



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

**“Desarrollo del Procedimiento de Cálculo para la
Cuantificación de toneladas de CO₂ de Gases de
Desecho Recuperados y su Equivalente Económico
de acuerdo a Mecanismos de Desarrollo Limpio
(MDL)”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA QUÍMICA

P R E S E N T A:

MA. LUISA SANTIAGO ATILANO



MÉXICO, D.F. 2010



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Profesor: M. JOSÉ ANTONIO ORTIZ RAMÍREZ

Vocal: Profesor: ING. JOSE AGUSTIN TEXTA MENA

Secretario: Profesor: DR. JOSÉ FERNANDO BARRAGÁN AROCHE

1^{er} Suplente: Profesor: ING. ELISA FABILA MONTOYA

2^{do} Suplente: Profesor: ING. VICENTE ROSAS GÓMEZ

LUGAR DONDE SE REALIZO LA TESIS:

Torre de Ingeniería, UNAM

Asesor del Tema:

DR. JOSÉ FERNANDO BARRAGÁN AROCHE

Supervisor Técnico:

ING. GUILLERMO GARZA PUIG

Sustentante:

MA. LUISA SANTIAGO ATILANO

DEDICATORIA

A dios sin duda

Para mis padres: Bertha y Gerardo

Para mis hermanos: Jorge Luis, Gabriela y Erick

Para mis mejores amigos: Marú, Fer, George, Paco y Ro

Para los que se han marchado y los que aún no han llegado...

Y por supuesto, sin olvidar; a todos mis compañeros de la Facultad.

Gracias por compartir y haber sufrido conmigo este momento; pero sobre todo porque nunca dejaron de creer en mí y continuaron impulsándome para realizar el proyecto de mí vida académica. Gracias por su sacrificio, amor y sobre todo paciencia en todo instante.

AGRADECIMIENTOS

Al jurado asignado por su atención y comentarios; y por supuesto al Dr. Barragán por darme la oportunidad de colaborar en su equipo de trabajo.

A los ingenieros Ma. Aurelia Flores, Humberto Olivares, Luis Mendiola y sobre todo al Ing. Guillermo Garza Puig por sus comentarios e insistencia para la realización de esta tesis y antes que nada por su confianza durante todo este tiempo.

ÍNDICE

Página

Objetivos	1
Introducción	2
Capítulo 1. Protocolo de Kioto y Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL)	
1.1 Protocolo de Kioto	
1.1.1 Establecimiento del Protocolo de Kioto	8
1.1.2 Mecanismos Flexibles del Protocolo de Kioto	11
1.2 Mecanismos de Desarrollo Limpio	
1.2.1 ¿Qué es un MDL?	13
1.2.2 Según el Protocolo de Kioto, ¿Cuáles son las bases?	18
1.2.3 Mercado de bonos de carbono	20
Capítulo 2. Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) en PEMEX	
2.1 SEMARNAT y el Protocolo de Kioto	26
2.2 Implementación de MDL en PEMEX	29
2.3 Industria Limpia	31
Capítulo 3. Caso de Estudio	
3.1 Planteamiento del Problema	33
3.2 Características de las corrientes propuestas	39
3.3 Diagrama de Análisis de Recuperación (Balance de Materia)	43
3.4 Cálculo de Poder Calorífico de las corrientes propuestas	48
3.5 Cálculo de Recuperación Másica (ton CO ₂) de las corrientes propuestas	55
3.6 Cálculo del Valor Económico de las corrientes propuestas	73

Capítulo 4. Análisis de Resultados	80
Conclusiones	89
Referencias	93
Anexos	
Anexo I. Países Ratificados en el Protocolo de Kioto	95
Anexo II. Diagrama de Balance del Sistema de Desfogue Actual, Sector de Hidrodesulfuración (A-001)	97
Anexo III. Diagrama de Flujo de Proceso. Recuperación de Gas, Sector de Hidrodesulfuración (A-002)	99
Anexo IV. Simulación en Hysys de la corriente 6 de Nafta líquida	100
Anexo V. Factor de Emisión de GEI estándar por combustión, por tipo de energético	105
Anexo VI. ECX CER Contratos Futuros	108
Anexo VII. Tipo de cambio de divisas de acuerdo al Banco de México	120
Anexo VIII. Hoja de datos de Condensador de Naftas (CH-101)	121
Anexo IX. Hoja de datos del Tanque de Balance (TV-101)	122
Anexo X. Hoja de datos de la Bomba de Naftas (GA-102A/B)	123

ABREVIATURAS

AC	Aplicación Conjunta
AND	Autoridad Nacional Designada
BANCOMEXT	Banco Nacional de Comercio Exterior
BANXICO	Banco de México
BEI	Banco Europeo de Inversiones
BJCI	Banco Japonés para la Cooperación Internacional
CICC	Comisión Intersecretarial de Cambio Climático
CIE	Comercio Internacional de Emisiones
CIL	Certificados de Industria Limpia
CIN	Comité Intergubernamental de Negociación
CMM	Centro Mario Molina
CMNUCC	Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático
CNUMAD	Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo
CO _{2e}	Dióxido de Carbono Equivalente
COMEGEI	Comité Mexicano para Proyectos de Reducción y Captura de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CP	Conferencia de las Partes
CRE	Certificado de Reducción de Emisiones (CER, en inglés)
DDP	Documento de Diseño del Proyecto (PDD por sus siglas en inglés)
EOD	Entidad Operacional Designada (DOE, por sus siglas en inglés)
ERU	Unidades de Reducción de Emisiones (ERU, por sus siglas en inglés)
EU ETS	Sistema de Comercio Europeo (ETS, por sus siglas en inglés)
EUA	EU Asignados
ECX	Intercambio Climático Europeo (ECX, por sus siglas en inglés)
FOMECAR	Fondo Mexicano de Carbono
GEI	Gases de Efecto Invernadero
IIE	Índice de Intensidad Energética

IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
KfW	Banco de Desarrollo Alemán
LyFC	Luz y Fuerza del Centro
MAA	Montos Asignados Anualmente
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
Mm ³	Miles de metros cúbicos
NIP	Notas de Idea de Proyectos (PIN por sus siglas en inglés)
PCG	Poder de Calentamiento Global
PECC	Programa Especial de Cambio Climático
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PICC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
PROFEPA	Procuraduría Federal de Protección al Ambiente
RMU	Unidades de Remoción de Emisiones (RMU, por sus siglas en inglés)
SEMARNAT	Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
tCO _{2e}	Toneladas de CO ₂ equivalentes
VNE	Valor Monetario por emisiones No Emitidas
VRE _{G.C}	Valor por la Recuperación Económica en Gas Combustible
VRE _{H2}	Valor por la Recuperación Económica en Hidrógeno
VRE _{Naftas}	Valor por la Recuperación Económica en Naftas

OBJETIVOS

El principal objetivo es desarrollar el procedimiento de cálculo para la cuantificación de toneladas de CO₂ no emitidas a la atmósfera, para así determinar la ganancia económica por la venta de bonos de carbono al evitar la quema de hidrocarburos gaseosos en una refinería de PEMEX.

Cuyas ventajas adicionales a los ingresos económicos por la venta de bonos de carbono son:

- El ahorro económico por la reutilización de las corrientes que antes eran destinadas a desfogue, ya que las corrientes pueden enviarse a líneas de proceso o de servicios auxiliares de equipos y plantas existentes dentro de la misma refinería.
- El aumento de la eficiencia energética, planteando los posibles aspectos para que la refinería mejore su Índice de Intensidad Energética o mejor conocido como Índice Solomon.
- Disminución de vapor utilizado en el quemador elevado QE-101; al disminuir el flujo de hidrocarburos quemados y por lo tanto ahorro monetario.
- Adquirir Certificados de Industria Limpia.

INTRODUCCIÓN

La industrialización a nivel mundial está provocando una acumulación de gases que ocasionan cambios significativos en la temperatura atmosférica, a éstos gases se les conoce como Gases de Efecto Invernadero (GEI), el incremento en las emisiones ha provocado el calentamiento global del planeta que afecta el sistema climático mundial, especialmente a los países más vulnerables a desastres naturales y eventos extremos. Por lo tanto es necesario desarrollar, esfuerzos dirigidos hacia la reducción de estas emisiones.

Por esta razón los países miembros de las Naciones Unidas, suscribieron en 1992, la Convención Marco de Cambio Climático estableciendo metas de reducción de emisiones de GEI para países industrializados, conocidos como países "Anexo I", las cuales consisten en regresar para el año 2000 a los niveles de 1990; sin embargo en 1995 se concluyó que esta meta no se alcanzaría, así que para 1997 las Partes acuerdan establecer una enmienda: "Protocolo de Kioto", donde se establece la cuantificación, limitación y reducción de emisiones de GEI para los países desarrollados cuyo objetivo es la reducción de GEI a no menos de un 5% del año 1990 para cumplir con el primer período de compromiso del 2008-2012.

A nivel internacional, México ha demostrado un fuerte compromiso para impulsar acciones globales para reducir las emisiones de GEI.

México ocupa el puesto número 13 a nivel mundial por las emisiones totales de GEI y es el segundo emisor más grande de América Latina después de Brasil, sin embargo las emisiones de GEI de México provenientes del consumo de energía son superiores a las de Brasil y Sudáfrica pero menores a las de China o India.

Como país "no-Anexo I", México no está obligado a limitar o reducir sus emisiones de GEI según el Protocolo de Kioto, pero el país se ha comprometido a reducir sus emisiones voluntariamente.

En el año 2008, con la finalidad de participar en los esfuerzos internacionales para combatir los problemas ambientales, en nuestro país se establecieron dos importantes decretos en materia energética: "Ley de Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética" y "La Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía".¹

PEMEX junto con la Secretaría de Energía, Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) y la extinta Luz y Fuerza del Centro (LyFC) participaron en la elaboración del capítulo relativo al Sector Energía del Programa Especial de Cambio Climático (PECC) de dichos decretos.¹

Desde 1999, PEMEX ha reconocido públicamente los problemas sobre el cambio climático y la importancia del consumo de combustibles fósiles, razón que lo lleva a tomar medidas de prevención dentro de sus organismos para disminuir sus emisiones de GEI.

Las opciones recomendadas como alternativa de mitigación de las emisiones de GEI por parte de PEMEX están en aumentar la eficiencia en el proceso de combustión, que incluye conversión energética y uso de la tecnología; cogeneración, aprovechamiento de metano y reducción de quema de gas.

Por lo anterior el trabajo de tesis se centra en la reducción de quema de gas en una refinería de PEMEX, a través de un estudio previo de análisis de corrientes para disminuir el envío de gas a quemador, debido a que representan el 31% de emisiones de CO₂, mientras que el 64% se originan de la combustión para generación de electricidad; en particular en las

refinerías el consumo de energía representa aproximadamente el 42% comparado con los demás organismos de PEMEX¹. Con base en las cifras las refinerías representan un punto muy importante como medida de reducción de GEI.

Como medida preventiva se sugiere la recuperación de las corrientes destinadas a desfogue antes de que estas sean quemadas para su reutilización en equipo de proceso o en los servicios auxiliares dentro de las mismas instalaciones de la refinería, con esto no sólo se pretende contribuir al ambiente sino a la misma refinería proporcionándole ahorros económicos al no quemar combustibles y la oportunidad de ingresar en el Mercado de bonos de carbono para comercializar sus emisiones de CO₂ reducidas; debido a que nuestro país puede participar en proyectos bajo el esquema de Mecanismos de Desarrollo Limpio dentro del Protocolo de Kioto.

El cambio climático no sólo es una problema ambiental ya que también involucra costos económicos significativos y crecientes de mitigación y adaptación; como por ejemplo la simulación y predicción de posibles escenarios para plantear opciones y alternativas que existen para enfrentar este problema a nivel país y global.

CAPÍTULO I. PROTOCOLO DE KIOTO Y MECANISMOS DE DESARROLLO LIMPIO (MDL)

Cambio climático es el cambio de clima que se atribuye directa o indirectamente a la actividad humana, modifica la composición de la atmósfera global. Las actividades humanas están cambiando las concentraciones y distribuciones atmosféricas de los Gases de Efecto Invernadero (GEI). Estos cambios pueden producir un forzamiento radiactivo al modificar la reflexión o absorción de radiación solar, o la absorción o emisión de radiación terrestre (CICC 1996).²

Los GEI más importantes considerados bajo la guía del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (PICC) para los inventarios de GEI “directos” (gases que inducen directamente al forzamiento radiactivo y al calentamiento global) son: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O).²

- Fuentes de Dióxido de carbono (CO₂). La mayor fuente a nivel mundial, y para muchos países, es la combustión de combustibles fósiles. Para algunas de las Partes no-Anexo B, el cambio de uso del suelo y las actividades de silvicultura también son importantes, tanto para las emisiones de CO₂ (un ejemplo es la deforestación); como para la captura de CO₂ (es decir, absorciones de CO₂ por sumideros, sobre todo de la siembra de árboles y el manejo forestal). Algunos procesos de producción industrial también emiten CO₂, pero estas fuentes son menores.²
- Fuentes de metano (CH₄). Las fuentes más importantes a nivel mundial son la producción de ganado, el cultivo del arroz inundado, la producción, procesamiento y transporte de combustibles fósiles. Las emisiones de

metano pueden ser importantes en países donde el consumo de combustibles fósiles es relativamente baja, por ejemplo, donde se importa la mayor parte de la electricidad y/o ésta se produce principalmente de la energía hidroeléctrica, energía nuclear y/o biomasa y en aquellos países con un consumo de energía relativamente bajo. También se puede esperar que, en los países con una producción de petróleo y gas natural, la extracción de carbón, el cultivo de arroz y/o producción de ganado, las emisiones de CH₄ sean importantes.²

- Fuentes de óxido nitroso (N₂O). Su importancia mundial y nacional, es considerablemente inferior. Las emisiones de N₂O son más importantes en aquellos países con un sector agrícola y ganadero importante, ya que provienen principalmente de la aplicación de fertilizante, la quema de biomasa y el manejo de estiércol animal. El transporte carretero también puede representar una fuente clave.²

Otros GEI son los gases "fluorados" o gases "F": Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y Hexafluoruro de Azufre (SF₆).

