-7202) antes de enviarlo como alimentación al agotado de H₂S. El vapor del tanque separador es enviado al absorbedor de aminas de gas de reciclo de CDHDS DA-4202 (DA-7202).

Se debe reducir el sulfuro de hidrógeno en el gas del tanque acumulador del separador frío de CDHDS para controlar la cantidad de H₂S en el gas reciclo y cumplir con las normas de emisiones de refinerías en el gas de purga. El sulfuro de hidrógeno se reduce a 20 ppm por volumen o menos lavando el gas a contra corriente con una solución de amina pobre, en el absorbedor. Este absorbedor tiene dos lechos de empaque para promover el contacto gas-líquido y un distribuidor de líquido en el domo de cada lecho para distribuir uniformemente la solución de amina pobre sobre el empaque. La amina rica del fondo del absorbedor es enviada fuera de los límites de la unidad para su regeneración.

El gas lavado del absorbedor de amina es enviado al tanque separador del absorbedor de amina de CDHDS FA-4204 (FA-7204). Cualquier amina atrapada en el gas reciclado es separada y luego enviada fuera de los límites de la unidad (OSBL) junto con la corriente de amina rica del absorbedor de amina DA-4202 (DA-7202). El gas lavado de FA-4204 (FA-7204) se envía fuera de los límites de la unidad (OSBL) a través del enfriador de gas de purga EA-4303 (EA-7303). Los vapores del FA-4204 (FA-7204) son enviados al tanque separador del compresor de gas de recirculación de CDHDS FA-4206 (FA-7206).

El flujo de gas de purga lo fija un controlador de presión localizado a la salida del FA-4204 (FA-7204). El controlador de presión en el tanque frío de CDHDS FA-4202 (FA-7202), regula la presión del sistema de la columna CDHDS DA-4203 (DA-7203).

Una pequeña corriente de vapor del tanque separador frío de CDHDS FA-4203 (FA-7203) se envía directamente a mezclarse con el gas de recirculación al tanque separador del compresor de gas de reciclo de CDHDS FA-4206 (FA-7206). Esta corriente de desvío se proporciona para mantener 300 ppm por volumen de H₂S en el gas total (gas de hidrógeno de reciclo/nuevo) al calentador de CDHDS. La baja concentración de H₂S es necesaria para prevenir la

desulfuración del catalizador de CDHDS. Se cuenta con un analizador en línea en el flujo combinado de gas de reciclo/nuevo para vigilar la concentración de H₂S.

∴ **Hidrógeno de reposición y de reciclo**

El hidrógeno de reposición se recibe desde fuera de los límites de la unidad (OSBL) y se distribuye a control de flujo, a la alimentación de las columnas DA-4101 (DA-7101) y DA-4201 (DA-7201), al calentador de CDHDS BA-4201 (BA-7201) y al cambiador del reactor depurador EA-4301 A/B (EA-7301 A/B).

Los vapores del tanque separador del compresor de reciclo de CDHDS FA-4206 (FA-7206) se reciclan al calentador por medio del compresor de gas CDHDS GB-4201/S (GB-7201/S), que se unen a la alimentación de hidrógeno fresco. El compresor de reciclo tiene un control ante variaciones repentinas para mantener el funcionamiento correcto.

∴ **Agotador de H₂S**

La función del agotador de H₂S DA-4203 (DA-7203) es extraer el hidrógeno disuelto, e hidrocarburos ligeros y sulfuro de hidrógeno del producto de la columna CDHDS desulfurada. El agotador contiene 34 platos de válvulas. Los líquidos del tanque de reflujo de CDHDS y del tanque frío CDHSD son alimentados al agotador de H₂S en los platos 12 y 1, respectivamente. El producto de fondo de CDHDS es alimentado a la fosa del agotador de H₂S para la recuperación de calor.

El calor para el rehervidor del agotador de H₂S EA-4205 (EA-7205) es proporcionado por los productos de fondo de CDHDS. El vapor del agotador de H₂S se condensa parcialmente y se enfría en el condensador del agotador H₂S EC-4202 (EC-7202) y se envía al tanque de reflujo del agotador de H₂S FA-4205 (FA-7205). A través de las bombas GA-4203/S (GA-7203/S) retorna líquido desde el tanque de reflujo del agotador H₂S como reflujo a la DA-4203 (DA-7203). El reflujo está en control de flujo, que se controla mediante el nivel en el tanque de reflujo, cuya señal se transmite en cascada al controlador de flujo que regula la entrada de circulación de productos de fondo de CDHDS a través del rehervidor del agotador de H₂S.

El gas de venteo del tanque de reflujo del agotador de H₂S FA-4205 (FA-7205), se combina con el gas de venteo sulfuroso del tanque de reflujo FA-4303 (FA-7303) de la estabilizadora de nafta. La corriente combinada de gas se enfría a través del condensador de ajuste de gas

sulfuroso EA-4204 (EA-7204). El líquido condensado regresa al tanque de reflujo, por gravedad, y el vapor restante se envía al absorbedor de amina de gas de venteo DA-4302 (DA-7302). Donde el sulfuro de hidrógeno en el vapor se reduce a 20 ppm por volumen o menos. Lavando el gas contra la corriente con una solución de amina pobre.

El absorbedor tiene dos lechos de empaque al azar para promover el contacto gas - líquido y un distribuidor de líquido en el domo de cada lecho para distribuir de manera uniforme la solución de amina pobre sobre el empaque. La amina rica del fondo del absorbedor es enviada fuera de los límites de la unidad para su uso de regeneración. El gas lavado del absorbedor de amina del gas de venteo se envía al FA-4204 (FA-7204).

La corriente de gas de purga del DA-4202 (DA7202) combinada con la corriente de gas de purga de FA-4304 (FA-7304), se enfría en el enfriador de gas de purga EA-4303 (EA-7303) antes de enviarse al sistema de gas combustible fuera de los límites de la unidad (OSBL).

La presión en el agotador de H₂S se controla regulando el flujo de gas de venteo sulfuroso desde el absorbedor de amina del gas de venteo DA-4302 (DA-7302). El producto de fondo del agotador de H₂S se bombea al reactor DC-4301 (DC-7301) a través de la bomba de alimentación GA-4204/S (GA-7204/S).

∴ **Sección del reactor depurador**

La función del reactor depurador DC-4301 (DC-7301) es reducir el azufre en la gasolina hasta el nivel exigido para el producto.

∴ **Reactor depurador**

La corriente de productos de fondo de la columna agotadora de H₂S se mezcla con el hidrógeno nuevo comprimido y se calienta en los intercambiadores de alimentación/efluente del reactor depurador EA-4301 A/B (EA-7301 A/B) y en el cambiador de alimentación del reactor depurador EA-4302 (EA-7302). Los productos de fondo de la estabilizadora se pueden reciclar para diluir la alimentación del reactor depurador cuando la concentración de azufre en la corriente de fondo del agotador de H₂S sea alta. El controlador de temperatura de alimentación del reactor controla el flujo de circulación de los productos de fondo de CDHDS a EA-4302 (EA-7302).

La salida del reactor depurador se enfría contra los productos de fondo del agotador de H₂S mediante el intercambio de alimentación/efluente. La corriente resultante alimenta al tanque

caliente de efluentes del reactor depurador FA-4301 (FA-7301) de donde el líquido alimenta a la columna estabilizadora de nafta DA-4301 (DA-7301) en el plato 12. Los vapores del FA-4303 (FA-7303), se condensan parcialmente en el condensador de vapores del reactor EC-4301 (EC-7301) y se envían al tanque de efluente frío del reactor FA-4302 (FA-7302).

Se cuenta con instrumentación para inyectar agua en las distintas secciones/compartimientos de EC-4301 (EC-7301) según sea necesario para evitar la acumulación de sales de amonio.

El agua inyectada es separada en FA-4302 (FA-7302) y enviada al acumulador de agua sulfurosa FA-4305 (FA-7503). El líquido de FA-4302 (FA-7302) se manda como alimentación al plato superior de la columna estabilizadora de nafta, y el vapor se enfría en el enfriador de ajuste de vapor del reactor depurador EA-4306 (EA-7306) de donde el condensado regresa al tanque frío, por gravedad, y el vapor restante que contiene mayormente hidrógeno es enviado al tanque acumulador del separador de CDHDS FA-4203 (FA-7203).

∴ **Estabilizadora de nafta**

La columna estabilizadora de nafta DA-4301 (DA-7301) consiste en 34 platos, los líquidos de los tanques caliente y frío del reactor alimentan a los platos 12 y 1, respectivamente. Estas corrientes contienen hidrocarburos ligeros, hidrógeno y sulfuro de hidrógeno. El hidrógeno del límite de batería se alimenta en el plato 30, con el fin de recuperar el hidrocarburo antes de ser purgado junto con el gas sulfuroso desde la parte superior de la estabilizadora.

Los productos de fondo de CDHDS proporcionan calor al circular en el rehervidor de la estabilizadora de nafta EA-4304 (EA-7304). El vapor del domo de la estabilizadora de nafta se condensa parcialmente en el condensador de estabilizador de nafta EC-4302 (EC-7302) y se envía al tanque de reflujo FA-4303 (FA-7303). Los vapores con sulfuros de este tanque de reflujo son enviados al condensador de ajuste de gas sulfurosa EA-4204 (EA-7204).

El líquido del tanque de reflujo del estabilizador es enviado al condensador de ajuste de gas sulfuroso EA-4204 (EA-7203). El líquido del tanque de reflujo se retorna a la estabilizadora como reflujo mediante la bomba GA-4301/S (GA-7301/S). A su vez, el reflujo se controla mediante el nivel en el tanque de reflujo y la señal se transmite en cascada al controlador de flujo que regula la circulación de productos de fondo de CDHDS a través del rehervidor de la estabilizadora de nafta.

El producto de fondo de la estabilizadora se envía por la bomba de productos de fondo GA-4302/S (GA-73027/S), enfriándolo mediante los precalentadores de alimentación de CDHydro EA-4101 A/B/C (EA-7101 A/B/C), posteriormente en el enfriador de producto estabilizado de nafta EC-4303 (EC-7303) y el enfriador de ajuste de productos estabilizado de nafta pesada EA-4305 (EA-7305). El producto estabilizado de nafta catalítica pesada (HCN) se envía fuera de los límites de la unidad (OSBL). La bomba de reciclo de productos de fondo de la estabilizadora GA-4303/S (GA-7303/S); parte de los productos se envía a la alimentación del reactor para reciclarlos.

∴ **Acumulador de agua sulfurosa**

El agua sulfurosa de los colectores de todos los tanques horizontales, a excepción de FA-4201 (FA-7201) se recolecta en el acumulador de agua sulfurosa FA-4305 (FA-7305). El acumulador se vacía en forma intermitente fuera de los límites de la unidad (OSBL) mediante la bomba de agua sulfurosa GA-4304/S (GA-7304/S).

∴ **Infraestructura del proyecto**

A continuación se muestra un listado de la infraestructura de producción con la que cuenta la planta:

- ◆ Planta de Tratamiento de Amina
- ◆ Bunker
- ◆ Cuarto de Control Satélite
- ◆ Torre de Agua de Enfriamiento
- ◆ Casa de Bombas
- ◆ Subestación Eléctrica
- ◆ Quemador Elevado
- ◆ Turbogenerador
- ◆ Tanques de Almacenamiento (2 con capacidad de 100 000 bls)

∴ **Equipos**

La siguiente lista contiene los equipos de las Plantas Desulfuradoras de Gasolina Catalítica ULSG 1 y ULSG 2:

- Torres (DA-XXXX)
- Reactores (DC-XXXX)
- Tanques Acumuladores (FA-XXXX)
- Cambiadores (EA-XXXX)
- Cambiadores (Aire Enfriadores) (EC-XXXX)
- Calentadores de Fuego (BA-XXXX)
- Compresores (GB-XXXX)
- Bombas (GA-XXXX)
- Filtros (FD-XXXX)

La infraestructura de la propia refinería suministra los siguientes servicios auxiliares y de integración: vapor, tratamiento de aguas residuales, suministro de aire de plantas y de instrumentos, utilizados en las Plantas Desulfuradoras de Gasolina Catalítica ULSG 1 y 2. También la refinería cuenta con infraestructura de protección ambiental como es la Planta de Tratamiento de Aguas Amargas, las Plantas Recuperadoras de Azufre, la de Tratamiento de Efluentes y Sistemas de Desfogues.