- Hidrofluorocarbonados (HFCs). Se emiten en algunos procesos industriales y frecuentemente es usado en refrigeración y equipos de aire acondicionado. HFCs tiene un Poder de Calentamiento Global (PCG) igual a 1,300 (es decir 1,300 veces más potente que el CO₂).²
- Perfluorocarbonados (PFCs). Similar a los HFCs. Los PFCs fueron desarrollados e introducidos como una alternativa para los gases CFCs y HCFCs que destruían la capa de ozono. Estos gases son emitidos en una variedad de procesos industriales. Los gases PFCs tienen un PCG que va de 6,500 a 9,200.²
- Hexafluoruro de Azufre (SF₆). Aunque este gas es lanzado en muy pocos procesos industriales representa el más potente GEI. El PCG de SF₆ es

igual a 22,000. Es emitido durante la producción de magnesio y se aplica en algunos equipos eléctricos. Tienen un alto valor de forzamiento radiactivo, es decir un alto potencial de calentamiento, su aportación a las emisiones globales de GEI es pequeña, pero su uso está aumentando rápidamente en algunos países. Sus fuentes principales son la transmisión y distribución eléctrica, y varios procesos de producción industrial, como la de aluminio, producción y procesamiento de magnesio y la manufactura de semiconductores.²

Los GEI "indirectos" son aquellos gases que contribuyen indirectamente al forzamiento radiactivo por medio de su impacto en la química atmosférica, ya que pueden modificar la formación y/o vida atmosférica de los GEI directos o contribuir a la formación de aerosoles. Los más importantes de estos GEI indirectos son: el monóxido de carbono (CO), los óxidos de nitrógeno (NO_x), los compuestos orgánicos volátiles distintos del metano (COVDM) y el dióxido de azufre (SO₂). Las emisiones de los tres primeros gases contribuyen a la formación de ozono en la atmósfera baja (el ozono troposférico, que es un GEI directo) y modifica el tiempo de vida del CH₄. Las emisiones de SO₂ contribuyen a la formación de aerosoles de sulfatos.

La importancia del poder PCG de los GEI radica en que los proyectos que mitiguen GEI con gran PCG recibirán un precio por cada tonelada reducida proporcional a su PCG, tal es el caso del metano ya que una tonelada reducida de este gas tiene un precio en el mercado de carbono 21 veces más que el CO₂, para contabilizar e intercambiar en el mercado de carbono todos los gases se expresan en toneladas de CO₂ equivalente (tCO_{2e}).

1.1 Protocolo de Kioto

1.1.1 Establecimiento del Protocolo de Kioto

Debido al cambio climático, y el excesivo consumo de combustibles fósiles en el mundo y la identificación de los factores que los están provocando, en 1988 el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) crea el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (PICC). En 1990, la Asamblea General de las Naciones Unidas estableció el Comité Intergubernamental de Negociación de una Convención (CIN), que en mayo de 1992 aprueba el texto, y en junio del mismo año durante la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo (CNUMAD) con 165 países firman la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), entrando en vigor el 21 de marzo de 1994 con la ratificación de 50 países.²

El objetivo de la CMNUCC es lograr la estabilización de las concentraciones atmosféricas de GEI en un nivel que prevenga intervenciones antropogénicas peligrosas en el sistema climático y se plantea el desafío de cumplir tal objetivo, asegurando que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitiendo que el desarrollo económico proceda de manera sostenible.²

El órgano supremo de la CMNUCC, encargado de examinar, evaluar y promover la aplicación de la convención y de todo instrumento jurídico necesario, simultáneamente de tomar las decisiones necesarias para que se realicen las decisiones tomadas en la CMNUCC es la Conferencia de las Partes (CP). Las CP se lleva a cabo en distintos países cada año o antes si es pertinente, en donde se firman y pactan diferentes acuerdos internacionales.

La CMNUCC, reconoce que si bien, todos los Estados de la comunidad internacional comparten responsabilidades, ellas son diferenciadas en función del grado de desarrollo y de las capacidades de cada Estado.

La Convención distingue entre países desarrollados (Listados como "Anexos I y II") y países en desarrollo, denominados ("no-Anexo I").

Países "Anexo I":

Alemania, Australia, Austria, Belarús, Bélgica, Bulgaria, Canadá, Croacia, Comunidad Europea, Dinamarca, Eslovaquia, Eslovenia, España, Estados Unidos de América, Estonia, Federación de Rusia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Italia, Japón, Letonia, Lituania, Liechtenstein, Luxemburgo, Mónaco, Noruega, Nueva Zelandia, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, República Checa, Rumania, Suecia, Suiza, Turquía y Ucrania.

Países "Anexo II": Son un subgrupo del Anexo I

Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Comunidad Europea, Dinamarca, España, Estados Unidos de América, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Islandia, Italia, Japón, Luxemburgo, Noruega, Nueva Zelandia, Países Bajos, Portugal, Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, Suecia y Suiza.

Países "no-Anexo I":

Todos los países que no aparecen en el Anexo I de la CMNUCC.

Para reforzar los compromisos cuantitativos que limitan el volumen total de emisiones de GEI de los países "Anexo I" de la CMNUCC, adoptó en 1997 (CP-3) el Protocolo de Kioto, que cuenta con medidas más enérgicas.

El Protocolo de Kioto del CMNUCC es un acuerdo Internacional firmado en Japón el 11 de diciembre de 1997 y el cual entra en vigor el 16 de febrero de 2005, cuya finalidad es disminuir la concentración de GEI: CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC y SF₆; a un nivel no menor del 5 % durante el período de compromiso de 2008 al 2012, respecto de los niveles de emisión de GEI de 1990.

Hasta enero de 2009 han ratificado 186 países (ver Anexo I) el Protocolo de Kioto, este acuerdo se impone obligatorio para 39 países considerados desarrollados.

El porcentaje de reducción de emisiones es total, para lograr el objetivo del "Anexo B" del Protocolo de Kioto (el "Anexo I" de la CMNUCC es también el "Anexo B" del Protocolo de Kioto), se enlistan los países industrializados comprometidos junto con el % de emisión que deberá disminuir. Los países industrializados aceptaron diversos compromisos cuando se aprobó el Protocolo de Kioto:

- Considerar en sus políticas sociales, económicas y ambientales el cambio climático.
- Adoptar programas nacionales para prevenir las emisiones de GEI.
- Promover la transferencia de tecnología.
- Conservar y fomentar el manejo sostenible de los sumideros de GEI.
- Cooperar en asuntos científicos, técnicos y educativos.
- Promover la conciencia pública e intercambio de información relacionada con el cambio climático.

En 2001 se detallaron las reglas para la implementación del Protocolo, denominadas Acuerdos de Marruecos, aquí se definieron cinco puntos principales:

- Compromisos legalmente vinculantes para países desarrollados.
- Métodos de implementación del protocolo diferentes de la reducción de emisiones (Implementación Conjunta).
- Minimización de impactos en países en desarrollo (incluyendo asistencia en diversificar sus economías).
- Reportes y revisiones por un equipo de expertos.
- Cumplimiento evaluado por un comité.

El acuerdo de Marruecos estableció un marco de un rigor ambiental con énfasis sobre la adicionalidad y minimización de los impactos ambientales y sociales de los proyectos.

1.1.2 Mecanismos Flexibles del Protocolo

Los Mecanismos Flexibles permiten que los países en desarrollo cumplan con una parte de sus metas de limitación de emisiones de GEI mediante diversos tipos de mecanismos de cooperación internacional. La cooperación internacional en este tipo de esfuerzos es reconocida: implica el logro de objetivos ambientales a un costo menor del que se generaría si cada país se propusiera reducir las emisiones de GEI por su cuenta. Al introducir una mayor flexibilidad y ahorro de costos, los diversos mecanismos internacionales permiten un reparto de los costos de reducción entre países, así como la movilización de capital privado.³

El requisito mínimo para que a un país se le permita adquirir o transferir partes de las cantidades asignadas es que cumpla los artículos 5 y 7 del Protocolo de Kioto (un sistema fiable de contabilidad de las emisiones de todos los GEI) y que lo haya ratificado.

En el protocolo de Kioto se mencionan tres mecanismos de mercado flexibles: Aplicación Conjunta (AC), Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL)

y Comercio Internacional de Emisiones (CIE). (El protocolo de Kioto permite un cuarto mecanismo, basado en el concepto de "Burbuja").

- Aplicación Conjunta - Establece la transferencia de unidades de reducción de emisiones (URE) asociadas con la ejecución de proyectos específicos. Estos proyectos pueden llevarse a cabo entre Partes "Anexo I".⁴ Se basa en la realización de proyectos. Artículo 6 del Protocolo de Kioto.
- Mecanismo de Desarrollo Limpio - Permite que las Partes "no Anexo I" adopten proyectos que contribuyan a la consecución de sus metas de desarrollo sustentable y reduzcan las emisiones de GEI, y permite que las Partes del "Anexo I" utilicen los certificados de reducción de emisiones (CRE) resultantes del proyecto para cumplir con parte de su compromiso.⁴ Se basa en la realización de proyectos. Artículo 12 del Protocolo de Kioto.
- Comercio internacional de emisiones - Establece la transferencia de unidades de cantidad atribuida (UCA) entre las Partes del "Anexo I", este permite a una país del "Anexo I" vender los excedentes de sus permisos de emisión a otro país "Anexo I". Las unidades de venta se denominan Montos Asignados Anualmente (MAA). Artículo 17 del Protocolo de Kioto.
- Burbujas - Una burbuja es un concepto normativo por el cual dos o más fuentes de emisiones se consideran como una sola, es decir permite a dos países unirse y cumplir con sus compromisos en forma conjunta. Crea flexibilidad para aplicar tecnologías de control de contaminación a la fuente que, dentro de la burbuja, tenga las opciones de control de la contaminación que mejor relación costo-beneficio ofrezcan y al mismo tiempo garantiza que la cantidad total de emisiones de la burbuja cumpla los requisitos ambientales para la entidad de que se trate. Este mecanismo es utilizado por miembros como la Unión Europea para

redistribuir el peso de reducir las emisiones.⁴ Artículo 4 del Protocolo de Kioto llamado de Cumplimiento Conjunto de Partes Anexo B.

Se sigue trabajando intensamente para fijar las reglas para cada uno de estos mecanismos a fin de garantizar que éstas sean transparentes, equitativas y proporcionen claridad y previsibilidad para el sector privado y los gobiernos. Aunque cada mecanismo es diferente, tienen en común la comercialización de la tonelada métrica de carbono.

1.2 Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL)

1.2.1 ¿Qué es un Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)?

De acuerdo con el Artículo 12 del Protocolo de Kioto, el propósito de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) es ayudar a las Partes incluidas en el Anexo B a lograr el cumplimiento de los límites de emisiones cuantificadas y reducir los contaminantes.

Aunque el Protocolo de Kioto entro en vigor en el 2005, el mercado de MDL ya había estado operando desde 2002, por tal motivo todas las negociaciones de Reducción de Emisiones realizadas con anterioridad al 2005 son válidas según un acuerdo entre los países signatarios dado en el año 2001.

El Protocolo de Kioto establece una serie de objetivos con miras a reducir los GEI, para alcanzar dichos objetivos se crearon varios mecanismos que permiten el comercio de emisiones entre países; de estos el más relevante para América Latina es el MDL, que permite a los países responsables por la reducción de sus emisiones, comprar créditos por emisiones reducidas a países que aún no cuentan con límites en la emisión de gases de efecto invernadero⁵ por medio del cual se pueden emprender proyectos que:

- Eviten emisiones de gases de efecto invernadero (por medio de energías renovables, medidas de eficiencia energética, cambio de combustibles y otros).
- Capturen Carbono (por medio de la fotosíntesis en el sector forestal).

Estos proyectos servirán para:

- Promover el desarrollo sustentable de los países en desarrollo.
- Facilitar el cumplimiento de los países desarrollados en el marco del Protocolo de Kioto.⁶

El MDL posibilita la comercialización de GEI no emitidos, incluyendo el dióxido de carbono y el metano. Cuando se usa una alternativa para evitar, reducir o capturar dichas emisiones, se produce un diferencial que tiene valor financiero. Dicho valor facilita la generación de inversiones y promueve la transferencia de tecnologías que no perjudican al medio ambiente a países en desarrollo.

Estas actividades incluyen proyectos de energía renovable, eficiencia energética, bio-combustibles, forestación y reforestación, sustitución de combustibles y gestión de depósitos de desechos, entre otros.

Las actividades del MDL ofrecen un gran potencial de implementación en América Latina y el Caribe. Deben aprovecharse las oportunidades que ofrecen en términos de nuevas y mejores tecnologías, inversiones, beneficios ambientales (calidad del aire, el suelo y el agua). Las actividades del MDL representan un valor agregado para los negocios del mercado actual de la energía dada la transparencia que exigen y su eficiencia en cuanto a los costos. En relación a seguridad energética, los proyectos MDL constituyen una excelente oportunidad para reducir la dependencia en combustibles importados y producir beneficios ambientales a través del uso

de fuentes renovables de energía. Sin embargo, el proceso de desarrollo de un proyecto de MDL requiere tiempo, habilidad y recursos financieros.

Cuando un potencial proyecto es identificado el proceso de aplicación para su certificación en el MDL requiere cuatro pasos principales:

1. Preparación de un Documento de Diseño del Proyecto (DDP).- Incluye una descripción general de las actividades del proyecto, la línea base, la metodología de monitoreo aplicada, un análisis de los impactos ambientales, los comentarios recibidos de las partes interesadas e información sobre fondos públicos y los participantes en el proyecto. Adicionalmente se debe incluir la aprobación de la Autoridad Nacional Designada del País Anfitrión.
2. Validación y Registro de la Actividad del Proyecto.- Durante el proceso de validación, una Entidad Operacional Designada (EOD) evaluará la documentación, invitando al público a realizar comentarios y determinando si corresponde validar el proyecto sobre la base de los requisitos establecidas para las actividades de los proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio. Si el proyecto es validado, se lo presenta al Consejo Ejecutivo para que sea formalmente aceptado y registrado en calidad de proyecto del Mecanismo de Desarrollo Limpio. Este paso es esencial para la verificación, certificación y expedición de créditos por emisiones reducidas relativas a la actividad de proyecto. Con este paso culmina el proceso de preparación de un proyecto enmarcado en el Mecanismo de Desarrollo Limpio.
3. Monitores, Verificación y Certificación.- En lo referente al monitoreo, los participantes del proyecto elaborarán un informe sobre los gases de efecto invernadero que el proyecto producirá una vez implementado. Este informe estimará los créditos por emisiones reducidas que el proyecto

generará con relación al plan de monitoreo registrado. Acto seguido, la información relevante monitoreada y el informe deben ser presentados a la entidad operacional designada para su verificación.

4. Expedición de los créditos por emisiones reducidas.- Si el Consejo Ejecutivo confirma la reducción de emisiones del proyecto en un determinado período de tiempo, se expiden los créditos por emisiones reducidas y se los pone a disposición de los inversores para completar la transacción.

En América Latina y el Caribe, los proyectos enmarcados en el MDL cuentan con diferentes tipos de tecnologías implementadas en proyectos de escalas diversas. Las normas que rigen el MDL reconocen las diferentes necesidades de los proyectos de pequeña y gran escala y establece reglas particulares para cada tipo. En general, la distinción entre proyectos de pequeña y gran escala se relaciona con la capacidad máxima de producción del proyecto, calificando a aquellos de gran escala como industriales y aquellos de pequeña escala como comunitarios. En otras palabras, son proyectos de gran escala del MDL, aquellas actividades que reduzcan las emisiones antropogénicas por sus fuentes y emitan menos de 15,000 toneladas de dióxido de carbono equivalentes al año.⁵

Se ha estimado que México cuenta con un potencial de reducción y captura de emisiones cercanas a los 81 millones de toneladas de carbono entre el 2008 y 2012. En el mercado de MDL, esto podría traducirse en ingresos de alrededor de 500 millones de dólares; estos ingresos ayudarían a promover el desarrollo de los sectores energéticos, industrial, agrícola y forestal de México.

México ha realizado convenios para la implementación de proyectos MDL con:⁷

- Austria
- España
- Banco Japonés para la Cooperación Internacional
- Francia
- Canadá
- Holanda
- Dinamarca
- Italia

Las reglas establecidas por el Consejo Ejecutivo del MDL señalan las siguientes categorías como autorizadas para el desarrollo de proyectos MDL:

1. Industrias energéticas (renovables/no renovables)
2. Distribución de energía
3. Demanda de energía
4. Industrias manufactureras
5. Industrias químicas
6. Construcción
7. Transporte
8. Minas / producción mineral
9. Producción metalúrgica
10. Emisiones fugitivas de combustibles (sólidos, petróleo y gas natural)
11. Emisiones fugitivas de la producción y consumo de halocarbonos y Hexafluoruro de azufre
12. Uso de solventes
13. Disposición y manejo de desechos
14. Forestación y reforestación
15. Agricultura

Un proyecto MDL debe cumplir con las condiciones de adicionalidad, de determinación de la línea base y de contribución al desarrollo sostenible del país, según lo establece el Artículo 12 del Protocolo de Kioto.

Un proyecto que participa en el MDL debe cumplir con el ciclo establecido de por el Consejo Directivo del MDL antes de poder recibir los beneficios económicos que resultan de esa participación.

1.2.2 Según el Tratado de Kioto, ¿Cuáles son las bases?

Para que un país pueda participar en proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio necesita primero haber ratificado en el Protocolo de Kioto y poseer una Autoridad Nacional Designada (AND) para el MDL, México lo hizo el 21 de septiembre de 2000 y su AND es el Comité Mexicano para Proyectos de Reducción y Captura de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (COMEGEI).

La línea de base para un proyecto MDL es el escenario que representa las emisiones de GEI que ocurrirían en ausencia del proyecto.

La diferencia entre la línea base de emisiones y las emisiones después de implementar el proyecto MDL dan como resultado las reducciones de emisiones.

Para proponer un proyecto como MDL debe utilizarse la metodología aprobada por la junta del MDL, tomando en cuenta las políticas nacionales, proyecciones, reformas y la situación económica en el sector al que pertenece la actividad.

Algunos aspectos que debe incluir la metodología son: escenario de línea base, adicionalidad, límites del proyecto, cálculo de emisiones del proyecto, fugas, reducción de emisiones, estimación de reducción de emisiones antes

de la validación, datos no monitoreados y metodología o procedimiento de monitoreo.

Un proyecto de MDL debe cumplir con dos condiciones fundamentales descritas en el artículo 12 del Protocolo de Kioto:

- Adicionalidad.
- Desarrollo Sustentable del País Anfitrión.

Adicionalidad, es el principal criterio y este se refiere a que las emisiones de GEI son reducidas por debajo de las que ocurrirían en ausencia de la actividad de dicho proyecto de MDL, estas reducciones deben ser medibles, reales y certificables.

Los CRE generados por proyectos de MDL pueden ser utilizados principalmente de tres maneras:

- Opciones de compra-venta de CRE. En este caso, un comprador de un país del "Anexo I" firma un acuerdo de compra-venta con la organización que implementa el proyecto de MDL para comprar/vender los CRE. El comprador no invierte en el proyecto y por lo tanto no está sujeto a ningún riesgo. Si los CRE no son generados, el comprador no pierde nada.
- Inversión Directa para obtener CRE. Un comprador de un país del "Anexo I" invierte en la actividad del proyecto de MDL y conserva los CRE generados por el proyecto. En este caso, el riesgo es corrido por el comprador. Sin embargo, este proceso puede resultar en un menor costo en la adquisición de CRE para ciertas clases de proyectos donde el patrocinador del proyecto tiene dificultades para asegurar el financiamiento del mismo.

- CRE para uso propio. Esto se aplica a las compañías multinacionales de países "Anexo I". Estas compañías pueden desarrollar proyectos de MDL en sus subsidiarias en países "no-Anexo I" y retener los CRE para su propio uso, para ser acreditadas para su país "Anexo I".

La combinación de estos casos puede ocurrir.

1.2.3 Mercado de bonos de carbono

El mercado de carbono es un sistema de comercio a través del cual los gobiernos, empresas e individuos pueden vender o adquirir reducciones de GEI, este sistema se creó a partir de la necesidad de los países de cumplir con el Protocolo de Kioto.

El nombre de "bonos de carbono" se ha dado como un nombre genérico a un conjunto de instrumentos que pueden generarse por diversas actividades de reducción de emisiones. Así, se puede decir que existen "varios tipos" de bonos de carbono, dependiendo de la forma en que éstos fueron generados:

- Transacciones basadas en Proyectos. Se comercializan reducciones cuantificables de un proyecto, dentro de este tipo de comercio están: Unidades de Reducción de Emisiones (URE) y Certificados de Reducción de Emisiones (CRE).
- Unidades de Reducción de Emisiones (URE). Corresponde a un monto específico de emisiones de GEI que dejaron de ser emitidas por la ejecución de un proyecto de Implementación Conjunta³.
- Certificados de Reducción de Emisiones (CRE). Los países del Anexo B que inviertan en proyectos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio, pueden obtener Certificados de Reducción de Emisiones por un monto equivalente

a la cantidad de bióxido de carbono equivalente que se dejó de emitir a la atmósfera como resultado del proyecto. Para ello el proyecto debió cumplir con los requisitos establecidos por el Consejo Ejecutivo del Mecanismo de Desarrollo Limpio³.

- Comercio de derecho de Emisiones. Se comercializan derechos de emisión creados y asignados. Estos determinan un límite de emisiones para una determinada empresa o entidad, representan cantidades de emisión que se pueden liberar sin incurrir en una falta legal; el emisor genera menos emisiones de lo permitido, dejando un margen de permisos de emisión que pueden ser vendidos a otros que por alguna razón no lograron emitir menos de su límite permitido, dentro de este tipo de comercio están: Montos Asignados Anualmente (MAA) y los determinados por el Sistema Europeo de Comercio de Emisiones (EU ETS).⁹
- Montos Asignados Anualmente (MAA). Corresponde al monto total de emisiones de GEI que a un país se le permite emitir a la atmósfera durante el primer período de compromiso (2008-2012) del Protocolo de Kioto. Cada país divide y asigna su respectivo monto a empresas localizadas en su territorio a manera de límite de emisión por empresa.³
- Sistema Europeo de Comercio de Emisiones (EU ETS). Creados para cumplir con las obligaciones de reducción de emisiones europeas ante el Protocolo de Kioto⁹.

Las transacciones de bonos pueden ser desde una simple compra o venta de una cantidad específica de bonos, hasta una estructura de compra-venta con diversas opciones, algunas de las opciones son las siguientes:

- Compras Spot: El precio del bono y la cantidad de bonos se acuerdan en la fecha del acuerdo de compra-venta pero la entrega y el pago del bono

se realizan en una fecha futura cercana. Se puede considerar como si la compra-venta ocurriera en el momento, aunque pasen unos días entre el pago y la entrega. Esto se hace para asegurar un precio conveniente para ambas partes y para reducir el riesgo de que el bono no se venda en el futuro.⁴

- Contratos de Entrega Futura: Se acuerda la compra-venta de una cantidad específica de bonos al precio de mercado actual, pero el pago y la entrega se realizarán en fechas futuras, generalmente de acuerdo a un cierto calendario de entregas.⁴
- Opciones: Las Partes compran o venden la opción (el derecho a decidir) sobre si la venta se realizará o no en una fecha y a un precio pactados. De esta manera, el comprador tiene el derecho a comprar la cantidad de bonos ofrecida por el vendedor, pero no tiene la obligación de comprarlos una vez llegada la fecha acordada. Las condiciones de precio, cantidad y fecha de entrega de los bonos se acuerdan el día de elaboración del contrato, y también se acuerda una fecha que marca la fecha límite para que el comprador mantenga su derecho de compra. En este caso, el vendedor está a la expectativa y depende de la decisión del comprador, pero si la compra-venta se realiza, el comprador le pagará una cantidad adicional denominada Premium.⁴

El tiempo durante el que se generen los CRE, se conoce como período de acreditación, este tiempo va desde que se verifica hasta que se certifican las reducciones de GEI que genera la actividad del proyecto.

El titular del proyecto puede elegir entre dos alternativas de período de acreditación establecido en el Acuerdo de Marruecos:

- Período de Acreditación Fijo. Es de un máximo de 10 años sin opción de renovación.

- Período de Acreditación de 7 años. Posibilidad de renovarlo hasta 2 veces y completar un máximo de 21 años, esto depende de que se mantenga la adicionalidad del proyecto.