CONCLUSIONES

La investigación “Proceso Administrativo y Constructivo de la Planta de Gasolinas de la refinería Francisco I. Madero, Tamaulipas, Pemex”, tiene como uno de sus propósitos primordiales convertirse en un documento básico de consulta y orientación para cualquier ingeniero sin importar su rama profesional; con la posibilidad de identificar y conocer los diversos instrumentos y/o lineamientos para la mejora y optimización de proyectos. En este trabajo se comprueba la importancia del proceso administrativo mediante una adecuada organización que paralelamente facilita y satisface los niveles de calidad y normalización requeridos, en este caso los requerimientos establecidos por la empresa paraestatal PEMEX e ICA FLUOR DANIEL S. A. DE R.L. DE C.V.

La aceptación de este tipo de proyecto está a cargo del Instituto Federal de Acceso a la Información (**IFAI**) donde cualquier persona puede consultar (con algunas restricciones) las diferentes etapas de concepción, implementación, construcción y puesta en marcha, así como sus correspondientes procedimientos administrativos y económicos, con el fin de que se publiquen los resultados de la utilización de los recursos manejados en esta planta y la información se convierta en una cuestión del dominio público.

En este trabajo reiteramos que al implementar un adecuado proceso administrativo, éste nos proporciona ciertas ventajas –por supuesto observado desde la perspectiva y enfoque ingenieril– nos ofrece diversos beneficios como el aminorar riesgos, optimizar los recursos, una mejor administración del tiempo, un mejor control en los procesos internos, aprovechamiento de los recursos financieros y un menor impacto ambiental, entre otros.

Este trabajo tiene carácter de **puesto en marcha** ya que está autorizado y cumple con todos los requerimientos solicitados (a nivel organismo, gerencia, departamento) por PEMEX Corporativo, PEMEX Refinación, Contratista ICA Fluor e IFAI; actualmente está funcionando física (dentro del Corporativo PEMEX, Departamento de Control y Administración PEMEX Refinería “Francisco I. Madero” y oficinas de ICA FLUOR DANIEL) y virtualmente ya que se cuenta con un software diseñado para este proceso, y es utilizado por PEMEX e IFAI.

BIBLIOGRAFÍA

Almeida, Garza Galindo Alejandro/Traducción de Eduardo L. Suárez. (1994). "Determinación del precio internacional del petróleo: opciones para México". Ed. Fondo de Cultura Económica, México.

Alonso, González Francisco. (1972). "Historia y petróleo: México: el problema del petróleo", Ed. Ayuso, Madrid.

Chiavenato, Idalberto. (1999). "Introducción a la Teoría General de la Administración". Editorial: McGraw Hill, Bogotá.

Departamento de Petróleo. (1927). "Bibliografía del petróleo en México". Editorial: Secretaría de Relaciones Exteriores-México. Colección: Misceláneas. Parte de: Miscelánea 677. Temas: Industria del petróleo -- México -- Bibliografías; Petróleo -- México -- Bibliografías. México.

Koontz, Harold, Weihrich, H., (2007). "Administración, Una Perspectiva Global". Ed. McGraw Hill – Interamericana, México.

Melinkoff V. Ramón. (1990). "Los Procesos de la Administración". Editorial: Panapo, Caracas.

Sánchez, Guzmán Francisco. (1976). "Introducción al Estudio de la Administración". Ed. Limusa, México.

Taylor, Frederick. "Principios de la Administración Científica". Ed. Herrero, México.

Terry, George R. (1986). "Principios de Administración". Ed. Continental S. A. de C. V., México.

FUENTES VIVAS

- ✓ 2012e. Control y Administración de PROCURA.
Información proporcionada por Ing. Genny Rubí Marrufo – Encargada del Proceso Administrativo.
PEMEX Refinación, Ciudad de México, México. 17 de Marzo 2012.

- ✓ 2012e. Control y Administración de PROCURA.
Información proporcionada por Ing. Karina Socorro Médeles – Encargada del Proceso Administrativo.
PEMEX Refinación, Ciudad de México, México. 17 de Marzo 2012.

- ✓ 2012e. Estructura de la Planta Desulfuradora de la Refinería Francisco I. Madero, PEMEX.
Información proporcionada por Ing. Moisés Hernández Vargas – Encargado del Área de PROCURA.
PEMEX Refinación, Ciudad de México, México. 17 de Marzo 2012.

- ✓ 2012e. Estructura de la Planta Desulfuradora de la Refinería Francisco I. Madero, PEMEX.
Información proporcionada por Ing. Aldo Vázquez González – Sub Gerente del Área de PROCURA.
PEMEX Refinación, Ciudad de México, México. 17 de Marzo 2012.

MESOGRAFÍA

- PETROLEOS MEXICANOS (PEMEX)

<http://www.pemex.com/>

- PEMEX REFINACIÓN

<http://www.ref.pemex.com/>

- PROYECTO REFINERÍA MADERO

<http://sinat.semarnat.gob.mx/dgiradocs/documentos/tamp/estudios/2009/28tm2009x0002.pdf>

- PROTOCOLO DE KIOTO

http://europa.eu/legislation_summaries/environment/tackling_climate_change/l28060_es.htm

<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf>

- PROTOCOLO DE MONTREAL

<http://www.semarnat.gob.mx/temas/internacional/Documents/SAT/Montreal-Protocol-Booklet-sp.pdf>

http://montreal-protocol.org/new_site/en/index.php

- NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005

[http://www.ordenjuridico.gob.mx/federal/pe/apf/apc/semarnat/normas/oficiales/2006/30012006\(1\).pdf](http://www.ordenjuridico.gob.mx/federal/pe/apf/apc/semarnat/normas/oficiales/2006/30012006(1).pdf)

- PROSPECTIVA DE PROLÍFEROS (SENER) 2006-2015

http://www.sener.gob.mx/res/pe_y_dt/pub/prosp petrol2006.pdf

- IFAI

<http://portaltransparencia.gob.mx/pot/estructura/showOrganigrama.do?method=showOrganigrama&idDependencia=18572>

<http://portaltransparencia.gob.mx/pot/estructura/showOrganigrama.do?method=showOrganigrama&idDependencia=18572>

ANEXOS

- ANEXO 1.** NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005
- ANEXO 2.** “PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO INSTITUCIONAL PARA DESARROLLO DE INGENIERÍA / MANUAL DE PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS INSTITUCIONALES EN MATERIA DE OBRAS PÚBLICAS Y SERVICIOS RELACIONADOS CON LAS MISMAS”
- ANEXO 3.** FORMATO DE HOJAS DE INSPECCIÓN
- ANEXO 4.** LICITACIÓN PÚBLICA
- ANEXO 5.** PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN Y SEGUIMIENTO DEL PROCESO DE PROCURA.

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES**NORMA Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-2011, Contaminación atmosférica-Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición.**

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

SANDRA DENISSE HERRERA FLORES, Subsecretaria de Fomento y Normatividad Ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y Presidenta del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con fundamento en los artículos 32 Bis fracción IV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 5 fracciones V, XII y XIII, 36, 37, 37 Bis, 111 fracción III, 113 y 171 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente; 38 fracción II, 40 fracción X, 43, 44, 47 y 51 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 28 y 34 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 8 del Reglamento Interior de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, y

CONSIDERANDO

Que con fecha 2 de diciembre de 1994 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994, Contaminación atmosférica- para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles, sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión. A su vez, la citada norma fue modificada mediante acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 11 de noviembre de 1997.

Que con fecha 23 de abril de 2003 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Acuerdo por el cual se reforma la nomenclatura de las normas oficiales mexicanas expedidas por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales identificadas con las siglas "ECOL" y "RECENAT" identificándose en lo sucesivo bajo las siglas "SEMARNAT", el cual incluye a la citada Norma Oficial Mexicana.

Que la citada norma fue inscrita en el Programa Nacional de Normalización 2008 con el objeto de actualizar los niveles máximos permisibles de emisión de contaminantes a la atmósfera de los equipos de combustión de calentamiento indirecto nuevos, establecer precisiones técnicas referentes a los métodos analíticos y frecuencia de medición, e incluir el Procedimiento de Evaluación de la Conformidad.

Que la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, a través de sus unidades administrativas encargadas de llevar el seguimiento y la vigilancia del cumplimiento de la norma oficial mexicana en cuestión han encontrado y también han recibido de los destinatarios de las mismas algunas deficiencias en su aplicación, por lo que para darle mayor operatividad a la norma en comento, el Grupo de Trabajo llegó a lo siguiente: **a)** Eliminar las especificaciones relativas a equipos de calentamiento directo, toda vez que éstos deben normarse en función de sus características específicas y la norma aplicaba únicamente en bióxido de azufre a aquellos equipos que emiten sólo el azufre proveniente del combustible, **b)** Eliminar los conceptos de niveles regionales y certificados de emisión cuya aplicación, en su caso, sería objeto de otras disposiciones de acuerdo con la LGEEPA; **c)** Eliminar el parámetro de exceso de aire en virtud de que no es un contaminante y sustituirlo por monóxido de carbono (CO), considerando que este cambio implica que los responsables de la operación de los equipos de combustión de calentamiento indirecto, tienen que operar con el óptimo exceso de aire para lograr el mayor ahorro de combustible, en conjunción con menores emisiones de humo y gases contaminantes y cumplir con el nivel máximo permisible de emisión de CO; **d)** Revisar los niveles máximos permisibles de emisión de SO₂ de las fuentes mayores ubicadas en las zonas críticas del país que se señalan en la norma, toda vez que en estas zonas se llegan a presentar altas concentraciones de ese contaminante y **e)** Simplificar la redacción de la norma vigente para mayor claridad.

Que de conformidad a lo establecido en la Norma Mexicana NMX-Z-013/1-1977, Guía para la redacción, estructuración y presentación de las normas mexicanas, se simplifica el nombre de esta Norma Oficial Mexicana, para quedar como: Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-2011, Contaminación Atmosférica-Niveles Máximos Permisibles de Emisión de los Equipos de Combustión de Calentamiento indirecto y su medición. Asimismo, es de señalarse que, de conformidad con lo establecido en el artículo 28 fracción I y fracción II inciso d) del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, el año de la clave cambia a 2011, debido a que el instrumento regulatorio se presentó ante el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales, para su aprobación en dicho año.

Que el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales en sesión de fecha 13 de noviembre de 2008 aprobó para su publicación a consulta pública Proyecto de Modificación de la Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-1994, Contaminación atmosférica-Para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión, por lo que en cumplimiento a lo establecido en el artículo 47 fracción I y II de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización se publicó el 3 de septiembre del 2009 en el Diario Oficial de la Federación el citado Proyecto, para que dentro del plazo de 60 días naturales contados a partir de la fecha de su publicación, los interesados envíen sus comentarios al domicilio del citado Comité, ubicado en Boulevard Adolfo Ruiz Cortines 4209, quinto piso ala "A", Fraccionamiento Jardines en la Montaña, Delegación Tlalpan, código postal 14210, en México, D.F., o al correo electrónico cgarciamoreno@semarnat.gob.mx para que en los términos de la citada Ley sean considerados.

Que durante el plazo mencionado la Manifestación de Impacto Regulatorio a que se refiere el artículo 45 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, estuvo a disposición del público para su consulta en el domicilio del Comité antes señalado.

Que, los interesados presentaron sus comentarios al proyecto de modificación de la norma en cita, los cuales fueron analizados por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales, realizándose las modificaciones procedentes al proyecto, de acuerdo a lo establecido en el artículo 33 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, los cuales fueron publicados el día 6 de enero de 2012 en el Diario Oficial de la Federación de conformidad al artículo 47 fracción III de dicha Ley.

Que habiéndose cumplido el procedimiento establecido en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización para la elaboración de normas oficiales mexicanas, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales aprobó la presente Norma Oficial Mexicana como definitiva en su sesión celebrada el día 29 de noviembre de 2011.