Los mercados de carbono comenzaron a desarrollarse a partir de 2001. Durante 2003 se comercializaron 78 millones de toneladas de CO_{2e}. Para el año 2005 se comercializaron 799 millones de toneladas de CO_{2e} por un valor de 9,401 millones de Euros. En 2006, se comercializaron 1,600 millones de toneladas de CO_{2e} por un valor de 22,500 millones de Euros.²

El mercado regulado de bonos de carbono entró en plena vigencia en 2008 y los compromisos de reducciones deben llevarse a cabo antes del 2012.

Todas las operaciones de compra-venta en el comercio de bonos de carbono están regidas por un contrato entre el comprador y el vendedor.

No hay un valor "oficial" sobre el precio de una tonelada de CO₂ reducida o no emitida, el precio de la tonelada está sujeto a oferta y demanda de bonos de carbono en el mercado. El mercado de carbono continúa creciendo enormemente.

Existe una diferencia notable entre los costos de reducción por tonelada de CO_{2e} dentro de los países desarrollados en relación al costo de reducción de los países en desarrollo;⁹ por lo que claramente se verifica que si se comercializan las reducciones en forma de certificados se buscará obtener éstas reducciones al menor costo posible. De ahí surge la base fundamental de creación de un mercado de certificados de reducción de emisiones de GEI.

El mercado de permisos de emisiones de la Unión Europea y el mercado de Certificados de Reducción de Emisiones del MDL son los de mayor participación entre los actuales mercados de bonos de carbono. El mercado líder que es el ETS de la Unión Europea, ha manifestado fuertes

fluctuaciones de precios que reflejan algunas deficiencias por redistribución de permisos de emisiones en su primera fase. Constituye sin embargo, un referente internacional muy exitoso.²

Considerando que los compromisos de las Partes Anexo B del Protocolo de Kioto implican un esfuerzo de reducción de poco más de 5 mil millones de toneladas de CO_{2e} durante el período comprendido entre 2008 y 2012 y que estos países posiblemente no puedan reducir por sí solos más de 2,500 millones de toneladas de CO_{2e}, las expectativas del mercado MDL son amplias para el primer período de cumplimiento que concluye en 2012. Es decir, se configura una demanda potencial de CRE de al menos 400 millones de toneladas anuales, por lo que esta demanda podría incrementarse notoriamente de aquí al 2012.²

Las Partes "Anexo I" están constituyendo fondos gubernamentales o privados para apoyar el desarrollo de proyectos MDL y obtener CER. En estos fondos pueden participar empresas de servicios e inversionistas que obtienen utilidades por el servicio, el riesgo asumido o el capital proporcionado.²

Los países "no-Anexo I" han desarrollado iniciativas para crear fondos propios: Fondo Argentino para el MDL, Mercado del Brazilian Mercantile and Future Exchange y el proyecto de crear el Fondo Centroamericano de Carbono con sede en Panamá.²

El mercado de carbono más importante a nivel mundial es el European Climate Exchange (ECX).

El EXC actualmente comercia dos tipos de créditos de carbono:¹⁰

- EU Asignados (EUA).
- Certificados de Reducción de Emisiones (CRE).

El comercio en ECX comenzó en Abril de 2005 cuando se lanzaron los Contratos de Futuros de emisiones de CO₂ en Europa conocidos como EUA. En 2009, dos nuevos contratos tipo Spot fueron añadidos, Contratos Futuros Diarios de EUA y CER.¹⁰

La capacidad de comercio del ECX está experimentando un tremendo crecimiento, tan sólo en el 2009 se incremento 82% interanual, equivalente a 68 billones de Euros.¹⁰

El principal proveedor de información relacionada con los mercados de carbono es el Point Carbon, proporcionando servicios profesionales detallados con información de los movimientos del mercado a través del monitoreo de información fundamental, mercados importantes, negocios y políticas desarrolladas.¹¹

PEMEX inició la operación del mercado interno de permisos de emisiones de carbono a partir de junio de 2001, en cuyo diseño e implantación se ha contado con el apoyo de Environmental Defense.

Actualmente participan 25 Unidades de Negocios (UN): cuatro regiones de PEMEX Exploración y Producción (PEP), seis refinerías de PEMEX Refinación (PR), siete complejos procesadores de gas de PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y ocho complejos petroquímicos de PEMEX Petroquímica (PPQ). Por su parte, la Auditoría Corporativa de Protección Ambiental coordina el desarrollo y operación del Mercado.¹

CAPÍTULO II. MECANISMOS DE DESARROLLO LIMPIO (MDL) EN PEMEX

2.1 SEMARNAT y el Protocolo de Kioto

Habiendo ratificado el Protocolo (2000), México únicamente requiere designar una Autoridad Nacional para poder participar en Proyectos de MDL. Esta Autoridad Nacional Designada (AND) deberá revisar y aprobar los proyectos que se lleven a cabo en México.

Entre sus atribuciones figura:

- Responsabilidad de identificar oportunidades.
- Facilitar y Aprobar la realización de Proyectos de Reducción de Emisiones y Captura de GEI en los Estados Unidos Mexicanos.

La AND en nuestro país, es el COMEGEI, quienes cuentan con la infraestructura para identificar oportunidades de proyectos y promoverlos entre posibles inversionistas.

El COMEGEI cuenta con un Secretariado Técnico a cargo de la Secretaría de Planeación y Política Ambiental de la SEMARNAT; la comisión está integrada por representantes de las siguientes Secretarías de Estado¹²:

- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), coordina.
- Secretaría de Energía (SENER).
- Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA).
- Secretaría de Economía (SE).

- Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT).
- Secretaría de Desarrollo Social (SDS).
- Secretaría de Relaciones Exteriores (SRE).

Y está abierto a la participación de otras dependencias. El COMEGEI funciona en base a la coordinación intersecretarial y el eficaz aprovechamiento de las capacidades e infraestructuras existentes.

Las funciones de la COMEGEI:

- Fungir como AND para fines relativos a la CMNUCC y su Protocolo de Kioto.
- Emitir la carta de aprobación para proyectos de reducción y captura de emisiones de gases de efecto invernadero, dando constancia de que los mismos promueven el desarrollo sustentable del país.
- Promover y facilitar el desarrollo de proyectos.
- Desarrollar funciones de registro de proyectos, así como de reducciones y captura de gases de efecto invernadero.
- Promover la suscripción de memorandos de entendimiento y acuerdos de colaboración en asuntos relativos a proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y de captura de carbono.

En función de su naturaleza y atribuciones, la Comisión es el principal vínculo en el país entre las entidades interesadas en desarrollar un proyecto, el gobierno federal, y la Convención. En su Decreto de Creación se reconoce que los proyectos MDL podrían aportar el ingreso de fondos adicionales a sectores estratégicos y actividades prioritarias del país, así como constituir vías para la transferencia de tecnologías adecuadas.¹²

Con la finalidad de contribuir a la Estrategia Nacional de Cambio Climático, en el 2006 la SEMARNAT promovió, con el apoyo del Centro Mario Molina de

Estudios Estratégicos sobre Energía y Medio Ambiente (CMM) y mediante la SHCP, la creación de un Fondo Mexicano de Carbono (FOMECAR) constituido en el Banco Nacional de Comercio Exterior (BANCOMEXT); con el fin de apoyar a la comunidad empresarial y entidades del sector público del país para que realicen proyectos bajo el esquema de MDL y otros que promueven el Desarrollo Sustentable.¹³

Dentro de las actividades que pueden ser apoyadas con recursos del FOMECAR se encuentran:¹³

- Capacitación para empresas sobre proyectos de MDL.
- Organización de seminarios y talleres.
- Asistencia técnica sobre la viabilidad de estos proyectos.
- Apoyo financiero para la elaboración de metodologías.
- Elaboración de Notas de Idea de Proyectos (NIP), Documento de Diseño del Proyecto (DDP).
- Gastos de Validación y Registro de proyectos que potencialmente puedan generar bonos de carbono bajo el MDL u otros mercados alternativos como el mercado voluntario de los Estados Unidos.

Los beneficiarios de los apoyos financieros que otorga FOMECAR se comprometen a reembolsar el apoyo recibido más una comisión de éxito, una vez que generen bonos de carbono.

BANCOMEXT ha implementado un programa de financiamiento para proyectos sustentables, contratando líneas de crédito para tal objeto con organismos multilaterales y bancos de desarrollo como serían, el Banco Japonés para la Cooperación Internacional (BJCI), el Banco de Desarrollo Alemán (KfW) y el Banco Europeo de Inversiones (BEI) entre otras.¹³

2.2 Implementación de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) en PEMEX

Desde 1999 PEMEX reconoció el fenómeno del cambio climático y el papel del consumo de combustibles fósiles en dicho fenómeno y que el cambio climático es uno de los retos para el desarrollo que enfrenta la sociedad.

Por ello durante 2008 PEMEX continuó con la instrumentación de diversos proyectos para reducir las emisiones de GEI, principalmente en las áreas de eficiencia energética, cogeneración, reducción de emisiones de metano y reducción de quema de gas. Algunos de estos proyectos se están gestionando como MDL, durante este tiempo el 64% de los GEI provienen de la combustión y el 31% de quemadores¹.

La reducción del venteo y quema de gas es una estrategia de mitigación importante en el sector petróleo y gas, desde 2007 a nivel mundial México se encuentra entre los países que más ventean y queman gas con un total de 5,600,000 m³, se estima que durante este proceso pueden haberse producido hasta 44,000 toneladas de CO₂ equivalente en el 2007, lo que representaría la mitad de las emisiones totales de GEI del sector petróleo y gas o aproximadamente el 6% de las emisiones de carbono totales nacionales. En la actualidad PEMEX está emprendiendo inversiones para reducir considerablemente el venteo y quema de gas para el 2012.

Durante 2005 Pemex inició la transición de una estrategia interna de mercado virtual, que sirvió como proceso de sensibilización, a otra de captura efectiva de incentivos por medio del MDL. Esta tarea requirió del diseño de un modelo de negocios cuyo eje central fue la propuesta de una fórmula de precios cuyo objetivo es asegurar las mejores condiciones para el Estado y garantizar equidad y transparencia a todas las partes interesadas.¹⁴

Para garantizar las mejores condiciones para el Estado y dar transparencia a la comercialización de los CRE generados por sus proyectos MDL, Pemex desarrolló un modelo de negocios integrado por tres instrumentos legales, así como una fórmula de precios autorizada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Los instrumentos que se mencionan son:

- Convenio general de colaboración, que regula las actividades de identificación de proyectos potenciales con el apoyo de terceros.
- Carta de intención, para el proceso de documentación y registro de proyectos ante la Junta Ejecutiva del MDL.
- Acuerdo de compra - venta de CRE.

Con objeto de agilizar la identificación, documentación y registro de proyectos MDL, Pemex ha suscrito convenios de colaboración con diversas compañías petroleras, instituciones financieras y empresas relacionadas con el tema.

La Ley de Ingresos de la Federación 2008, en su Artículo 12 señala que los ingresos que provengan de proyectos de comercialización de certificados de reducción de GEI, como dióxido de carbono y metano, se destinarán a la realización del mismo proyecto. Esta ley es de observancia para todos los proyectos del Gobierno Federal y no específicamente para Pemex.

Pemex forma parte de un grupo de 35 empresas que participan voluntariamente en el Programa GEI México. Por medio de este programa dichas empresas reportan a la SEMARNAT su inventario corporativo de emisiones GEI.

Pemex, no cuenta con registros de emisiones de GEI diferentes a CO₂ y metano ni de sustancias destructoras de la capa de Ozono, por ser poco significativas, de acuerdo con la naturaleza de sus operaciones.¹³

Pemex ha identificado a la fecha cerca de 60 oportunidades de proyectos MDL, y ha elaborado las Notas de Idea de Proyecto (NIP) de 19 de ellos, los cuales cuentan con cartas de no objeción otorgadas por la CICC. Estos proyectos representan una reducción anual de 2.3 millones de toneladas de CO_{2e}, con un valor estimado de 14.6 millones de euros al año.

Las 19 oportunidades identificadas, se clasifican de la siguiente manera:

- 6 proyectos para eliminar emisiones de metano, que totalizarían 761,861 toneladas anuales de CO_{2e}.
- 11 proyectos de eficiencia energética, que se estima reducirían 495,072 toneladas anuales de CO₂.
- 2 proyectos de cogeneración, con una disminución estimada 1,050,456 toneladas anuales de CO₂.¹³

Para la comercialización de CRE generados de proyectos de MDL, PEMEX desarrolló un modelo de negocios integrado por:

- Convenio general de colaboración, que regula las actividades de identificación de proyectos potenciales con el apoyo de terceros para así agilizar la identificación, documentación y registro de proyectos.
- Carta de intención, para el proceso de documentación y registro de proyectos ante la Junta Ejecutiva del MDL.
- Acuerdo de compra-venta de CRE.

2.3 Industria Limpia

El Certificado de Industria Limpia (CIL) es un reconocimiento a empresas que además de cumplir con sus obligaciones legales en materia ambiental, demuestran una preocupación por la protección del medio ambiente.

La PROFEPA distingue con el Certificado Industria Limpia a las empresas que voluntariamente participan en el programa y cumplen con el Plan de Acción

derivado de la Auditoría Ambiental, de la misma forma autoriza a las empresas certificadas a utilizar el logotipo en sus programas de comercialización, con el fin de inculcar en los consumidores el hábito de adquirir productos fabricados por industrias que observen prácticas de cuidado ambiental en sus procesos productivos.

Con la introducción del CIL en 1997, la autoridad comienza a promover el reconocimiento público al cumplimiento de la normatividad nacional e internacional, así como de buenas prácticas operativas y de ingeniería que garantizan cierto nivel de desempeño y protección ambiental.

Las acciones en la obtención de CIL representan diversos beneficios a la sociedad en materia de seguridad ambiental, económica y social:

- Reducción de riesgos, emisiones y quema de gas, fugas y derrames, menor deterioro de recursos naturales, conservación y preservación de los recursos naturales locales y de la biodiversidad.
- Reducción en el consumo de energía, afectaciones a la salud de los trabajadores, primas de seguros, costos de reparación, disminución en la suspensión de operaciones y aportación a los ingresos de las entidades locales.
- Impulso a la cultura ecológica, mejora de la calidad de vida y en la imagen de la comunidad.

La responsabilidad social reafirma las bases para continuar la seguridad de operaciones, desempeño ambiental de las instalaciones y factor para la creación de bienestar en las comunidades y la conservación de su entorno.

CAPÍTULO III. CASO DE ESTUDIO

3.1 Planteamiento del Problema

El tema por tratar en este trabajo es realizar el procedimiento de cálculo para poder llevar a cabo la cuantificación de toneladas de CO₂ no emitidas a la atmósfera; para así determinar el ahorro y ganancia económica, por la recuperación de las corrientes y venta de bonos de carbono; al evitar la quema de hidrocarburos gaseosos en una Refinería de Estudio de PEMEX.

Entre los organismos participantes en la mitigación de GEI en México, se encuentra PEMEX; de acuerdo a las estadísticas presentadas por la paraestatal el 31% de emisiones de CO₂ proviene de gases enviados a quemador, en particular; en las refinerías el consumo de energía representa el 42% comparada con los otros organismos.¹ Por lo tanto las refinerías representan un punto de estudio muy importante para disminuir sus emisiones y por esta razón es el caso de estudio de esta tesis.

La refinería de estudio es una de las más importantes del país por su capacidad instalada, y la porción del mercado que controla, ya que procesa el 24% de crudo total que se refina en México. La refinería cuenta actualmente con una capacidad de refinación de 325,000 barriles diarios de productos petrolíferos, como resultado del aprovechamiento de la capacidad instalada de sus 40 plantas de proceso.¹

El área de proceso está integrada por 10 sectores de proceso que incluyen: plantas de proceso, plantas ecológicas, sistema de bombeo y almacenamiento de productos y un sector de servicios auxiliares.

En base a los datos estadísticos, la refinería elaboró un volumen promedio por día de 121,742 barriles de gasolinas Magna, Premium y otras; 22,205 barriles de Turbosina; 60,095 barriles de Diesel; 86,344 barriles de combustóleo pesado; 5,462 barriles de asfalto en su calidad de AC-20; 10,317 barriles de gas licuado y 2,878 barriles de propileno.¹

Adicionalmente, se elaboró un promedio diario de 190 toneladas de azufre, materia prima que se utiliza en la industria petroquímica. El azufre puede recuperarse en forma líquida y ser vendida para diversos usos industriales como es el caso de producción de pólvora y medicamentos.

La cuantificación de toneladas de CO₂ se lleva a cabo, sólo en un sector de proceso de la refinería de estudio; conocido como sector de hidrosulfuración, conformado por las siguientes plantas:

- Hidrosulfuradora de Naftas,
- Reformadora de Naftas,
- Tratadora y Fraccionadora de Hidrocarburos,
- Hidrosulfuradora de Destilados Intermedio I,
- Hidrosulfuradora de Destilados Intermedios II,
- Hidrosulfuradora de Diesel e
- Isomerizadora de Pentanos.

Otras plantas que incluye el sector de hidrosulfuración son: Aguas Amargas y Recuperadoras de Azufre I y II; debido a que únicamente se pretende recuperar corrientes de hidrocarburos gaseosos, no se incluyen en el sistema de recuperación, sin embargo; estas plantas pueden utilizarse como receptoras de los compuestos no deseados que se desechen posteriormente.

En las plantas del sector de hidrodesulfuración donde se va a llevar a cabo la recuperación se tiene información disponible con respecto a la identificación de equipos, válvulas de seguridad, válvulas de control o líneas con válvulas manuales; de las unidades que contribuyen el sistema de desfogue de dicho sector para definir las condiciones con que descargan al sistema de desfogue: análisis de composición y flujo de las corrientes principales de desfogue continuo.

Para poder llegar al equivalente económico (US\$/día) a partir de las toneladas de CO₂, es necesario hacer un análisis de la situación actual de la refinería de estudio.

En el Diagrama de Balance del Sistema de Desfogue Actual, Sector de Hidrodesulfuración (A-001), se puede observar las corrientes que desfogan continuamente al quemador elevado QE-101 (Ver anexo II).

Corrientes de Carga del Sistema Actual de Desfogue:

- Corriente 1. Carga del tanque separador FA-100, enviado a las plantas del sector de Hidrodesulfuración.
- Corriente 2. Carga de Gas Combustible a planta Hidrodesulfuradora de Naftas.
- Corriente 3. Carga de Gas Combustible a planta Reformadora de Naftas.
- Corriente 4. Carga de Gas Combustible a planta Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios I.
- Corriente 5. Carga de Gas Combustible a planta Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios II.
- Corriente 6. Carga de Gas Combustible a planta Hidrodesulfuradora de Diesel.
- Corriente 7. Carga de Gas Combustible a la planta Recuperadora de Azufre I.

- Corriente 8. Gas Combustible a Desfogue, enviado a Quemador Elevado QE-101.
- Corriente 9. De Hidrodesulfuradora de Naftas, carga de Gas Amargo enviado a planta Tratadora y Fraccionadora de Hidrocarburos.
- Corriente 10. De Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios I, carga de Gas Amargo enviado a planta Tratadora y Fraccionadora de Hidrocarburos.
- Corriente 11. De Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios II, carga de Gas Amargo enviado a planta Tratadora y Fraccionadora de Hidrocarburos.
- Corriente 12. De Reformadora de Naftas, carga de Hidrógeno enviado a planta Tratadora y Fraccionadora de Hidrocarburos.

Corrientes de Desfogue del Sistema Actual:

- Corriente 13. Desfogue de Alta de Hidrodesulfuradora de Naftas.
- Corriente 14. Desfogue de Baja de Hidrodesulfuradora de Naftas, el desfogue proviene de dos equipos principalmente, uno de los equipos que desfoga arrastra hidrocarburos líquidos.
- Corriente 15. Desfogue Ácido de Hidrodesulfuradora de Naftas.
- Corriente 16. Desfogue de Alta de Reformadora de Naftas.
- Corriente 17. Desfogue de Baja de Reformadora de Naftas.
- Corriente 18. Desfogue de Alta de Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios I.
- Corriente 19. Desfogue de Baja de Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios I.
- Corriente 20. Desfogue de Alta de Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios II.
- Corriente 21. Desfogue de Baja de Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios II.

- Corriente 22. Desfogue de Alta de Hidrodesulfuradora de Diesel, sin embargo físicamente está integrada al cabezal de desfogue de baja.
- Corriente 23. Desfogue Ácido de Hidrodesulfuradora de Diesel.
- Corriente 24. Desfogue Ácido de Recuperadora de Azufre I.
- Corriente 25. Desfogue de Baja de Isomerizadora de Pentanos y Hexanos.
- Corriente 26. Desfogue de Alta de Isomerizadora de Pentanos y Hexanos, aunque físicamente está integrada al cabezal ácido.
- Corriente 27. Desfogue Ácido de Tratadora y Fraccionadora de Hidrocarburos.
- Corriente 28. Desfogue de Baja de Tratadora y Fraccionadora de Hidrocarburos.
- Corriente 29. Cabezal de Desfogue de Alta que contiene a las corrientes 13, 16, 18 y 20, enviado a tanque separador TH-101.
- Corriente 30. Cabezal de Desfogue de Baja que contiene a las corrientes 14, 17 19, 21 y 28, enviado a tanque separador TH-103.
- Corriente 31. Desfogue de Baja, integración de las corrientes 22, 25 y 30, enviado a tanque acumulador de líquidos TH-102.
- Corriente 32. Desfogue Húmedo, integración de las corrientes 29 y 31, enviado a quemador elevado QE-101.
- Corriente 33. Cabezal de Desfogue Ácidos que contiene a las corrientes 15, 23, 24, 26 y 27 enviado a quemador elevado QE-101.

Localizada la integración de corrientes a desfogue se analiza la posibilidad de recuperarlas de acuerdo a sus características: composición y flujo. Se tiene desfogue ácido, desfogue de baja presión con bajo contenido de H₂S y desfogue de alta presión con bajo contenido de H₂S.

De acuerdo a la descripción anterior las corrientes que llegan a desfogue principalmente son:

- Corriente 8. Gas combustible a desfogue, de acuerdo a la información documental proporcionada por la refinería, no se considera para el nuevo sistema de recuperación, por lo tanto; seguirá siendo enviada al quemador QE-101.
- Corriente 32. Desfogue húmedo, se considera para recuperación, debido a su composición rica en hidrógeno y en hidrocarburos.
- Corriente 33. Desfogue ácido, no se considera para el nuevo sistema de recuperación por su alta composición en H₂S. Continuará siendo enviada al quemador QE-101; sin embargo, se recomienda enviar a la planta Recuperadora de Azufre I ó II, para recuperación y separación de azufre, para su aprovechamiento en procesos petroquímicos.

Por lo tanto, la corriente que deberá ser recuperada y cuantificada es la corriente 32, cuya composición es el resultado del balance de las siguientes corrientes:

COMPOSICIÓN (%mol)	13	14	16	17	18	19	20	21	22	25	26	28
Flujo	Desfogue Alta	Desfogue Baja	Desfogue Alta	Desfogue Baía								
H ₂ Hidrógeno		29.93 /	17.14	82.85	83.19	29.93	81.24	29.93	80.5	83.38	89.81	54.61
C ₁ Metano	6.06	39.25 / 3.30	5.37	4.42	9.20	39.25	9.87	39.25	6.04	4.45	3.52	12.23
C ₂ Etano	11.46	16.35 / 0.18	24.47	4.46	3.77	16.35	4.48	16.35	5.71	4.47	2.67	13.67
C ₃ Propano	23.48	7.72 / 0.60	35.98	4.83	1.42	7.72	1.51	7.72	3.9	4.78	2.46	10.14
iC ₄ i-Butano	15.17	2.65 / 0.18	8.38	0.88	0.73	2.65	0.30	2.65	0.93	0.85	0.42	2.98
nC ₄ n-Butano	43.83	3.17 / 4.12	7.48	1.13	0.45	3.17	0.28	3.17	1.15	1.07	0.52	4.60
iC ₅ i-Pentano		0.50 / 14.61	0.82	1.44	0.15	0.50	0.07	0.50	0.55	1.00	0.27	0.83
nC ₅ n-Pentano		0.27 / 23.41	0.35		0.10	0.27	0.04	0.27	0.34		0.18	0.57
C ₆ +P Hexano									0.88		0.15	
H ₂ S Ácido Sulfhídrico		0.16 /			0.99	0.16	2.22	0.16				0.38
2,2 DM-Butano		/ 0.34										
CC ₅ Ciclopentano		/ 2.27										
2,3 DM-Butano		/ 1.64										
2MC ₅ 2-Metilpentano		/ 11.90										
3MC ₅ 3-Metilpentano		/ 7.53										
NC ₆		/ 21.73										
MCC ₅ Metilciclopentano		/ 4.91										
Benceno		/ 2.31										
CC ₆ Ciclohexano		/ 0.95										
Húmedad (ppm)		/ 0.07										
N ₂ (ppm)		/ 0.56										
Flujo (Mm ³ /día)	2.36	7.59 / 3.07	85.41	70.62	64.79	3.15	5.39	6.5	197.14	5.34	3.00	85.41

Tabla 3.1.1 Características de las corrientes de desfogue de Baja y Alta, que posiblemente puedan ser recuperadas.

3.2 Características de las corrientes propuestas

Analizada la información documental del sistema de desfogue de la refinería: Diagramas de Flujo de Proceso, Diagramas de Desfogue y Sumario de Válvulas, se sabe que las emisiones al sistema de desfogue provienen de válvulas de seguridad y válvulas de control o de líneas con válvulas manuales.

Cuando las plantas operan en condiciones normales, las emisiones al sistema de desfogue ocurren: por la apertura de válvulas de control o

válvulas manuales. Cuando esto no ocurre se abren las válvulas de seguridad (caso de emergencia).