Por lo expuesto y fundado, he tenido a bien expedir la siguiente:

**NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-085-SEMARNAT-2011, CONTAMINACION ATMOSFERICA-NIVELES
MAXIMOS PERMISIBLES DE EMISION DE LOS EQUIPOS DE COMBUSTION DE CALENTAMIENTO
INDIRECTO Y SU MEDICION**

PREFACIO

En la elaboración del Proyecto de Modificación de la Norma participaron especialistas de las siguientes instituciones:

- Asociación Nacional de la Industria Química, A.C.
- Cámara Minera de México
- Cámara Nacional del Cemento
- Cámara Nacional de la Industria de Aceites, Grasas, Jabones y Detergentes
- Cámara Nacional de las Industrias de la Celulosa y del Papel
- Cámara Nacional de la Industria de la Cerveza y la Malta
- Cámara Nacional de la Industria del Hierro y del Acero
- Cámara Nacional de la Industria de la Transformación
- Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas
- CEMEX México
- Comisión Federal de Electricidad
 - Subdirección de Desarrollo de Proyectos
 - Subdirección de Generación
 - Subdirección de Proyectos y Construcción
 - Gerencia de Protección Ambiental

- Confederación Patronal de la República Mexicana
- Consejo Mundial de Energía, Capítulo México, A.C.
- Gobierno del Distrito Federal
 - Dirección General de Gestión de la Calidad del Aire, SMA
- Iniciativa GEMI A.C.
- Petróleos Mexicanos, Dirección Corporativa de Operaciones.
 - PEMEX–Gas y Petroquímica Básica
 - PEMEX–Refinación
- Instituto Mexicano del Petróleo
- Secretaría de Energía
 - Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
 - Instituto Nacional de Ecología
 - Procuraduría Federal de Protección al Ambiente
 - Subsecretaría de Fomento y Normatividad Ambiental
 - Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental

Contenido

1. Objetivo
2. Campo de aplicación
3. Referencias
4. Definiciones
5. Especificaciones
6. Métodos de prueba
7. Procedimiento de evaluación de la conformidad
8. Observancia de esta norma
9. Grado de concordancia con normas y lineamientos internacionales
10. Bibliografía

Transitorios

1. Objetivo

Establecer los niveles máximos permisibles de emisión de humo, partículas, monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x) de los equipos de combustión de calentamiento indirecto que utilizan combustibles convencionales o sus mezclas, con el fin de proteger la calidad del aire.

2. Campo de aplicación

Es de observancia obligatoria para las personas físicas o morales responsables de las fuentes fijas de jurisdicción federal y local que utilizan equipos de combustión de calentamiento indirecto con combustibles convencionales o sus mezclas en la industria, comercios y servicios.

No aplica en los siguientes casos: Equipos con capacidad térmica nominal menor a 530 megajoules por hora (≈15 CC), equipos domésticos de calefacción y calentamiento de agua, turbinas de gas, equipos auxiliares y equipos de relevo. Tampoco aplica para el caso en que se utilicen bioenergéticos.

3. Referencias

NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de marzo de 2004.

NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005, Especificaciones de los combustibles fósiles para la protección ambiental, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de enero de 2006.

NOM-098-SEMARNAT-2002, Protección ambiental-Incineración de residuos, especificaciones de operación y límites de emisión de contaminantes, publicada en el Diario Oficial de la Federación del 1 de octubre de 2004: Anexo 1. Especificaciones y procedimientos de prueba para sistemas de monitoreo continuo de emisiones (SMCE) de monóxido de carbono (CO) y Anexo 2 Determinación de emisiones de óxidos de nitrógeno en fuentes fijas (procedimiento de análisis instrumental).

NMX-AA-009-1993-SCFI, "Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de flujo de gases en un conducto por medio del Tubo de Pitot", publicada en el Diario Oficial de la Federación del 27 de diciembre de 1993.

NMX-AA-010-SCFI-2001, "Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de la emisión de partículas contenidas en los gases que fluyen por un conducto-Método isocinético", publicada en el Diario Oficial de la Federación del 18 de abril de 2001.

NMX-AA-035-1976, "Determinación de bióxido de carbono, monóxido de carbono y oxígeno en los gases de combustión", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 10 de junio de 1976.

NMX-AA-054-1978, "Contaminación atmosférica-Determinación del contenido de humedad en los gases que fluyen por un conducto-método gravimétrico", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 2 de agosto de 1978.

NMX-AA-055-1979, "Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de bióxido de azufre en gases que fluyen por un conducto", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 6 de septiembre de 1979.

NMX-AA-056-1980 "Contaminación atmosférica- fuentes Fijas-Determinación de bióxido de azufre, trióxido de azufre y neblinas de ácido sulfúrico en los gases que fluyen por un conducto", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 17 de junio de 1980.

NMX-AA-114-1991 "Contaminación atmosférica-fuentes fijas-Determinación de la densidad del humo en los gases de combustión que fluyen por un conducto o chimenea-Método del número de mancha", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de noviembre de 1991.

4. Definiciones

Para efectos de la presente norma se aplicarán las definiciones de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, las del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera, la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos y las siguientes:

4.1 Bioenergéticos: Combustible obtenido de la biomasa proveniente de materia orgánica de las actividades, agrícola, pecuaria, silvícola, acuacultura, algacultura, residuos de pesca, doméstica, comerciales, industriales, de microorganismos y enzimas, así como sus derivados, producidos por sus procesos tecnológicos sustentables.

4.2 Capacidad térmica nominal de un equipo de combustión de calentamiento indirecto: La generación de calor aprovechable especificada por el fabricante en los registros o por los manuales de operación y mantenimiento o en una placa adherida al mismo.

4.3 Combustibles convencionales: Aquellos que están disponibles comercialmente en el país: gas natural y gas LP, diesel industrial y gasóleo, combustóleo, coque de petróleo y carbón mineral en todas sus variedades.

4.4 Datos validados: Aquellos que se han sometido a un análisis estadístico para comprobar su veracidad e integridad.

4.5 Emisión ponderada: El valor que resulta de promediar las emisiones contaminantes de los equipos de combustión de calentamiento indirecto de una fuente fija en función de su capacidad térmica.

4.6 Emisión Potencial Máxima de SO₂: Emisión estequiométrica de SO₂ que tendría un equipo de combustión de calentamiento indirecto operando con un combustible determinado durante todo un año, sin control de emisiones. Se calcula para el combustible utilizado que tenga el mayor contenido de azufre.

4.7 Equipo auxiliar: Equipo empleado para la preparación de combustible a alimentar durante el arranque de equipos y que opera en forma esporádica en una cantidad de horas equivalentes de hasta 36 días naturales en un año calendario.

4.8 Equipos de combustión de calentamiento indirecto: Aquellos en que el calor generado se transfiere a través de los gases de combustión, los cuales no entran en contacto directo con los materiales del proceso, como son: las calderas, generadores de vapor, calentadores de aceite térmico u otro tipo de fluidos y los hornos y secadores a base de sistemas de calentamiento indirecto.

4.9 Equipo de combustión existente: El instalado o el que cuente con un contrato de compra firmado antes de la entrada en vigor de la presente norma.

4.10 Equipo de combustión nuevo: El instalado por primera vez en una fuente fija, en fecha posterior a la entrada en vigor de la presente norma.

4.11 Equipo de relevo: Equipo de combustión que se usa para sustituir a otro, principalmente en casos de mantenimiento o servicio y que opera en forma esporádica en una cantidad de horas equivalentes de hasta 36 días naturales en un año calendario.

4.12 Fuente Fija: Es toda instalación establecida en un solo lugar, que tenga como finalidad desarrollar operaciones o procesos industriales, comerciales, de servicios o actividades que generen o puedan generar emisiones contaminantes a la atmósfera.

4.13 Fuente Mayor: Equipo de combustión de calentamiento indirecto con una capacidad mayor a 530 GJ/h.

4.14 Humo: Mezcla visible en el aire de pequeñas partículas y gases, generados por la combustión.

4.15 Número de mancha: Número en una escala patrón cuya tonalidad es equivalente a la que se obtiene al hacer pasar por un papel filtro el humo producido en un equipo de combustión.

4.16 Opacidad: Interferencia al paso de la luz por la presencia de material particulado (sólidos y líquidos) presentes en los gases de combustión.

4.17 Operación de arranque del equipo de combustión: Periodo de encendido de los quemadores hasta la estabilización de la temperatura en la cámara de combustión.

4.18 Operación de soplado: La limpieza programada o periódica de los tubos de un equipo de combustión de calentamiento indirecto, con el fin de eliminar el hollín depositado en ellos.

4.19 Pluma: Forma visible que adquiere la emisión de una chimenea debido a partículas, vapores, gases o humo.

4.20 PROFEPA: Procuraduría Federal de Protección al Ambiente.

4.21 Secretaría: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

4.22 Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones o SMCE: Equipo para determinar la concentración de uno o varios contaminantes en una matriz de manera continua, así como otros parámetros. Comprende la toma, acondicionamiento y análisis de la muestra y el registro permanente de los resultados.

4.23 Resto del País (RP): Para efectos de esta norma oficial mexicana, es toda la extensión territorial nacional excluyendo las Zonas Críticas.

4.24 Zonas Críticas (ZC): Aquellas en las que por sus condiciones topográficas y meteorológicas se dificulte la dispersión o se registren altas concentraciones de contaminantes a la atmósfera; se consideran zonas críticas las zonas metropolitanas indicadas en los incisos 4.24.1 a 4.24.3 y además, aquellas regiones y centros de población listados en los numerales 4.24.4 a 4.24.9.

4.24.1 Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG): El área integrada por los siguientes municipios del Estado de Jalisco: Guadalajara, El Salto, Tlajomulco de Zúñiga, Tlaquepaque, Tonalá y Zapopan.

4.24.2 Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM): El área integrada por los siguientes municipios del Estado de Nuevo León: Apodaca, Escobedo, Guadalupe, Juárez, Monterrey, San Nicolás de los Garza, San Pedro Garza García y Santa Catarina.

4.24.3 Zona del Valle de México (ZVM): Para efectos de esta norma es el área integrada por las 16 Delegaciones Políticas del Distrito Federal y los siguientes 18 municipios del Estado de México: Atizapán de Zaragoza, Coacalco, Cuautitlán de Romero Rubio, Cuautitlán Izcalli, Chalco, Chalco Solidaridad, Chimalhuacán, Ecatepec, Huixquilucan, Ixtapaluca, La Paz, Naucalpan de Juárez, Nezahualcóyotl, San Vicente Chicoloapan, Nicolás Romero, Tecámac, Tlalnepantla y Tultitlán.

4.24.4 Corredor industrial Coatzacoalcos-Minatitlán: Municipios de Coatzacoalcos, Minatitlán, Ixhuatlán del Sureste, Cosoleacaque y Nanchital, en el Estado de Veracruz.

4.24.5 Corredor Irapuato-Celaya-Salamanca: Municipios de Celaya, Irapuato, Salamanca y Villagrán, en el Estado de Guanajuato.

4.24.6 Corredor industrial Tula-Vito-Asasco: Municipios de Tula de Allende, Tepeji de Ocampo, Tlahuelilpan, Atitalaquia, Atotonilco de Tula, Tlaxcoapan y Apaxco, en los estados de Hidalgo y de México.

4.24.7 Corredor industrial de Tampico-Madero-Altamira: Municipios de Tampico, Altamira y Cd. Madero, en el Estado de Tamaulipas.

4.24.8 El Municipio de Ciudad Juárez en el Estado de Chihuahua.

4.24.9 El área integrada por los municipios de Tijuana y Rosarito en el Estado de Baja California.

5. Especificaciones

5.1 Los niveles máximos permisibles de emisión de humo, partículas, monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x) de los equipos de combustión de calentamiento indirecto se establecen en función de la capacidad térmica nominal del equipo, del tipo de combustible, de la ubicación de la fuente fija y de las condiciones de referencia, en la Tabla 1 para equipos existentes y en la Tabla 2 para equipos nuevos.