El diseño del Sistema de Recuperación de Gases se basa en las emisiones de gas que provienen de las válvulas de control y manuales, en caso de que ocurriera alguna situación de emergencia esta corriente será enviada al sistema de desfogue.

De acuerdo a la información documental más reciente proporcionada por la Refinería:

- Las corrientes 13, 16, 18, 20, 22, 25, 26 y 28 (ver anexo II), operan sólo en caso de emergencia, por lo que no existe flujo continuamente, por lo tanto no debe incluirse en el sistema de recuperación.
- Las corrientes 14, 19 y 21; (ver anexo II) registraban una composición que sólo se tenía en casos de emergencia, así que la composición en caso normal fue modificada y es la que debe utilizarse en cálculos posteriores.
- En la planta Hidrodesulfuradora de Diesel, se encuentra una válvula manual dirigida a desfogue ácido, sin embargo; este no contiene H_2S en su composición, por lo tanto; se recomienda agregar esta corriente al sistema de recuperación de gases, la cual será nombrada como "Adicionada".

Finalmente, el sistema de Recuperación de Gases se va a formar por el balance de las siguientes corrientes del Sistema Actual de Desfogue:

COMPOSICIÓN		14	17	19	21	Adicionada
Flujo		Desfogue Baja				
H ₂	Hidrógeno	29.12 /	82.85	29.12	29.12	58.55
C ₁	Metano	40.11 / 3.30	4.42	40.11	40.11	15.94
C ₂	Etano	16.46 / 0.18	4.46	16.46	16.46	11.65
C ₃	Propano	7.74 / 0.60	4.83	7.74	7.74	7.71
iC ₄	i-Butano	2.63 / 0.18	0.88	2.63	2.63	
nC ₄	n-Butano	3.12 / 4.12	1.13	3.12	3.12	3.70
iC ₅	i-Pentano	0.50 / 14.61	1.44	0.50	0.50	
nC ₅	n-Pentano	0.28 / 23.41		0.28	0.28	1.73
H ₂ S	Ácido Sulfhídrico	0.04 /		0.04	0.04	
H ₂ O	Agua					0.71
	2,2 DM-Butano	/ 0.34				
	CC ₅ Ciclopentano	/ 2.27				
	2,3 DM-Butano	/ 1.64				
	2MC ₅ 2-Metilpentano	/ 11.90				
	3MC ₅ 3-Metilpentano	/ 7.53				
	NC ₆	/ 21.73				
	MCC ₅ Metilciclopentano	/ 4.91				
	Benceno	/ 2.31				
	CC ₆ Ciclohexano	/ 0.95				
	Húmedad (ppm)	/ 0.07				
	N ₂ (ppm)	/ 0.56				
	Flujo (Mm ³ /día)	7.59 / 3.07	70.62	3.15	6.5	30.61

Tabla 3.2.1 Características de las corrientes del Sistema Actual que Desfogan Continuamente.

En la tabla 3.2.1 se muestran las corrientes con desfogue continuo del Sistema Actual del sector de hidrosulfuración, cuyas emisiones de CO₂ se cuantificara posteriormente; como puede apreciarse éstas corrientes son ricas en componentes de hidrógeno, metano, etano, pentano y hexano que pueden ser aprovechados en servicios auxiliares de equipo de proceso como son incineradores, por lo que se recomienda la recuperación de estas corrientes antes de que se conecten al sistema de desfogue y se contaminen con H₂S.

Sin embargo, no es recomendable mezclar las corrientes de desfogue continuo en una sola corriente, debido a que algunas de éstas son ricas en gas hidrógeno que podría causar post-combustión o, disminuir el poder

calorífico de la red de gas combustible de la refinería, por lo tanto es preferible separar las corrientes agrupándolas de acuerdo a la cantidad de hidrógeno que poseen.

Por lo tanto la propuesta para el Sistema de Recuperación es la segregación de los gases inmediatamente después de su salida de las válvulas de control de los equipos que protegen.

Algunas características de equipo de proceso en los que puede ser enviada la corriente de recuperación:

COMPONENTE	Unidad Purificadora de Hidrógeno	Incinerador de Azufre II, UM-102			Quemador BA-101
		Hidrógeno	Gas residual de refinería	Gas natural	Gas Combustible
H ₂	80.50	95.00	58.20	21.00	25.00
C ₁	6.04	2.70	15.80	45.00	30.10
C ₂	5.71	1.00	11.60	20.90	15.60
C ₃	3.90	0.70	7.60	7.70	23.70
iC ₄	0.93				
nC ₄	1.15	0.60	3.70	1.20	3.10
iC ₅	0.55				
nC ₅	0.34				
nC ₆	0.88				
CO			1.70		
CO ₂			1.40		
N ₂ Y O ₂				1.00	
H ₂ S				3.20	0.10
Otros					3.40
Peso Molecular	8.64	3.29	13.75	19.34	
Presión kg/cm ² man (psig)	10.5 (149.35)	10 (142.23)	7 (99.56)	6 (85.34)	3.5 (50)
Temperatura °C (°F)	45 (113)	50(122)	25(77)	38(100.4)	20 (68)

Tabla 3.2.2 Condiciones de suministro de gas de servicio.

3.3 Diagrama de Análisis de Recuperación (Balance de Materia)

De acuerdo al diagrama A-002, las corrientes del Nuevo Sistema de Recuperación tienen las siguientes características (ver anexo III):

- Las corrientes de carga al Nuevo Sistema de Recuperación tienen la siguiente composición:

COMPOSICIÓN (%mol)	1 (normal)	2 (normal)	3 (normal)	4 (normal / crítica)		5 (normal)	6 (normal)
VÁLVULA	PV-101B	PV-102B	PV-103B	PV-104B		PV-106	PV-105B
EQUIPO	FA-109	FA-104	FA-105	FA-106 /	FA-107	FA-108	FA-103
H ₂ Hidrógeno	29.12	29.12	29.12	82.85	74.51	58.55	
C ₁ Metano	40.11	40.11	40.11	4.42	6.92	15.94	3.30
C ₂ Etano	16.46	16.46	16.46	4.46	6.81	11.65	0.18
C ₃ Propano	7.74	7.74	7.74	4.83	7.36	7.71	0.60
iC ₄ i-Butano	2.63	2.63	2.63	0.88	1.25	-	0.18
nC ₄ n-Butano	3.12	3.12	3.12	1.13	1.61	3.70	4.12
iC ₅ i-Pentano	0.50	0.50	0.50	1.44	1.54	-	14.61
nC ₅ n-Pentano	0.28	0.28	0.28	-	-	1.73	23.41
C ₆ + P Hexano	-	-	-	-	-	-	-
H ₂ S Ácido Sulfhídrico	0.04	0.04	0.04	-	-	-	-
H ₂ O Agua	-	-	-	-	-	0.71	-
2,2 DM-Butano							0.34
CC ₅ Ciclopentano							2.27
2,3 DM-Butano							1.64
2MC ₅ 2-Metilpentano							11.9
3MC ₅ 3-Metilpentano							7.53
NC ₆							21.73
MCC ₅ Metilciclopentano							4.91
Benceno							2.31
CC ₆ Ciclohexano							0.95
Flujo (Mm ³ /día)	7.59	3.15	6.50	70.62		30.61	16.99

Tabla 3.3.1 Características de las corrientes de carga.

- Las corrientes recuperadas tienen las siguientes características:

Corriente	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Fluido	Naftas Condensadas	Gas Combustible	Naftas Recuperadas	Naftas iC_5/iC_6	Gas Combustible	Hidrógeno Alta Pureza	Hidrógeno Baja Pureza	Hidrógeno Baja Pureza	Hidrógeno Baja Pureza
H ₂ Hidrógeno					28.82	82.85	74.51	74.51	66.38
C ₁ Metano	0.55	47.35	0.55		40.19	4.42	6.92	6.92	11.52
C ₂ Etano	0.01	1.57	0.01		16.30	4.46	6.81	6.81	9.28
C ₃ Propano	0.47	2.70	0.47		7.69	4.83	7.36	7.36	7.54
iC ₄ i-Butano	0.17	0.41	0.17		2.60	0.88	1.25	1.25	0.61
nC ₄ n-Butano	3.93	7.21	3.93	0.63	3.16	1.13	1.61	1.61	2.68
iC ₅ i-Pentano	14.80	11.64	14.80	18.85	0.61	1.44	1.54	1.54	0.75
nC ₅ n-Pentano	23.93	15.19	23.93	30.08	0.44				0.88
H ₂ S Ácido Sulfhídrico					0.04				
H ₂ O Agua									0.36
2,2 DM-Butano	0.35	0.14	0.35						
CC ₅ Ciclopentano	2.35	1.06	2.35	0.03	0.01				
2,3 DM-Butano	1.71	0.53	1.71	0.03	0.01				
2MC ₅ 2-Metilpentano	12.43	3.53	12.43	0.22	0.04				
3MC ₅ 3-Metilpentano	7.88	2.01	7.88	0.14	0.02				
NC ₆	22.78	4.94	22.78	49.84	0.05				
MCC ₅ Metilciclopentano	5.15	1.05	5.15	0.1	0.01				
Benceno	2.42	0.49	2.42	0.04	0.01				
CC ₆ Ciclohexano	0.99	0.16	0.99	0.02					
Flujo (Mm ³ /día)	0.015	0.18	0.015	0.958	17.42	70.62	41.23	29.39	60.00

Tabla 3.3.2 Característica de las corrientes recuperadas.

La propuesta para recuperar los gases de las diferentes plantas son:

- Línea 5. De Hidrodesulfuradora de Diesel se recupera Hidrógeno, el cual será integrado al Incinerador de Azufre II.
- Línea 6. En el tanque acumulador de reflujo FA-103, el gas a recuperar lleva naftas, por lo tanto requiere ser enviada a un sistema de enfriamiento CH-101 para separar el gas de los hidrocarburos pesados.

- Línea 7. En el sistema de enfriamiento CH-101, el condensado es enviado a un tanque de balance de carga TV-101 del cual se separa el gas de los líquidos.*
- Línea 8. El gas separado de tanque de balance de carga TV-101 es integrado al cabezal de gas combustible.*
- Línea 9. Las naftas líquidas recuperadas del tanque TV-101 son integradas a la línea de naftas provenientes del tanque acumulador de reflujo FA-103.*
- Línea 10. Integración de las corrientes de Naftas, provenientes de proceso del tanque acumulador de reflujo FA-103 y de las separadas en el tanque de balance TV-101.
- Línea 11. La propuesta para recuperar el Gas Combustible de Hidrodesulfuradora de Naftas es integrarla con las corrientes de Gas Combustible provenientes de las plantas Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios I y II el cual será enviada a la planta Hidrodesulfuradora de Diesel.
- Línea 12. De la Unidad Reformadora de Naftas, se recupera hidrógeno de alta pureza, enviado a la planta Hidrodesulfuradora de Diesel.
- Línea 13. De la Unidad Reformadora de Naftas, se recupera hidrógeno de baja pureza, enviado a las líneas de servicio del Incinerador de Azufre I.
- Línea 14. De la Unidad Reformadora de Naftas, se recupera hidrógeno de baja pureza, éste se integra con la corriente de Hidrodesulfuradora de Diesel.
- Línea 15. Hidrógeno de baja pureza, enviado a las líneas de servicio del Incinerador de Azufre II.

* Los datos de composición, flujo, presión y temperatura se obtuvieron de la simulación en Hysys Process Simulator, versión 3.2 ASPENTECH (Ver Anexo IV).

De acuerdo a lo anterior, el Nuevo Sistema de Recuperación de Gases, consiste básicamente en integrar a líneas nuevas o ya existentes de proceso los gases Recuperados: Gas Combustible, Hidrógeno y Naftas.

El Gas Combustible recuperado de las plantas Hidrodesulfuradora de Naftas, Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios I y II se integra hacia el compresor GB-101, a pesar de que su composición incluye ácido sulfhídrico esta no es significativa en comparación con la composición de metano, por lo que puede ser utilizada sin que se vea afectado el compresor.

El Hidrógeno recuperado será integrado a la línea de proceso de la Unidad Purificadora de Hidrógeno (PSA), en la planta Hidrodesulfuradora de Diesel, sólo si cumple con un porcentaje mayor al 80% mol de hidrógeno. Si el porcentaje mol es menor, una parte del flujo total se integra a las líneas de servicio (suministro de gas) del Incinerador de Azufre I, UM-101 y la otra parte al Incinerador de Azufre II, UM-102.

La pureza del Hidrógeno dependerá de su paso a través de los reactores de donde es enviado, por lo que en condiciones normales cuando el catalizador de los reactores está en buen estado, la pureza del Hidrógeno será superior al 80% y en condiciones críticas será menor al 80%.

Las naftas recuperadas son segregadas inmediatamente a la salida del tanque acumulador de reflujo FA-103, la parte de gas es enviada a un condensador de naftas CH-101, del cual la corriente pasa por medio de un tanque de balance de naftas TV-101, en el cual se separa la parte líquida del gas, el gas recuperado del TV-101 se integra a la línea de gas combustible que se dirige al compresor GB-101 mientras que la parte líquida (naftas) tiene dos opciones:

Primera opción. Integrarse con la salida de líquidos del FA-103, donde una

parte de naftas recuperadas son enviadas a la planta Isomerizadora de Pentanos y Hexanos para su almacenamiento en el Tanque de balance FA-111 y el resto es enviado a la planta Hidrodesulfuradora de Naftas como carga de la torre desisohexanizadora DA-101.

Segunda opción. Ser enviada completamente a la planta Isomerizadora de Pentanos y hexanos para su almacenamiento en una torre de FA-111.

Los equipos receptores para el acondicionamiento de las corrientes recuperadas, cuentan con las siguientes condiciones de operación de las cargas:

Compresor GB-101

COMPONENTE	% MOL
H ₂	47.33
C ₁	12.60
C ₂	9.04
C ₃	6.05
iC ₄	1.53
nC ₄	1.57
iC ₅	0.90
nC ₅	0.91
C ₆ +P	10.24
H ₂ S	7.99
H ₂ O	1.66
NH ₃	0.18
Peso Molecular	24.73
Presión kg/cm ² man (psig) (entrada/descarga)	0.40(5.67) / 2.46(34.97)
Temperatura °C (°F) (entrada/descarga)	54.4(129.92)/ 114(273.2)
Flujo Mm ³ /día (20°C y 1 atm)	76.85

Tabla 3.3.3 Características de operación de la carga al equipo GB-101.

Tanque de Balance FA-110

COMPONENTE	% MOL
H ₂	81.80 / 76.38
C ₁	12.52 / 12.17
C ₂	3.51 / 3.23
C ₃	1.29 / 1.35
iC ₄	0.18 / 0.20
nC ₄	0.15 / 0.20
iC ₅	0.04 / 0.07
nC ₅	0.04 / 0.07
C ₆ +P	0.04 / -
H ₂ O	0.34 / 0.34
DIES	0.13 / -
Peso Molecular	5.73 / 6.43
Presión kg/cm ² man (psig)	17.2 (244.62)
Temperatura °C (°F)	54 (129.2)
Flujo Mm ³ /día (20°C y 1 atm)	26.829-22.712

Tabla 3.3.4 Características de operación de la carga al equipo FA-110.

Bomba de reflujo GA-101

COMPONENTE	% MOL
H ₂	-
C ₁	-
C ₂	-
C ₃	0.002
iC ₄	-
nC ₄	1.08
iC ₅	22.75
nC ₅	33.92
C ₆ +P	42.25
Peso Molecular	79.04
Presión kg/cm ² man (psig) (succión)	1.83 (26)
Temperatura °C (°F) (succión)	75.3 (167.5)
Flujo Mm ³ /día	1466/1617 GPM

Tabla 3.3.5 Características de operación de la carga al equipo GA-101.

Tanque de Balance FA-111

COMPONENTE	% MOL
iC ₅	13.20
nC ₅	27.92
iC ₆	14.32
nC ₆	30.19
CC ₅	2.82
3-M-C ₅	9.40
2,2 DM-BUTANO	0.31
2,3 DM-BUTANO	1.84
Peso Molecular	79.95
Presión kg/cm ² man (psig)	3.5 (50)
Temperatura °C (°F)	38 (100.4)
Flujo Mm ³ /día	222.655

Tabla 3.3.6 Características de operación de la carga al equipo FA-111.

3.4 Cálculo del Poder Calorífico de las corrientes propuestas

El análisis energético es importante para obtener el poder calorífico de las corrientes destinadas al Sistema de Recuperación de Gases con la finalidad de conocer la cantidad de energía absorbida o cedida a través de las reacciones químicas. De esta manera se conoce la cantidad de energía que puede ser recuperada y utilizada para proceso.

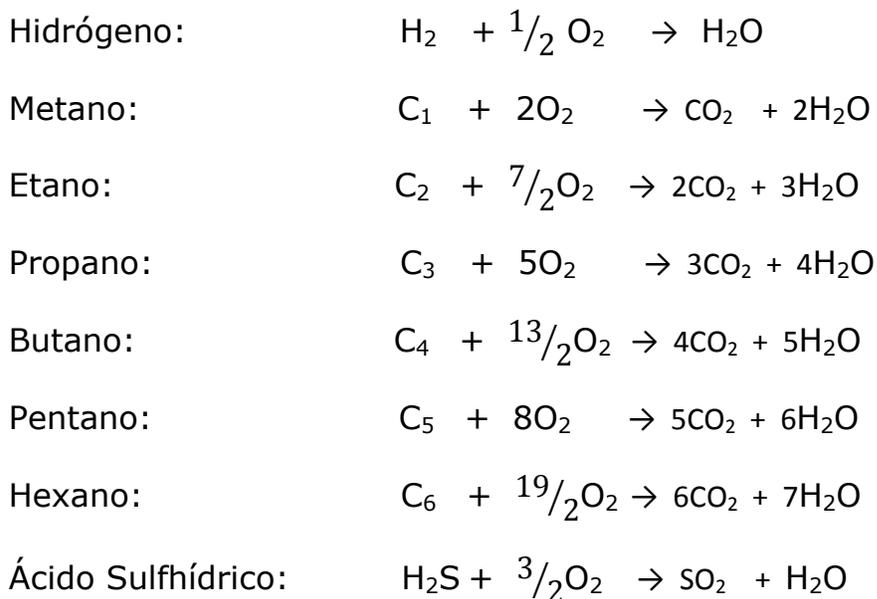
En una combustión típica se pueden producir muchas especies químicas diferentes, sin embargo los gases que aparecen con mayor frecuencia y concentración son H₂O, CO₂, SO₂ y N₂; existen otros gases que aparecen de acuerdo al exceso o defecto de oxígeno en la combustión como son: O₂, H₂, CO, S₂, CH₄, HCO, N, N₂O, HCN, etc.; aunque la concentración de éstos gases es menor no son menos importantes que los otros debido a que

entre ellos tenemos el CH₄ y N₂O cuyo efecto invernadero es superior al CO₂.

En el análisis energético se considero que los compuestos 2,2 DM-Butano y 2,3 DM-Butano son equivalentes al compuesto nC₄; los compuestos CC₅, 2MC₅, 3MC₅ y MCC₅ son equivalentes al compuesto nC₅ y los compuestos Benceno, nC₆ y CC₆ son equivalentes al compuesto C₆+P.

Dado que el agua es retirada en los tanques separadores del sistema de desfogue se consideran las corrientes como base seca. De acuerdo a la estequiometria de las reacciones, se considera, una conversión del 100%, formación únicamente de CO₂, SO₂ y H₂O.

El balance estequiométrico de las reacciones de combustión de los componentes involucrados en las corrientes son los siguientes:



Planteadas las reacciones se obtienen los datos de entalpía de formación de cada componente ($\Delta H_{f_i}^\circ$) a condición estándar:

COMPONENTE		$\Delta H_{f_i}^\circ$ (kJ/mol)
H ₂	Hidrógeno	-
CH ₄	Metano	-74.85
C ₂ H ₆	Etano	-84.67
C ₃ H ₈	Propano	-103.80
C ₄ H ₁₀	i-Butano	124.70
C ₄ H ₁₀	n-Butano	-134.50
C ₅ H ₁₂	i-Pentano	-146.40
C ₅ H ₁₂	n-Pentano	-152.00
C ₆ H ₁₄	Hexano	-167.20
H ₂ S	Ácido Sulfhídrico	-201.80
CO ₂	Dióxido de Carbono	-393.80
SO ₂	Dióxido de Azufre	-297.10
H ₂ O	Agua	-241.00

Tabla 3.4.1 Entalpías de formación a condición estándar. ¹⁵

De acuerdo a la estequiometria de las reacciones y aplicando las entalpías de formación en la reacción correspondiente, se obtiene las entalpías de combustión de las reacciones ($\Delta H_{c_i}^\circ$) a condición estándar, utilizando la ecuación:

$$\Delta H_{c_i}^\circ = \sum(\eta \Delta H_{f_i}^\circ)_{\text{productos}} - \sum(\eta \Delta H_{f_i}^\circ)_{\text{reactivos}} \quad 3.4.1$$

Donde:

n= coeficiente estequiométrico en la reacción.

$\Delta H_{f_i}^\circ$ = entalpía de formación del compuesto *i* [kJ/mol] a condición estándar.

$\Delta H_{c_i}^\circ$ = entalpía de combustión de la reacción a condición estándar [kJ/mol].

La entalpía de combustión por componente a condición estándar:

COMPONENTE		$\Delta H_{c_i}^\circ$ (kJ/mol)
H ₂	Hidrógeno	-241.90
CH ₄	Metano	-802.31
C ₂ H ₆	Etano	-1427.82
C ₃ H ₈	Propano	-2044.02
C ₄ H ₁₀	i-Butano	-2658.45
C ₄ H ₁₀	n-Butano	-2648.65
C ₅ H ₁₂	i-Pentano	-3272.08
C ₅ H ₁₂	n-Pentano	-3098.09
C ₆ H ₁₄	Hexano	-3686.28
H ₂ S	Ácido Sulfhídrico	-518.00

Tabla 3.4.2 Entalpías de combustión a condición estándar. ¹⁵

El poder calorífico por componente, se obtiene a partir de los datos de entalpía de combustión ($\Delta H_{c_i}^\circ$) y fracción mol, de acuerdo a la ecuación:

$$PC_i = (X_i)(\Delta H_{c_i}^\circ) \quad 3.4.2$$

Donde:

PC_i = Poder Calorífico del compuesto i en la corriente [kJ/mol].

X_i = Fracción mol.

$\Delta H_{c_i}^\circ$ = Entalpía de Combustión del compuesto i [kJ/mol].

En el caso de la corriente 1 de carga de Gas Combustible:

$$PC_{H_2} = (0.2912) * (-241.90) \left[\frac{\text{kJ}}{\text{mol}} \right] = -70.44 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}$$

$$PC_{CH_4} = (0.4011) * (-802.31) \left[\frac{\text{kJ}}{\text{mol}} \right] = -321.81 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}$$

$$PC_{C_2H_6} = (0.1646) * (-1,427.82) \left[\frac{kJ}{mol} \right] = -234.96 \frac{kJ}{mol}$$

$$PC_{C_3H_8} = (0.0774) * (-2,044.02) \left[\frac{kJ}{mol} \right] = -158.29 \frac{kJ}{mol}$$

$$PC_{iC_4H_{10}} = (0.0263) * (-2,658.45) \left[\frac{kJ}{mol} \right] = -69.81 \frac{kJ}{mol}$$

$$PC_{nC_4H_{10}} = (0.0312) * (-2,648.65) \left[\frac{kJ}{mol} \right] = -82.61 \frac{kJ}{mol}$$

$$PC_{iC_5H_{12}} = (0.005) * (-3,208.72) \left[\frac{kJ}{mol} \right] = -16.23 \frac{kJ}{mol}$$

$$PC_{nC_5H_{10}} = (0.0028) * (-3,098.09) \left[\frac{kJ}{mol} \right] = -8.74 \frac{kJ}{mol}$$

$$PC_{H_2S} = (0.0004) * (-518) \left[\frac{kJ}{mol} \right] = -0.23 \frac{kJ}{mol}$$

Lo mismo sucede para las corrientes de carga y de recuperación; el signo negativo indica que la reacción es exotérmica.

El poder calorífico total de la corriente se obtiene de la sumatoria del poder calorífico de los componentes involucrados en la corriente:

$$PC_M = \sum(X_i)(\Delta H_{C_i}^{\circ}) \quad 3.4.3$$

Donde:

PC_M = Poder Calorífico de la corriente [kJ/mol].

Entonces para la corriente 1 de carga de Gas Combustible:

$$PC_1 = - (70.44 + 321.81 + 234.96 + 158.29 + 69.81 + 82.61 + 16.23 + 8.74 + 0.23) \left[\frac{kJ}{mol} \right] = - 963.12 \frac{kJ}{mol}$$

Lo mismo sucede para todas las corrientes del Sistema de Recuperación, obteniéndose los siguientes resultados:

Corriente	Fluido	PC _M (kJ/mol)	PC _M (BTU/mol)
1	Gas Combustible	-963.12	-912.86
2	Gas Combustible	-963.12	-912.86
3	Gas Combustible	-963.12	-912.86
4 (Normal)	Hidrógeno	-498.73	-472.70
4 (Crítica)	Hidrógeno	-609.70	-577.88
5	Hidrógeno	-750.31	-711.16
6	Naftas	-3,157.04	-2,992.30
7	Naftas	-3,229.99	-3,061.44
8	Gas Combustible	-1,971.65	-1,868.76
9	Naftas	-3,229.99	-3,061.44
10	Naftas	-3,420.81	-3,242.30
11	Gas Combustible	-973.74	-922.92
12	Hidrógeno	-498.73	-472.70
13	Hidrógeno	-609.70	-577.88
14	Hidrógeno	-609.70	-577.88
15	Hidrógeno	-681.12	-645.64

Tabla 3.4.3 Poder Calorífico de las corrientes del Sistema de Recuperación.