5.2 Los responsables de las fuentes fijas referidas en esta Norma Oficial Mexicana deben llevar la bitácora de operación y mantenimiento de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y de control de emisiones, ya sea en formato impreso o electrónico.

La bitácora debe estar disponible para su revisión por la autoridad ambiental en el ámbito de su competencia y debe tener como mínimo la siguiente información: Nombre, marca y capacidad térmica nominal de los equipos de combustión, y en caso de contar con equipos de control de emisiones y de medición de contaminantes, su nombre y marca. En los registros diarios se anotará: fecha, turno, consumo y tipo de combustible, porcentaje de la capacidad de diseño a que operó el equipo, temperatura promedio de los gases de chimenea y cualquier otro dato que el operador considere necesario en un apartado de observaciones.

5.3 Las fuentes fijas en las que se instalen por primera vez equipos de combustión mayores de 1 000 GJ/h que utilicen combustibles con un contenido de azufre mayor de 1% deben contar con Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones para medir SO₂, la opacidad de la pluma y O₂.

5.4 En caso de utilizar equipos o sistemas de control de emisiones para cumplir los niveles de emisión de las Tablas 1 y 2, dichos sistemas deben operar al menos el 90% del tiempo total de operación en un año calendario de los equipos de combustión.

5.5 Las empresas que suministren los combustibles regulados en esta Norma Oficial Mexicana, deben cumplir con las especificaciones de calidad establecidas por la normatividad vigente.

6. Métodos de prueba

6.1 La medición de las emisiones del humo como número de mancha, monóxido de carbono, partículas, óxidos de nitrógeno y bióxido de azufre deben realizarse con la frecuencia y bajo las condiciones que se indican en la Tabla 3 y con los métodos a que se refiere la Tabla 4 de esta Norma Oficial Mexicana o un método alternativo previa autorización de la Secretaría mediante Trámite inscrito en el Registro Federal de Trámites y Servicios como SEMARNAT 05-005-A Uso de Equipos, Procesos, Métodos de Prueba, Mecanismos, Procedimientos o Tecnologías Alternativas a las establecidas en las Normas Oficiales Mexicanas en Materia Ambiental, modalidad A o SEMARNAT 05-005-B Métodos de prueba alternos que cuenten con autorización anterior publicada en el Diario Oficial de la Federación.

6.2 Las mediciones de número de mancha, CO, partículas, NO_x, y SO₂ para comprobar el cumplimiento de la norma, deben ser realizadas por laboratorios acreditados y aprobados en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. Los resultados y/o informes de los análisis deben estar disponibles para su revisión por parte de la autoridad ambiental.

6.3 Los métodos analíticos indicados para los contaminantes gaseosos miden directamente su concentración en los gases de combustión; el método isocinético para partículas mide su concentración en mg/m³. En forma simultánea se debe medir o calcular el flujo de gases en la chimenea, (Φ), así como la concentración de O₂ para corregir los resultados a las condiciones de referencia de 25°C, 1 Atm y 5% de O₂, base seca.

6.4 Para determinar la emisión de un contaminante en 1 hora (kg/h), a partir de su concentración y el flujo de gases en chimenea medidos o calculados se utiliza la ecuación 1:

$$Ec (1): E_i (kg/h) = C_i (kg/m^3) \Phi (m^3/h),$$

donde: Ec: Ecuación.

E_i es la emisión del contaminante i-ésimo, en kg/h.

C_i es la concentración de dicho contaminante en condiciones de referencia y base seca, expresada en kg/m³.

Φ es el flujo de gases de combustión en la chimenea, medido o calculado en condiciones de referencia y base seca, expresada en m³/h.

Para calcular la emisión del contaminante en kg/GJ a partir de la concentración medida, se utiliza la ecuación 2:

$$Ec (2): E_i (kg/GJ) = C_d (kg/m^3) F_d (m^3/GJ)$$

donde: E_i es la emisión en kg/GJ del contaminante i.

C_d es la concentración medida del contaminante en condiciones de referencia y base seca, en kg/m³.

F_d es el volumen de productos de la combustión por unidad de energía en el combustible, m³/GJ en condiciones de referencia y base seca (Tabla 5).

Si se conoce el consumo de combustible en kg/h, es posible calcular el flujo de gases de chimenea utilizando la ecuación 3:

$$Ec (3): \Phi (m^3/h) = q H F_d$$

donde: Φ es el flujo de gases de combustión en m³/h, en condiciones de referencia.

q es el consumo de combustible (kg/h).

H es el poder calorífico del combustible (GJ/kg) y

F_d se obtiene de la Tabla 5.

6.5 En el caso de análisis instrumentales 6c, 7e y 10 de la USEPA, en que una muestra se extrae de la chimenea y se pasa por un analizador, se deberá muestrear y tomar lecturas durante al menos una hora con el fin de obtener valores promedio representativos, con el equipo de combustión en condiciones normales de operación. Para obtener los promedios se deben tomar lecturas a intervalos iguales durante el tiempo que dure la corrida, con un mínimo de 60 lecturas.

6.6 En equipos menores a 1 000 GJ/h las emisiones de SO₂ se pueden determinar mediante análisis en chimenea o a través de factores de emisión o balance de masas.

Para estimar la emisión total de SO₂, considerando que son directamente proporcionales a la cantidad de combustible que se consume y al contenido de azufre en él, de acuerdo a la ecuación 4:

$$Ec. (4): C[SO_2] = 2 \cdot (\%S/100) \cdot 3.823 \cdot 10^8 / H / F_d$$

donde: C(SO₂) es la concentración de SO₂ en unidades por partes de millón en volumen.

3.823 · 10⁸ es el factor de conversión a ppm_v de SO₂.

%S es el porcentaje de azufre en peso en el combustible.

H es el poder calorífico del combustible y

F_d es el volumen de gases de combustión por unidad de energía y se obtienen directamente de la Tabla 5.

6.7 Los SMCE para determinación de SO₂ y de opacidad en equipos nuevos mayores de 1000 GJ/h deben poder realizar mediciones, calcular y almacenar promedios de lecturas en tiempos preestablecidos, por ejemplo cada hora. Durante el tiempo de operación del equipo de combustión, se debe contar con al menos un 75% de datos validados. La operación de los SMCE debe apearse a las prácticas de calidad previstas en su manual de operación y calibración.

6.8 Los valores máximos establecidos en las Tablas 1 y 2 de la presente Norma Oficial Mexicana podrán ser rebasados en eventos como los que se mencionan a continuación:

- operaciones de arranque de los equipos de combustión.
- operaciones de soplado que requieren ciertos equipos, de acuerdo a especificaciones del fabricante.
- desajuste o malfuncionamiento de los quemadores.
- paro, malfuncionamiento o mantenimiento de equipo de control de emisiones, en su caso.

Dichos eventos deben ser registrados en la bitácora, así como su duración; la duración total no podrá ser mayor a la cantidad de horas equivalentes a 36 días naturales de operación de los equipos, en un año calendario.

6.9 Cuando un equipo de combustión utilice simultáneamente varios combustibles, su emisión debe compararse con la del combustible que tenga el valor más elevado de nivel máximo permisible de emisión de entre los diversos tipos de combustibles utilizados, como se indica en la Tabla 7:

Tabla 7

Combustibles utilizados	NMPE* correspondiente
Gas/líquido	Líquido
Gas/sólido	Sólido
Líquido/sólido	Líquido
Gas/líquido/sólido	Líquido

* Nivel Máximo Permisible de Emisión

6.10 Cuando en una fuente fija se tengan dos o más equipos de combustión se podrán sujetar a los niveles máximos permisibles de las Tablas 1 ó 2, según aplique, o ponderar la emisión de los contaminantes con base en la medición de su concentración en los gases de combustión y el flujo de éstos en cada uno de los equipos. Para ello se aplica la ecuación (5) para cada contaminante (partículas, SO₂, NO_x y CO):

$$\text{Ec. (5): } C_p = \frac{C_1 \cdot \phi_1 + C_2 \cdot \phi_2 + \dots + C_n \cdot \phi_n}{\phi_1 + \phi_2 + \dots + \phi_n}$$

donde: C_p es la Concentración ponderada expresada en unidades de concentración, por ejemplo ppm_v o mg/m³.

C_i es la Concentración medida en cada equipo de combustión, expresada en las mismas unidades.

φ_i es el Flujo de gases medido o calculado en chimenea, en condiciones de referencia (1 Atm, 25°C, base seca y 5% O₂) en m³/min.

i es un número consecutivo (1,2,...,n) que se asigna a los equipos de combustión hasta n, número total de equipos.

El resultado de la concentración ponderada de las emisiones de la fuente fija se compara con el nivel máximo permisible de emisión ponderado, que se obtiene como se indica en el numeral 6.11 y cuando sea menor o igual, se comprueba que la fuente fija cumple con lo establecido en esta NOM.

Cuando en una fuente fija se tengan dos o más equipos de combustión independientes que descargan sobre un mismo conducto, se deberán realizar mediciones individuales de ser factible, o en su defecto realizar un muestreo común y adicionar las capacidades térmicas comparándolos con los límites resultantes de la suma de capacidades; si los equipos utilizan varios combustibles de manera simultánea se estará a lo dispuesto por el numeral 6.9 de la NOM.

En caso de ampliaciones a plantas existentes, todos los equipos nuevos tendrán que cumplir los niveles máximos permisibles de emisión correspondientes a equipos nuevos (Tabla 2), antes de ponderar las emisiones.

6.11 El nivel máximo de emisión ponderado se obtiene aplicando la ecuación (6), que considera los niveles máximos permisibles de emisión correspondientes a los equipos y al combustible utilizado en unidades de concentración:

$$\text{Ec. (6): } NMPE_p = \frac{Q_1 \cdot NMPE_1 + Q_2 \cdot NMPE_2 + \dots}{Q_1 + Q_2 + \dots}$$

donde: $NMPE_p$ es el Nivel máximo permisible de emisión ponderado por fuente fija, expresado en unidades de concentración ppm_v o mg/m^3 .

$NMPE_i$ es el nivel máximo permisible de emisión del equipo i -ésimo, que se obtiene de las Tablas 1 o 2, en función de la capacidad y tipo de combustible, expresado en unidades de concentración ppm_v o mg/m^3 .

Q_i es la capacidad térmica del equipo de combustión i -ésimo, expresada en MJ/h. Se obtiene de multiplicar el consumo de combustible por su poder calorífico,

i es un número consecutivo (1,2,3.....,n) que se asigna a los equipos de combustión hasta n , que es el número total de equipos.

7. Procedimiento de evaluación de la conformidad

7.1 Definiciones

Para los efectos de este procedimiento, se aplicarán las siguientes definiciones:

7.1.1 Autoridad ambiental competente: La PROFEPA, los gobiernos de los estados, de los municipios y del Distrito Federal, de conformidad con sus respectivas atribuciones y competencias.

7.1.2 Dictamen: Es el documento mediante el cual la PROFEPA o una Unidad de Verificación, hace constar el grado de cumplimiento de una o varias NOM's.

7.1.3 Evaluación de la conformidad: La determinación del grado de cumplimiento con las normas oficiales mexicanas o la conformidad con las normas mexicanas, las normas internacionales u otras especificaciones, prescripciones o características. Comprende, entre otros, los procedimientos de muestreo, prueba, calibración, certificación y verificación.

7.1.4 Unidad de Verificación (U.V.): Las personas acreditadas y aprobadas en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización para realizar actos de verificación.

7.1.5 Verificación: La constatación ocular o comprobación mediante muestreo, medición, pruebas de laboratorio o examen de documentos que se realizan para evaluar la conformidad en un momento determinado.

7.2 Procedimiento

7.2.1 Este procedimiento es aplicable a la evaluación de la conformidad con esta Norma Oficial Mexicana, mediante la revisión de la bitácora, que incluya la medición y los análisis de las emisiones a la atmósfera (partículas, bióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y monóxido de carbono).

7.2.2 Los responsables de las fuentes fijas podrán solicitar la evaluación de la conformidad con esta Norma Oficial Mexicana a la PROFEPA o a las Unidades de Verificación debidamente acreditadas y aprobadas en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y demás disposiciones aplicables.

7.3 Aspectos técnicos a verificar

La evaluación que lleve a cabo la PROFEPA o la U.V. comprenderá lo siguiente:

a) La evaluación documental de la bitácora a que se refiere el punto 5.2 de la presente Norma Oficial Mexicana.

b) La revisión de los resultados y/o informes de los análisis de partículas, bióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO) y número de mancha, para verificar que se utilizaron los métodos de prueba y de muestreo establecidos en la NOM o equivalentes y se llevaron a cabo por laboratorios acreditados y aprobados en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. Revisión de la memoria de cálculo para constatar que se cumplen los niveles máximos permisibles de emisión que correspondan de las Tablas 1 y 2, o con el nivel máximo permisible de emisión ponderado de la fuente fija.

c) En el caso de equipos nuevos mayores de 1 000 GJ/h, verificar que se cuenta con el sistema de monitoreo continuo de emisiones (SMCE) en operación, el cual tenga un programa de validación de las mediciones y que éstas cumplen los niveles máximos permisibles de emisión de la Tabla 2. Verificar que en la bitácora estén registradas las calibraciones, reparaciones y salidas de operación del equipo de medición.

d) En caso de utilizar equipo de control de emisiones, se debe revisar la bitácora correspondiente para constatar que el equipo de control ha operado con la eficiencia de diseño, al menos el 90% del tiempo total de operación del equipo de combustión en un año calendario.

e) Una vez realizada la verificación procederá a levantar el acta con letra legible, sin tachaduras y asentando con toda claridad los hechos encontrados.

7.4 La PROFEPA o la U.V., elaborarán un dictamen en el que se hace constar el grado de cumplimiento con la presente norma oficial mexicana. Se entregará el original y una copia a quien haya solicitado los servicios.

7.5 La PROFEPA o la Autoridad ambiental competente podrá realizar visitas de verificación con el objeto de vigilar el cumplimiento de esta norma, independientemente de los procedimientos para la evaluación de la conformidad que hubiere establecido.

8. Observancia de esta norma

8.1 La SECRETARIA por conducto de la PROFEPA, así como los Gobiernos del Distrito Federal, de las Entidades Federativas y, en su caso, de los municipios, en el ámbito de sus respectivas competencias, son las autoridades encargadas de vigilar el cumplimiento de la presente Norma Oficial Mexicana.

8.2 El incumplimiento de la presente Norma Oficial Mexicana, será sancionado conforme a lo dispuesto por la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera y los demás ordenamientos jurídicos que conforme a derecho procedan.

9. Grado de concordancia con normas y lineamientos internacionales

Esta Norma Oficial Mexicana no concuerda con ninguna norma o lineamiento internacional.

10. Bibliografía

NOM-008-SCFI-2002, "Sistema General de Unidades de Medida", Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 27 de noviembre de 2002.

NMX-Z-013/1-1977, "Guía para la redacción, estructuración y presentación de las normas mexicanas", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 1977.

USEPA method 7e - Determination of nitrogen oxides emissions from stationary sources (instrumental analyzer procedure) (Determinación de emisiones de óxidos de nitrógeno de fuentes fijas. Método instrumental <http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/method7Er06.pdf>).

USEPA CEMS Performance Specification 1 For Opacity (Especificaciones de funcionamiento de SMCE para opacidad): <http://www.epa.gov/ttn/emc/specs/prompspec1.html>.

USEPA Method 6c – SO₂ - Instrumental (Determinación instrumental de SO₂): <http://www.epa.gov/ttn/emc/methods/method6c.html>.

USEPA CEMS Performance Specifications for SO₂ and NO_x (Especificaciones de funcionamiento de SMCE para SO₂ y NO_x): <http://www.epa.gov/ttn/emc/specs/prompspec2.html>.

USEPA Method 8.- Determination of sulfuric acid and sulfur dioxide emissions from stationary sources (Determinación de emisiones de ácido sulfúrico y dióxido de azufre de Fuentes fijas): <http://epa.gov/ttn/emc/promgate/m-08.pdf>.

USEPA Method 10 - Determination of carbon monoxide emissions from Stationary sources (NDIR instrumental analyzer procedure) (Determinación de emisiones de CO de fuentes fijas.- Método instrumental): <http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/method10r06.pdf>.

USEPA Method 5 - Determination of particulate matter emissions from stationary sources (Determinación de la emisión de partículas provenientes de fuentes fijas): <http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/m-05.pdf>.

USEPA Method 030 Determination of Nitrogen Oxides, Carbon Monoxide, and Oxygen Emissions from Natural Gas-Fired Engines, Boilers and Process Heaters Using Portable Analyzer (Determinación de emisiones de óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono y oxígeno, de motores de gas y calentadores de proceso que utilizan analizador portable) <http://www.epa.gov/ttn/emc/ctm/ctm-030.pdf>.

USEPA Method 034 Test Method - Determination of Oxygen, Carbon Monoxide and Oxides of Nitrogen from Stationary Sources for periodic monitoring – portable electrochemical analyzer procedure- (Determinación de oxígeno, monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno para fuentes fijas para monitoreo periódico-procedimiento de analizador electroquímico portable): <http://www.epa.gov/ttn/emc/ctm/ctm-034.pdf>.

TRANSITORIOS

PRIMERO.- La presente Norma Oficial Mexicana entrará en vigor 60 días después de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO.- La SEMARNAT conjuntamente con la Entidad de Acreditación, dentro de los 30 días naturales siguientes a la entrada en vigor del presente instrumento publicará en el Diario Oficial de la Federación una Convocatoria Nacional para la acreditación y aprobación de Unidades de Verificación y Laboratorios de Pruebas.

TERCERO.- Hasta en tanto se emita la Norma Oficial Mexicana que regule los niveles máximos permisibles de emisión para equipos nuevos dedicados a la generación de energía eléctrica mediante turbinas de gas, que operen con gas natural en ciclo abierto o ciclo combinado, deberán cumplir con un límite máximo permisible de emisión para NO_x de 70 ppm_v referidas al 5% de O₂, 25 C y 1 atm en base seca, aplicable en cualquier región del país, para equipos con una capacidad mayor a 106 GJ/h.

CUARTO.- La PROFEPA o Unidad de Verificación debidamente acreditada y aprobada en términos de la LFMN podrán solicitar al responsable de la fuente fija o equipo de combustión, el contrato de compra firmado para determinar si se trata de un equipo de combustión existente o nuevo.

QUINTO.- Los responsables de equipos de combustión existentes de calentamiento indirecto con capacidad térmica nominal mayor de 530 GJ/h ubicados en zonas críticas deberán cumplir con el Nivel Máximo Permissible de Emisión de 600 ppm_v de SO₂ a más tardar el 1 de enero de 2017, para tal efecto el responsable deberá optar por el primer o segundo calendario de cumplimiento gradual establecido en la nota (3) de la Tabla 1 de la Norma Oficial Mexicana, y dar aviso a la Secretaría de la opción elegida dentro de los 60 días posteriores a la publicación de la presente Norma Oficial Mexicana en el Diario Oficial de la Federación.

El aviso debe incluir un listado pormenorizado de las fuentes fijas con sus equipos y las fechas en las que en forma gradual y anual irán cumpliendo con el Nivel Máximo Permissible de Emisión hasta el cumplimiento de la totalidad de los equipos o de las fuentes fijas a más tardar el 1 de enero de 2017.

México, Distrito Federal, a veinte de enero de dos mil doce.- La Subsecretaria de Fomento y Normatividad Ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, y Presidenta del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales, **Sandra Denisse Herrera Flores.-** Rúbrica.

Tabla 1. Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos existentes a la entrada en vigor de la NOM (1)

(Calderas, generadores de vapor, calentadores de aceite térmico u otro tipo de fluidos, y hornos y secadores de calentamiento indirecto)

Valores expresados en unidades de concentración

CAPACIDAD TERMICA NOMINAL DEL EQUIPO GJ/h	TIPO DE COMBUS- TIBLE	HUMO # de mancha	Partículas, mg/m ³			Dióxido de azufre, ppm _v			Óxidos de nitrógeno, ppm _v			Monóxido de carbono, ppm _v		
			ZVM	ZC	RP	ZVM	ZC	RP	ZVM	(2) ZC	RP	ZVM	ZC	RP
Mayor de 0.53 a 5.3 (Mayor de 15 a 150 CC)	Líquido	3	NA	NA	NA	550	1 100	2 200	NA	NA	NA	400	450	500
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	400	450	500
Mayor de 5.3 a 42.4 (Mayor de 150 a 1 200 CC)	Líquido	NA	75	350	450	550	1 100	2 200	190	190	375	400	450	500
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	190	190	375	400	450	500
Mayor de 42.4 a 106 (Mayor de 1 200 a 3 000 CC)	Líquido	NA	60	300	400	550	1 100	2 200	110	110	375	400	450	500
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110	110	375	400	450	500
Mayor de 106 a 530 (Mayor de 3 000 a 15 000 CC)	Sólido y Líquido	NA	60	250	350	550	1 100	2 200	110	110	375	400	400	500
	Gaseoso		NA	NA	NA	NA	NA	NA	110	110	375	400	450	500
Mayor de 530 (Más de 15 000 CC)	Sólido y Líquido	NA	60	250	350	550	600 ³	2 200	110	110	375	400	400	500
	Gaseoso		NA	NA	NA	NA	NA	NA	110	110	375	400	450	500

NA: No Aplica

(1) Para el caso de Partículas, SO₂, NO_x y CO los límites se establecen como concentraciones en volumen y base seca, en condiciones de referencia de 25°C, 101 325 Pa (1 Atm) y 5% de O₂.

Para corregir las concentraciones medidas a la referencia de 5% O₂, se utiliza la ecuación siguiente:

$$C_R = \frac{20.9 - O_R}{20.9 - O_M} \cdot C_M$$

donde: C_R = Concentración calculada al valor de referencia del O₂, C_M = Concentración medida (Partículas, CO, NO_x o SO₂),

O_M = Valor medido para el O₂ (%), O_R = Nivel de referencia para el O₂ (5%).

*Para valores medidos para el O₂ entre 15.1% y 20.9% se utilizará un valor de OM de 15% en esta ecuación de corrección.

(2) Para NO_x, las ZC listadas en los numerales 4.24.4 a 4.24.7, se consideran como Resto del País.

(3) De acuerdo con el Quinto transitorio el responsable deberá optar por alguno de los siguientes calendarios de cumplimiento y presentar un aviso de cumplimiento que contenga al menos la siguiente información en enero de cada año a partir de 2013, hasta informar el cumplimiento de la totalidad de las fuentes fijas en enero de 2017:

Calendario 1

Aviso de Cumplimiento por Fuente Fija

<p>El responsable de las fuentes fijas deberá presentar un aviso de cumplimiento anual del total de las fuentes fijas.</p> <p>En tanto las fuentes fijas cumplan con las 600 ppm_v de SO₂, deberán de cumplir con el nivel máximo permisible de emisión de 1,100 ppm_v de SO₂.</p>	<p>Fechas de Cumplimiento / Porcentajes mínimos de Fuentes Fijas en cumplimiento.</p> <p>ppm_v por fuente fija en cumplimiento.</p>
<p>DATOS DE LAS FUENTES FIJAS:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nombre • Domicilio, Calle, Número, Colonia, Municipio o Delegación, Estado, Código Postal • Mapa de distribución de los equipos en la fuente fija • Número de los equipos de combustión existentes por fuente fija y sus emisiones. • Descripción de las acciones realizadas por el sujeto regulado para cumplir con el NMPE de la fuente fija. • Número de equipos de relevo y/o auxiliares y su ubicación de acuerdo al mapa. • Observaciones 	<p>Enero de 2013 / 20%</p> <p>600 ppm_v de SO₂</p> <p>Enero de 2014 / 40%</p> <p>600 ppm_v de SO₂</p> <p>Enero de 2015 / 60%</p> <p>600 ppm_v de SO₂</p> <p>Enero de 2016 / 80%</p> <p>600 ppm_v de SO₂</p> <p>Enero de 2017 / 100%</p> <p>600 ppm_v de SO₂</p>

Calendario 2

Aviso de Cumplimiento por Equipo de Combustión

<p>El responsable de las fuentes fijas deberá presentar un aviso de cumplimiento de al menos una reducción de emisiones en 100 ppm_v de SO₂ de manera anualizada en todas las fuentes fijas hasta el cumplimiento de 600 ppm_v a más tardar el 1 de enero de 2017, teniendo como línea base un nivel máximo permisible de emisión de 1,100 ppm_v de SO₂.</p>	<p>Fechas de Cumplimiento / Reducción Anual Mínima de Partes por Millón</p> <p>ppm_v en todas las fuentes fijas.</p>
<p>DATOS DE LAS FUENTES FIJAS:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nombre • Domicilio, Calle, Número, Colonia, Municipio o Delegación, Estado, Código Postal • Mapa de distribución de los equipos en las fuentes fijas. • Número de los equipos de combustión existentes por fuente fija y sus emisiones. • Descripción de las acciones realizadas por el sujeto regulado para cumplir con el NMPE de la fuente fija. • Número de equipos de relevo y/o auxiliares y su ubicación de acuerdo al mapa. • Observaciones 	<p>Enero de 2013 / 100 ppm_v</p> <p>1000 ppm_v SO₂</p> <p>Enero de 2014 / 100 ppm_v</p> <p>900 ppm_v SO₂</p> <p>Enero de 2015 / 100 ppm_v</p> <p>800 ppm_v SO₂</p> <p>Enero de 2016 / 100 ppm_v</p> <p>700 ppm_v SO₂</p> <p>Enero de 2017 / 100 ppm_v</p> <p>600 ppm_v SO₂</p>

Tabla 2. Niveles máximos permisibles de emisión de equipos nuevos⁽¹⁾

Valores expresados en unidades de concentración

CAPACIDAD TERMICA NOMINAL DEL EQUIPO GJ/h	TIPO DE COMBUS- TIBLE	HUMO # de mancha	Partículas, mg/m ³			Bióxido de azufre, ppm _v			Oxidos de nitrógeno, ppm _v			Monóxido de carbono, ppm _v		
			ZVM	ZC	RP	ZVM	ZC	RP	ZVM	(2) ZC	RP	ZVM	ZC	RP
Mayor de 0.53 a 5.3 (Mayor de 15 a 150 CC)	Líquido	2	NA	NA	NA	275	1 100	2 200	NA	NA	NA	400	450	500
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	400	450	500
Mayor de 5.3 a 42.4 (Mayor de 150 a 1 200 CC)	Líquido	NA	60	350	450	275	1 100	2 200	190	190	375	400	450	500
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	190	190	375	400	450	500
Mayor de 42.4 a 106 (Mayor de 1 200 a 3 000 CC)	Líquido	NA	60	300	400	275	1 100	2 200	110	110	375	400	450	500
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110	110	375	400	450	500
Mayor de 106 a 530 (Mayor de 3 000 a 15 000 CC)	Sólidos	NA	25	60	150	30	70	700	25	110	375	250	300	350
	Líquidos	NA	30	60	280	30	220	1 100	25	110	375	250	350	350
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	25	110	375	250	300	350
Mayor de 530 GJ/h (más de 15 000 CC)	Sólidos	opacidad	25	50	50	30	110 ⁽⁴⁾	220 ⁽⁵⁾	25	110	220	250	350	350
	Líquidos	máxima 20% ⁽³⁾	30	50	50	30	110 ⁽⁴⁾	220 ⁽⁵⁾	25	110	220	250	300	350
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	25	110	220	250	350	350

NA: No Aplica

(1) Ver nota (1) de la Tabla 1 anterior.

(2) Para NO_x, las ZC listadas en los numerales 4.24.4 a 4.24.7, se consideran como Resto del País.

(3) Equipos mayores de 1 000 GJ/h; opacidad 20% o menos en el 90% de las horas efectivas de operación (ver numeral 4.6).

(4) O una reducción del 95% de las emisiones respecto de la emisión potencial máxima de este contaminante.

(5) O una reducción del 90% de las emisiones respecto de la emisión potencial máxima de este contaminante.

En caso de cumplir los niveles máximos permisibles de emisión, no se requiere el empleo de equipo de control de emisiones.

Tabla 3. Método y frecuencia de medición para la verificación del cumplimiento

CAPACIDAD TERMICA	TIPO DE COMBUSTIBLE	HUMO (como)	Partículas, mg/m ³	Bióxido de azufre, ppm _v	Oxidos de nitrógeno, ppm _v	Monóxido de carbono, ppm _v
----------------------	------------------------	----------------	----------------------------------	--	--	--

ANEXO 1. NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005

Jueves 2 de febrero de 2012

DIARIO OFICIAL

(Primera Sección)

NOMINAL DEL EQUIPO GJ/h		indicador de partículas)				
		NMX-AA-114-1991	NMX-AA-010-2001	Factores de emisión, análisis en chimenea o análisis químicos del combustible.	NOM-098-SEMARNAT Anexo 2 o Método 7e USEPA	NMX-AA-035-1976 o Infrarrojo no dispersivo o celda electro-química
Mayor de 0.53 a 5.3 (Mayor de 15 a 150 CC)	Líquidos	Anual	NA	Anual	NA	Anual
	Gaseoso	Anual	NA	NA	NA	Anual
Mayor de 5.3 a 42.4 (Mayor de 150 a 1 200 CC)	Líquidos	NA	Anual	Anual	Anual	Anual
	Gaseoso	NA	NA	NA	Anual	Anual
Mayor de 42.4 a 106 (Mayor de 1 200 a 3 000 CC)	Líquidos	NA	Anual	Anual	Anual	Anual
	Gaseoso	NA	NA	NA	Anual	Anual
Mayor de 106 a 530 (Mayor de 3 000 a 15 000 CC)	Sólidos y Líquidos	NA	Semestral	Semestral	Semestral	Semestral o determinación de O ₂
	Gaseoso	NA	NA	NA	Semestral	
Mayor de 530 (más de 15 000 CC)	Sólidos y Líquidos	Equipos de 530 a 1,000 GJ/h, Semestral Equipos Nuevos mayores a 1,000 GJ/h Opacidad Semestral	Semestral	Equipos de 530 a 1,000 GJ/h, Semestral con Factores de emisión. Equipos nuevos mayores a 1,000 GJ/h, que usen combustible con más de 1% S: SMCE para SO ₂ , opacidad y O ₂ , Semestral con Análisis en chimenea con NMX-AA-055-1979.	Semestral Equipos mayores de 1000 GJ/h deberán medir con SMCE en ZVM, ZMG y ZMM	Semestral
	Gaseoso	NA	NA	NA		

NA: No Aplica

Tabla 4.- Métodos de medición

Parámetro	Norma o método de referencia	Métodos Equivalentes
Humo	NMX-AA-114-1991 "Contaminación atmosférica - fuentes fijas - Determinación de la densidad del humo en los gases de combustión que fluyen por un conducto o chimenea - Método del número de mancha" publicada en el DOF el 8 de noviembre de 1991 (Indicador de partículas en equipo chico) ASTM D2156-08 Standard Test Method for Smoke Density in Flue Gases from Burning Distillate Fuels (Método de prueba para la densidad	• Número de mancha: 3 muestras.

ANEXO 1. NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005

(Primera Sección)

DIARIO OFICIAL

Jueves 2 de febrero de 2012

	de humo de gases de combustibles destilados).	
	Especificaciones de funcionamiento de SMCE para opacidad (consultar por ejemplo: http://www.epa.gov/ttn/emc/specs/prompspec1.html)	• Opacidad en la pluma.
Partículas ⁽¹⁾	NMX-AA-010-SCFI-2001, Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de la emisión de partículas contenidas en los gases que fluyen por un conducto-Método isocinético, publicada en el DOF del 18 de abril de 2001. USEPA Method 5- Determination of particulate matter emissions from stationary sources (Determinación de la emisión de partículas provenientes de fuentes fijas) http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/m-05.pdf	• Método isocinético: Promedio de 2 corridas, con determinación de O ₂ .
Oxidos de nitrógeno	Determinación de emisiones de NO _x de fuentes fijas (consultar por ejemplo Método 7e (instrumental) de la USEPA: http://www.epa.gov/ttn/emc/methods/method7e.html). NOM-098-SEMARNAT-2002, Protección ambiental-Incineración de residuos, especificaciones de operación y límites de emisión de contaminantes. Anexo 2 Determinación de emisiones de óxidos de nitrógeno en fuentes fijas (procedimiento de análisis instrumental) publicada en el DOF del 1 de octubre de 2004.	• Quimioluminiscencia. • Ultravioleta no dispersivo: Muestras de por lo menos 1h en condiciones normales de operación, con determinación de O ₂ . • Conditional Test Method 030 - Determination of Nitrogen Oxides, Carbon Monoxide, and Oxygen Emissions from Natural Gas-Fired Engines, Boilers and Process Heaters Using Portable Analyzer (Determinación de emisiones de óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono y oxígeno, de motores de gas y calentadores de proceso que utilizan analizador portátil) y 034 Test Method - Determination of Oxygen, Carbon Monoxide and Oxides of Nitrogen from Stationary Sources for periodic monitoring - portable electrochemical analyzer procedure- (Determinación de oxígeno, monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno para fuentes fijas para monitoreo periódico-procedimiento de analizador electroquímico portátil) de la USEPA.
CO ₂ , O ₂ CO	NMX-AA-035-1976, Determinación de CO ₂ , CO y O ₂ en los gases de combustión, publicada en el DOF el 10 de junio de 1976. Método 10 USEPA: ver numeral 10. Bibliografía. NOM-098-SEMARNAT-2002, Protección ambiental-Incineración de residuos, especificaciones de operación y límites de emisión de contaminantes. Anexo 1 Especificaciones y procedimientos de prueba para sistemas de monitoreo continuo de emisiones (SMCE) de monóxido de carbono.	• Fyrite u Orsat: Prom. de 3 lecturas en 1 hora de CO y O ₂ . • Infrarrojo no dispersivo o celda electroquímica.
Oxígeno	En equipos mayores de 1 000 GJ/h, la medición con propósitos de control de la operación debe realizarse de manera continua, con registro gráfico o electrónico como mínimo.	• Método magnetodinámico o celda paramagnética o de Zr.
SO ₂	Estimación a través de factores de emisión o balance de masas. NMX-AA-055-1979, Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de dióxido de azufre en gases que fluyen por un conducto, DOF de 6 de septiembre de 1979. NMX-AA-056-1980 "Contaminación atmosférica- fuentes fijas-Determinación de dióxido de Azufre y neblinas de ácido sulfúrico en los gases que fluyen por un conducto" publicada en el Diario Oficial de la Federación el 17 de junio de 1980. Determinación de SO ₂ por métodos instrumentales (consultar por ejemplo Método 6c de la USEPA para SO ₂ : http://www.epa.gov/ttn/emc/methods/method6c.html). Especificaciones de funcionamiento de SMCE para SO ₂ y NO _x (consultar por ejemplo http://www.epa.gov/ttn/emc/specs/prompspec2.html).	• Equipos menores de 1000 GJ/h. • Via húmeda (torino). • Método 6 y 8 de la USEPA. • UV o infrarrojo no dispersivo o fluorescente. • Equipo mayor de 1000 GJ/h: SMCE
Flujo de gases en chimenea	NMX-AA-009/1993-SCFI, Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de flujo de gases en un conducto por medio del Tubo de Pitot, DOF de 27 de diciembre de 1993.	• Método de tubo de Pitot.
Humedad de gases	NMX-AA-054-1978, Contaminación atmosférica-Determinación del contenido de humedad en los gases que fluyen por un conducto-Método gravimétrico, DOF de 2 de agosto de 1978. USEPA Method 4 "Determination of moisture content in stack gases" (determinación de humedad de los gases de chimenea).	• Método gravimétrico.

NOTA:

(1) Para el caso de Partículas el valor resultante de la medición de este contaminante será el promediado de al menos 2 corridas.

Tabla 5. Propiedades de combustibles convencionales

Combustible	Poder calorífico MJ/kg	Peso específico kg/l	Componentes principales (%)			FE _{SO2} g/kg	F _d m ³ /GJ
			S	N	Agua		
Gas natural	52	-	-	-	-	≈ 0	326

ANEXO 1. NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005

Jueves 2 de febrero de 2012

DIARIO OFICIAL

(Primera Sección)

Gas L.P.	48+	0.504 ⁽²⁾ 0.580 ⁽²⁾	0.014 ⁽²⁾	-	-	≈ 0	313
Diesel Industrial	48	-	0.05 0.5 ⁽¹⁾	-(1)	0.05 ⁽¹⁾	1	339
Gasóleo Doméstico	42	0.905 ⁽²⁾ 0.911 ⁽²⁾	0.05 ⁽¹⁾	-(1)	0.5 ⁽²⁾	-	339
Combustóleo pesado	42	1.000 ⁽²⁾	4.0 ⁽¹⁾	Informar(1)	1.0 ⁽¹⁾	80	339
Combustóleo ligero	43	0.966 ⁽²⁾	2.0 4.0 ⁽¹⁾	-	1.0 ⁽¹⁾	40	331
Carbón mineral	Varía	-	-	-	-	-	335
Coque de petróleo	31	-	7.0 6.5 ⁽²⁾	-	15 ⁽²⁾	140	335

F_d: Volumen de productos de la combustión por GJ de energía en el combustible, m³/GJ, en condiciones de referencia: base seca, 25 °C, 1 Atm y 5% de O₂.

FESO₂: Factor de emisión de SO₂ del combustible, g/kg.

(1) NOM-086.

(2) Hoja Técnica de Especificaciones de Pemex-Refinación.

Tabla 6. Equivalencias

Unidad o parámetro		=
MJ	Megajoule	10 ⁶ J
GJ	Gigajoule	1 000 MJ
MJ	Megajoule	239 kcal
MJ	Megajoule	0.277 kWh
Cal	Caloría	4.187 J
kWh	kilowatt hora	3.6 MJ
MJ/h	Megajoule/hora	948.4127 Btu
Btu	Unidad Térmica Británica	0.252 kcal
CC	Caballo caldera	35.3 MJ/h
CC	Caballo caldera	9.8055 kWh
Atm	Atmósfera (760 mmHg)	101 325 pascal (Pa)
lb/MBtu	libra por millón de Btu	429 g/GJ
1 ppm _v	de SO ₂ (bióxido de azufre, a 25°C y 1 Atm)	2.62 mg/m ³
1 ppm _v	de NO _x (óxidos de nitrógeno, a 25°C y 1 Atm)	1.88 mg/m ³
1 ppm _v	de CO (monóxido de carbono, a 25°C y 1 Atm)	1.14 mg/m ³

MANUAL DE PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS INSTITUCIONALES EN MATERIA DE OBRAS PÚBLICAS Y SERVICIOS RELACIONADOS CON LAS MISMAS



PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO INSTITUCIONAL PARA DESARROLLO DE INGENIERÍA

CLAVE: 800-18000-PAI-04

JULIO DE 2008

SI LOS SELLOS EN ESTE DOCUMENTO NO ESTÁN EN ORIGINAL, NO ES UN DOCUMENTO CONTROLADO



ANEXO 3. FORMATO DE HOJAS DE INSPECCIÓN

PLAN DE INSPECCIÓN DE EQUIPO POR PEMEX		PEDIDO Y/O CONTRATO: ROPLOXXXXXXX PROVEEDOR Y/O CONTRATISTA: SULZER/ICA FLUOR TIPO DE EQUIPO: PRINCIPAL SITIO FABRICACIÓN: NACIONAL																																								
Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos Gerencia de Calidad, Seguridad Industrial y Protección Protección																																										
PROYECTO/CONTRATO: G0XXXXXX/PLANTAS DESULFURADORAS DE GASOLINA CATALÍTICA		REFINERÍA: MADERO UNIDAD: ULSG 1 EQUIPO: MEBA-201 F/G/H BOMBAS AGUA ENFRIAMIENTO																																								
NO.	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	DOCUMENTOS DE REFERENCIA						1	2	3					4					5				6	7	8					SUPERVISOR GCSPA:											
		I	II	III	IV	V	VI	IVD	Q	EM	EY	E	H	D	I	M	LP	PM	U	RK	LF	MB	LC	LM	LQ	ME	AD	GC	RO	RM	I	DP	FECHA									
3.6	APROBACIÓN DE LOS PARAMETROS OPERATIVOS Y CURVAS DE DESMEPEÑO, RESULTANTES DE LA PRUEBA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA.		X	X	X	X																						X	X		X			100% FABRICACIÓN								
3.7	INSPECCIÓN DE LA EJECUCIÓN Y RESULTADOS DE LA PRUEBA DE LA CARGA NETA POSITIVA DE SUCCIÓN REQUERIDA (NPSHR), EN EL BANCO DE PRUEBAS DEL FABRICANTE DE LA BOMBA.		X	X	X	X	X																				X	X	X		X			100% FABRICACIÓN								
3.8	REVISIÓN DEL ALCANCE E INTEGRACIÓN DEL DOSSIER DE CALIDAD, DE ACUERDO AL ANEXO 17 CONTRACTUAL Y AL APENDICE "L", DEL ANSI/API STD. 610.		X	X	X	X																					X	X	X					100% FABRICACIÓN								
3.9	INSPECCIÓN FINAL DE RECUBRIMIENTO EXTERNO		X	X	X	X	X																		X			X	X					100% FABRICACIÓN								
3.10	REVISIÓN DE LAS ESPECIFICACIONES, PRUEBAS DIELECTRICAS, DE FUNCIONAMIENTO Y DE DESEMPEÑO DEL MOTOR ELÉCTRICO DE LA BOMBA.		X	X	X	X																					X	X		X				INTEGRACIÓN SKID CON MOTO-BOMBA Y AUXILIARES								
3.11	REVISIÓN Y PRUEBAS DEL PLAN DE ENFRIAMIENTO DE LOS SELLOS DE LA BOMBA.		X	X	X	X																					X	X		X				INTEGRACIÓN SKID CON MOTO-BOMBA Y AUXILIARES								
3.12	REVISIÓN Y PRUEBAS AL SISTEMA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO DE LAS CHUMACERAS Y/O PRENSAESTOPAS DE LA BOMBA.		X	X	X	X																					X	X		X				INTEGRACIÓN SKID CON MOTO-BOMBA Y AUXILIARES								
3.13	REVISIÓN Y PRUEBAS AL SISTEMA DE ACEITE DE LUBRICACIÓN DE LA BOMBA.		X	X	X	X																					X	X		X				INTEGRACIÓN SKID CON MOTO-BOMBA Y AUXILIARES								
4.1	INSPECCIÓN FINAL DE LA BOMBA Y SUS SISTEMAS AUXILIARES, MONTADOS EN SU SKID Y SU CALIDAD DE EMBARQUE.		X	X	X	X	X																				X	X						INTEGRACIÓN SKID CON MOTO-BOMBA Y AUXILIARES								
4.20	PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DE LA UNIDAD COMPLETA		X	X	X	X	X																				X	X			X			INTEGRACIÓN SKID CON MOTO-BOMBA Y AUXILIARES								
CLAVES															INFORMACIÓN RECIBIDA:																											
I PEDIDO O CONTRATO II PLANOS Y DIBUJOS III ESPECIFICACIONES DE PEMEX IV CODIGOS Y NORMAS V PLAN DE CALIDAD CONTRATISTA VI ALCANCE DEFINIDO EN CEDULA DE HITOS (Anexo 15 incluye su Anexo 1)			H DUREZA D DOBLEZ I IMPACTO M METALOGRAFÍA			4 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS LP LIQUIDOS PENETRANTES PM PARTICULAS MAGNÉTICAS U ULTRASONIDO RK RADIOGRAFÍA LF LIQUIDOS PENETRANTES FLUORECENTES			5 PREPARACIÓN SUPERFICIES MB METAL BLANCO LC LIMPIEZA COMERCIAL LM LIMPIEZA MECÁNICA LQ LIMPIEZA QUIMICA			N NOTIFICACIÓN C CERTIFICADOS A ATESTIGUAMIENTO			6 ME - MEDICIÓN DE ESPESORES 7 AD - ADHERENCIA COMPONENTES (*) a)) b)) c)) d)) e)) f)) g)) h)) (*) SEGÚN SE REQUIERA			8 SUPERVISIÓN PEMEX GC GCSPA RO PERSONAL RESIDENCIA DE OBRA RM PERSONAL REFINERÍA MADERO I INGENIERÍA DP DIRECCION PROYECTO Ó PROCURA			<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>ORDEN DE COMPRA</td> <td></td> <td>X</td> <td rowspan="5" style="font-size: small;"> Información disponible para el Equipo de Proyecto, en el Servidor PEMEX: http://guba2.dcidp.pemex.com/Paginas/Default.aspx </td> </tr> <tr> <td>HOJAS DE DATOS</td> <td></td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>DIBUJO PRINCIPALES</td> <td></td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>PLANOS APROBADOS</td> <td></td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>PROGRAMAS DE FABRICACION</td> <td></td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>PLAN DE INSPECCION</td> <td></td> <td>X</td> </tr> </table>			ORDEN DE COMPRA		X	Información disponible para el Equipo de Proyecto, en el Servidor PEMEX: http://guba2.dcidp.pemex.com/Paginas/Default.aspx	HOJAS DE DATOS		X	DIBUJO PRINCIPALES		X	PLANOS APROBADOS		X	PROGRAMAS DE FABRICACION		X	PLAN DE INSPECCION		X
ORDEN DE COMPRA		X	Información disponible para el Equipo de Proyecto, en el Servidor PEMEX: http://guba2.dcidp.pemex.com/Paginas/Default.aspx																																							
HOJAS DE DATOS		X																																								
DIBUJO PRINCIPALES		X																																								
PLANOS APROBADOS		X																																								
PROGRAMAS DE FABRICACION		X																																								
PLAN DE INSPECCION		X																																								
OBSERVACIONES:																																										
ELABORÓ: JIBM FECHA: 19/05/2010															APROBÓ: RRS FECHA: 19/05/2010																											

ANEXO 3. FORMATO DE HOJAS DE INSPECCIÓN

PLAN DE INSPECCIÓN DE EQUIPO POR PEMEX		PEDIDO Y/O CONTRATO: ROPLOXXXXXX PROVEEDOR Y/O CONTRATISTA: SULZER/ICA FLUOR TIPO DE EQUIPO: PRINCIPAL SITIO FABRICACIÓN: NACIONAL																																																			
Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos Gerencia de Calidad, Seguridad Industrial y Protección Protección																																																					
PROYECTO/CONTRATO: XXXXXX /PLANTAS DESULFURADORAS DE GASOLINA CATALITICA		REFINERIA: MADERO	UNIDAD: ULSG 2	EQUIPO: GA-7202/S BOMBAS CIRCULACIÓN REBOILER																																																	
NO.	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	DOCUMENTOS DE REFERENCIA		1			2			3					4					5				6		7		8					SUPERVISOR GCSIPA:																				
		I	II	III	IV	V	VI	IVD	Q	EM	EY	E	H	D	I	M	LP	PM	U	RX	LF	MB	LC	LM	LQ	ME	AD	GC	RO	RM	I	DP		FECHA																			
3.6	APROBACIÓN DE LOS PARAMETROS OPERATIVOS Y CURVAS DE DESEMPEÑO, RESULTANTES DE LA PRUEBA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA.		X	X	X	X																							X	X		X			100% FABRICACIÓN																		
3.7	INSPECCIÓN DE LA EJECUCIÓN Y RESULTADOS DE LA PRUEBA DE LA CARGA NETA POSITIVA DE SUCCIÓN REQUERIDA (NPSHR), EN EL BANCO DE PRUEBAS DEL FABRICANTE DE LA BOMBA.		X	X	X	X		X																				X	X	X		X			100% FABRICACIÓN																		
3.8	REVISIÓN DEL ALCANCE E INTEGRACIÓN DEL DOSSIER DE CALIDAD, DE ACUERDO AL ANEXO 17 CONTRACTUAL Y AL APENDICE "L", DEL ANSI/API STD. 610.		X	X	X	X																						X	X	X					100% FABRICACIÓN																		
3.9	INSPECCIÓN FINAL DE RECUBRIMIENTO EXTERNO		X	X	X	X		X																	X				X	X					100% FABRICACIÓN																		
3.10	REVISIÓN DE LAS ESPECIFICACIONES, PRUEBAS DIELECTRICAS, DE FUNCIONAMIENTO Y DE DESEMPEÑO DEL MOTOR ELÉCTRICO DE LA BOMBA.		X	X	X	X																						X	X		X				INTEGRACIÓN SKID CON MOTO-BOMBA Y AUXILIARES																		
3.11	REVISIÓN Y PRUEBAS DEL PLAN DE ENFRIAMIENTO DE LOS SELLOS DE LA BOMBA.		X	X	X	X																						X	X		X				INTEGRACIÓN SKID CON MOTO-BOMBA Y AUXILIARES																		
3.12	REVISIÓN Y PRUEBAS AL SISTEMA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO DE LAS CHUMACERAS Y/O PRENSAESTOPAS DE LA BOMBA.		X	X	X	X																						X	X		X				INTEGRACIÓN SKID CON MOTO-BOMBA Y AUXILIARES																		
3.13	REVISIÓN Y PRUEBAS AL SISTEMA DE ACEITE DE LUBRICACIÓN DE LA BOMBA.		X	X	X	X																						X	X		X				INTEGRACIÓN SKID CON MOTO-BOMBA Y AUXILIARES																		
4.1	INSPECCIÓN FINAL DE LA BOMBA Y SUS SISTEMAS AUXILIARES, MONTADOS EN SU SKID Y SU CALIDAD DE ENBARQUE.		X	X	X	X		X																				X	X						INTEGRACIÓN SKID CON MOTO-BOMBA Y AUXILIARES																		
4.20	PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DE LA UNIDAD COMPLETA		X	X	X	X		X																				X	X			X			INTEGRACIÓN SKID CON MOTO-BOMBA Y AUXILIARES																		
CLAVES															INFORMACIÓN REQUERIDA:																																						
I PEDIDO O CONTRATO II PLANOS Y DIBUJOS III ESPECIFICACIONES DE PEMEX IV CODIGOS Y NORMAS V PLAN DE CALIDAD CONTRATISTA VI ALCANCE DEFINIDO EN CEDULA DE HITOS (Anexo 15 incluye su Anexo 1) 1 IVD INSP. VISUAL Y DIMENSIONAL 2 Q - ANALISIS QUIMICOS 3 PROPIEDADES MECANICAS EM ESFUERZO MÁXIMO EY ESFUERZO A LA CEDENCIA E ALARGAMIENTO					H DUREZA D DOBLEZ I IMPACTO M METALOGRAFÍA					5 PREPARACIÓN SUPERFICIES MB METALBLANCO LC LIMPIEZA COMERCIAL LM LIMPIEZA MECÁNICA LQ LIMPIEZA QUIMICA					N NOTIFICACIÓN C CERTIFICADOS A ATESTIGUAMIENTO					4 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS LP LIQUIDOS PENETRANTES PM PARTICULAS MAGNÉTICAS U ULTRASONIDO RX RADIOGRAFÍA LF LIQUIDOS PENETRANTES FLUORESCENTES					6 ME - MEDICIÓN DE ESPESORES 7 AD - ADHERENCIA COMPONENTES (*) a)) b)) c)) d)) (*) SEGÚN SE REQUIERA					8 SUPERVISIÓN PEMEX GC GCSIPA RO PERSONAL RESIDENCIA DE OBRA RM PERSONAL REFINERÍA MADERO I INGENIERÍA DP DIRECCION PROYECTO Ó PROCURA					<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; font-size: x-small;"> <tr> <td>ORDEN DE COMPRA</td> <td style="text-align: center;">X</td> <td rowspan="5" style="font-size: x-small; vertical-align: top;"> Información disponible para el Equipo de Proyecto, en el Servidor PEMEX: http://guba2.dcidp.pemex.com/Paginas/Default.aspx </td> </tr> <tr> <td>HORA DE DATOS</td> <td style="text-align: center;">X</td> </tr> <tr> <td>DIBUJOS PRINCIPALES</td> <td style="text-align: center;">X</td> </tr> <tr> <td>PLANOS APROBADOS</td> <td style="text-align: center;">X</td> </tr> <tr> <td>PROGRAMAS DE FABRICACION</td> <td style="text-align: center;">X</td> </tr> <tr> <td>PLAN DE INSPECCION</td> <td style="text-align: center;">X</td> <td></td> </tr> </table>					ORDEN DE COMPRA	X	Información disponible para el Equipo de Proyecto, en el Servidor PEMEX: http://guba2.dcidp.pemex.com/Paginas/Default.aspx	HORA DE DATOS	X	DIBUJOS PRINCIPALES	X	PLANOS APROBADOS	X	PROGRAMAS DE FABRICACION	X	PLAN DE INSPECCION	X	
ORDEN DE COMPRA	X	Información disponible para el Equipo de Proyecto, en el Servidor PEMEX: http://guba2.dcidp.pemex.com/Paginas/Default.aspx																																																			
HORA DE DATOS	X																																																				
DIBUJOS PRINCIPALES	X																																																				
PLANOS APROBADOS	X																																																				
PROGRAMAS DE FABRICACION	X																																																				
PLAN DE INSPECCION	X																																																				
ELABORÓ: JLBM FECHA: 19/05/2011															APROBÓ: RHS FECHA: 19/05/2011																																						
OBSERVACIONES:																																																					



PEMEX REFINACIÓN

DIRECCIÓN CORPORATIVA DE INGENIERÍA Y DESARROLLO DE PROYECTOS
SUBDIRECCIÓN DE OPERACIONES DE PROYECTOS
GERENCIA DE CONCURSOS Y CONTRATOS

ACTA CORRESPONDIENTE AL ACTO DE PRESENTACIÓN Y APERTURA DE PROPOSICIONES
LICITACIÓN PÚBLICA INTERNACIONAL N° 18572039-001-09

"DESARROLLO DE LA INGENIERÍA, PROCURA Y CONSTRUCCIÓN DE LAS PLANTAS DESULFURADORAS DE GASOLINA CATALÍTICA, UNIDADES REGENERADORAS DE AMINA, INSTALACIONES COMPLEMENTARIAS, INSTALACIONES DE SERVICIOS AUXILIARES Y SU INTEGRACIÓN EN LAS REFINERÍAS HECTOR R. LARA SOSA EN CADEREYTA, NUEVO LEON Y FRANCISCO I. MADERO EN CD. MADERO, TAMAULIPAS."

En la Ciudad de México, D.F., siendo las 10:00 horas del día 20 de julio de 2009, en la sala de juntas de la Gerencia de Concursos y Contratos, ubicada en Poniente 134 N° 1127, colonia San Bartolo Atepehuacan, Delegación Gustavo A. Madero, de esta ciudad, se reunieron los servidores públicos, licitantes así como las personas cuyos nombres y firmas aparecen al final de la presente acta, con objeto de celebrar de conformidad con el artículo 37 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y lo previsto en el numeral 14 de la Sección I, de las bases de licitación, el acto de presentación y apertura de proposiciones de la licitación al rubro citada, mismo que fue presidido por el Ing. Celerino Cruz García, en su carácter de Gerente de Concursos y Contratos de la Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos.

Se procedió a verificar la información contenida en el sistema Compranet, constatándose que no fueron recibidas proposiciones por medios remotos de comunicación electrónica.

Enseguida se recibieron las proposiciones presentadas por escrito en este acto.

Con relación a la proposición que presenta el licitante ARB ARENDAL,S. DE R.L. DE C.V. Y ABB S.P.A. (EN ASOCIACIÓN) el Servidor Público que preside este acto, se abstiene de recibir dicha proposición, con fundamento en la Fracción VII del Artículo 51 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas que a la letra dice:

Artículo 51.- Las dependencias y entidades se abstendrán de recibir propuestas o celebrar contrato alguno en las materias a que se refiere esta Ley, con las personas siguientes:

- I. ...
- II. ...
- III. ...
- IV. ...
- V. ...
- VI. ...
- VII. ...

El escrito representante del Consorcio ABB SpA y ARB ARENDAL S DE RL DE CV manifiesta que quedan bajo custodia de PEMEX siete copias debidamente selladas y firmadas que incluyen nuestra propuesta para los trabajos de este rubro. procedido

La propuesta de ABB SpA no se puede quedar en custodia

Las que pretendan participar en un procedimiento de contratación y previamente, hayan realizado o se encuentren realizando por sí o a través de empresas que formen parte del mismo grupo empresarial, en virtud de otro contrato, trabajos de dirección, coordinación y control de obra; preparación de especificaciones de construcción; presupuesto de los trabajos; selección o aprobación de materiales, equipos y procesos;

Lo anterior por las siguientes razones:

[Handwritten signatures and notes]

GLOSARIO

Amina	Las aminas son derivados del amoniaco, el amoniaco está compuesto por un átomo de nitrógeno a tres de hidrógeno y cada vez que es sustituido un hidrógeno por cualquier otro compuesto es clasificado de distinta manera; si un átomo de hidrógeno es cambiado por otro diferente, el amoniaco se convertirá en una amina primaria y si son dos átomos de hidrógeno entonces será una amina secundaria y en caso que sean los tres será una amina terciaria. Los aminoácidos son las unidades constituyentes de las proteínas. Los aminoácidos están compuestos de un grupo carboxilo (-COOH) "Carbo" Carbono y "Oxilo" de hidrógeno y oxígeno, y un grupo amino (-NH ₂) "Amino" de nitrógeno e hidrógeno. Aminoácido viene de "Amino" por el nitrógeno y el hidrógeno y "Ácido" por el radical carboxilo característico de los ácidos (-COOH).
Contratista	Persona física o moral que celebra contratos con la empresa Petróleos Mexicanos para la ejecución de obras públicas o de servicios relacionados con la misma.
Coquización	Un proceso de desintegración térmica para romper las moléculas grandes en otras más pequeñas con la generación de coque de petróleo.
DCIDP	Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos.
Efluente	Líquido que procede de una planta industrial.
Equipo Crítico	Son los equipos identificados en el control como equipo que por sus prácticas requiere de un seguimiento de fabricación especial.
Expediente de Calidad	Son los registros y/o documentos que indican el grado de cumplimiento con los requerimientos del contrato.
Fabricante	Empresa seleccionada por el contratista que manufactura los materiales necesarios para la ejecución del contrato.
Fluctuación	Variación en la intensidad o cualidad de algo.

Materiales	Significa la totalidad o cualquier parte de los insumos, materiales, maquinaria, catalizadores, accesorios, ductos, tubería, recipientes, instalaciones, instrumentos de control y bloqueo, instrumentos, refacciones y cualesquiera otros artículos tangibles, incluyendo todos los componentes y accesorios de los mismos, que serán proporcionados por el contratista, identificados en la cédula de valores del contrato en la fase de PROCURA.
Nafta	Mezcla de hidrocarburos líquidos; se obtiene por destilación directa del petróleo. Se usa como combustible y en la fabricación de barnices, lacas y esmaltes.
Octano	Líquido combustible que es un hidrocarburo saturado obtenido del petróleo y que se utiliza en la preparación de gasolina para conseguir que aumente el tiempo de explosión de un motor: una molécula de octano tiene 8 átomos de carbono y 18 de hidrógeno.
Programa de Inspección y Pruebas	Documento donde se especifican las fechas de realización de las inspecciones y pruebas establecidas en el contrato de obra.
Proveedor	Persona moral o física seleccionada por el contratista para el suministro de los materiales requeridos en el contrato de obra.
Refacciones	Partes de repuesto especificadas en el contrato de obra que se entregaran a la empresa Petróleos Mexicanos.
Supervisión de PROCURA	Personal designado para realizar el seguimiento y revisión de las actividades para la adquisición de los materiales y en su caso aprobar la documentación para el pago, de acuerdo a lo establecido en el contrato de obra, para la fase de PROCURA.