Las ecuaciones anteriores, también se utilizan para obtener el poder calorífico de la corriente de desfogue continuo del Sistema Actual, y de acuerdo a esto los resultados obtenidos son los siguientes:

Corriente	Fluido	PC _M (kJ/mol)	PC _M (BTU/mol)
8	Gas Combustible	-958.52	-908.50
14 (FA-102)	Desfogue de Baja	-958.52	-908.50
14 (FA-103)	Desfogue de Baja	-3,157.04	-2,992.30
17	Desfogue de Baja	-498.73	-472.70
19	Desfogue de Baja	-958.52	-908.50
21	Desfogue de Baja	-958.52	-908.50
33	Desfogue Ácido	-492.70	-466.99
Adicional	Desfogue de Baja	-750.31	-711.16

Tabla 3.4.4 Poder Calorífico de las corrientes del Sistema Actual de Desfogue

Una manera de comprobar el ahorro energético de las corrientes es comparándolo con el aprovechamiento sustentable de la energía de la corriente de desfogue mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta U = \left(\frac{U_A - U_B}{U_A} \right) \times 100\% \quad 3.4.4$$

Donde:

ΔU : Consumo energético evitado por las acciones de aprovechamiento realizadas [BTU/mol].

U_A : consumo energético bajo el escenario del sistema de desfogue actual [BTU/mol].

U_B : consumo energético bajo el escenario del sistema de recuperación [BTU/mol].

Con la puesta en marcha del nuevo Sistema de Recuperación, las únicas corrientes que continúan quemándose son: la corriente de Gas Amargo

(corriente 33) y la corriente de Gas Combustible (corriente 8). La energía liberada por ambas corrientes:

Fluido	Sistema Actual de Desfogue (BTU/mol)	Sistema de Recuperación (BTU/mol) U_B	% Recuperado ΔU
Desfogue Ácido	466.99	466.99	0
Desfogue de Baja	7,810.16	908.50	88.37

Tabla 3.4.5 Ahorro energético con el Sistema de Recuperación.

En la tabla 3.4.5, se observa el ahorro energético cercano al 88.4% en las corrientes de desfogue de baja, por la recuperación de corrientes; este valor representa 6,900 BTU/día, los cuales pueden ser reutilizados.

3.5 Cálculo de Recuperación Másica (ton CO₂) de las corrientes propuestas

Para determinar la cantidad de bonos de carbono que podrían obtenerse de la Recuperación de Gases, es necesario cuantificar las toneladas de CO₂, de este modo se obtiene la cantidad de productos comerciables que podrán ofrecerse en el mercado de bonos de carbono con la finalidad de ser adquiridos por países industrializados y que éstos cumplan con su cuota (de acuerdo a lo establecido en el Protocolo de Kioto) a cambio de financiar proyectos en nuestro país para disminuir los Gases de Efecto Invernadero.

La participación de Pemex en el Protocolo de Kioto consiste en el desarrollo de Mecanismos de Desarrollo Limpio, por lo tanto el tipo de bono expedido por una tonelada de CO₂ reducida corresponde a un Certificado de Reducción de Emisiones (CRE).

En la cuantificación de emisiones en el proceso de combustión de energéticos el primer compuesto que se forma es el CO_2 , adicionalmente se emite carbono en formas como monóxido de carbono (CO), metano (CH_4), óxido de nitrógeno (N_2O) y otros compuestos orgánicos volátiles (COV); sin embargo, para poder cuantificar las emisiones se reporta en CO_{2e} .

Las emisiones de CO_2 dependen del contenido de carbono del combustible considerado, y son independientes de la tecnología de combustión empleada, contrario a esto los gases diferentes al CO_2 dependen de la tecnología y otros factores poco documentados como el mantenimiento de las tecnologías empleadas.

En el caso de estudio, se cuenta con la siguiente información:

- Especificación del tipo de producto (gas amargo, gas ácido, condensado, etc).
- Consumo de combustible reutilizado (Q).
- Reacciones de combustión de las corrientes reutilizadas.
- Poder Calorífico de las corrientes a recuperar (PC_M).
- % Mol de Hidrocarburos, H_2S e H_2 .

Para reportar las emisiones contaminantes al aire de los equipos, en los que se ha enviado las corrientes recuperadas, deberá seguirse la metodología a continuación descrita:

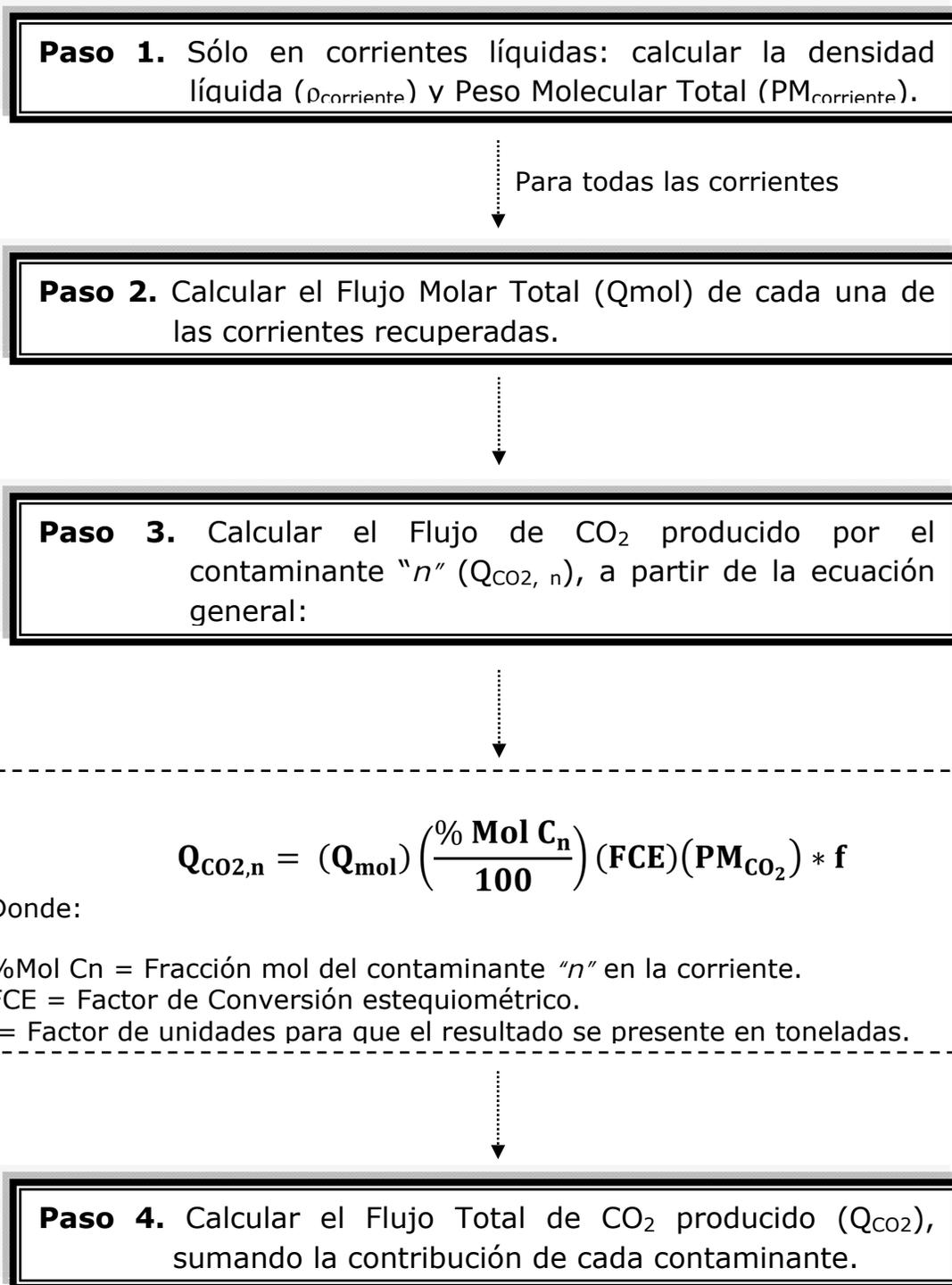


Figura 3.5.1 Metodología para cuantificación de CO_2 , utilizando las reacciones químicas involucradas en el proceso de combustión de Hidrocarburos.

En el caso de estudio, la metodología descrita en la Figura 3.5.1 tendría los siguientes resultados:

De acuerdo a la estequiometría de las reacciones, se considera, una conversión del 100%, formación únicamente de CO₂, SO₂ y H₂O; el hidrógeno y el ácido sulfhídrico no se incluyen en la cuantificación de toneladas de dióxido de carbono emitidas.

Paso 1. El flujo molar para la corriente de naftas líquidas, se evalúa utilizando la densidad y peso molecular total de la corriente:

$$\rho_{\text{corriente}} = \sum x_i \rho_{\text{comp}} \quad 3.5.1$$

$$PM_{\text{corriente}} = \sum x_i PM_{\text{comp}} \quad 3.5.2$$

Donde:

$\rho_{\text{corriente}}$ = densidad de la corriente [kg/m³].

X_i = fracción mol.

ρ_{comp} = densidad del componente puro [kg/m³].

$PM_{\text{corriente}}$ = peso molecular de la corriente.

Es necesario conocer la densidad y peso molecular de los compuestos que integran la corriente, en la siguiente tabla se muestran estos valores, obtenidos a condición estándar:

Componente	$\rho_{\text{puro líq}}$ (kg/m ³)	PM _{puro}
CH ₄	299.39	16.043
C ₂ H ₆	355.68	30.07
C ₃ H ₈	506.68	44.097
C ₄ H ₁₀	561.97	58.124
C ₄ H ₁₀	583.22	58.124
C ₅ H ₁₂	623.44	72.151
C ₅ H ₁₂	629.73	72.151
C ₆ H ₁₄	662.66	86.178

Tabla 3.5.1 Propiedades físicas de hidrocarburos.¹⁶

Por lo que la densidad de la corriente 9 de naftas, resulta:

$$\rho_{\text{corriente}} = \{(0.0055)(299.39) + (0.0001)(355.68) + (0.0047)(506.68) + (0.0017)(561.97) + (0.0599)(583.22) + (0.148)(623.44) + (0.5174)(629.73) + (0.2619)(662.66)\} \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] = 631.6 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

El peso molecular de la corriente 9, resulta:

$$\text{PM}_{\text{corriente}} = (0.0055)(16.043) + (0.0001)(30.07) + (0.0047)(44.097) + (0.0017)(58.124) + (0.0599)(58.124) + (0.148)(72.151) + (0.5174)(72.151) + (0.2619)(86.178) = 74.46 \frac{\text{g}}{\text{gmol}}$$

Paso 2. Evaluar los flujos molares de las corrientes propuestas, considerando un comportamiento de gas ideal, por lo que el flujo molar se evalúa a condiciones PEMEX, mediante la ecuación:

$$Q_{\text{mol}} = \frac{Q * P * f}{R * T} \quad 3.5.3$$

Donde:

Q= Flujo [m³/día]

Q_{mol}= Flujo Molar [mol/día]

P= Presión Atmosférica [1 atm]

T= Temperatura Ambiente [20°C]

R= Constante de los Gases [0.0821 atm L/mol K]

f= Factor de conversión de unidades para que el resultado se presente en mol/día.

De acuerdo a la ecuación 3.5.3, los resultados para cada corriente son los siguientes:

Corriente 5:

$$Q_{\text{mol}} = \frac{\left(30,610 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}\right) (1 \text{ atm}) \left(1000 \frac{\text{L}}{\text{m}^3}\right)}{\left(0.0821 \frac{\text{atm L}}{\text{mol K}}\right) (20+273.15) \text{ K}} = 1,271,833.54 \frac{\text{mol}}{\text{día}}$$

Corriente 8:

$$Q_{\text{mol}} = \frac{\left(180 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}\right) (1 \text{ atm}) \left(1000 \frac{\text{L}}{\text{m}^3}\right)}{\left(0.0821 \frac{\text{atm L}}{\text{mol K}}\right) (20+273.15) \text{ K}} = 7,478.93 \frac{\text{mol}}{\text{día}}$$

Corriente 11:

$$Q_{\text{mol}} = \frac{\left(17,420 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}\right) (1 \text{ atm}) \left(1000 \frac{\text{L}}{\text{m}^3}\right)}{\left(0.0821 \frac{\text{atm L}}{\text{mol K}}\right) (20+273.15) \text{ K}} = 723,794.19 \frac{\text{mol}}{\text{día}}$$

Corriente 12:

$$Q_{\text{mol}} = \frac{\left(70,620 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}\right) (1 \text{ atm}) \left(1000 \frac{\text{L}}{\text{m}^3}\right)}{\left(0.0821 \frac{\text{atm L}}{\text{mol K}}\right) (20+273.15) \text{ K}} = 2,934,233.41 \frac{\text{mol}}{\text{día}}$$

Corriente 13:

$$Q_{\text{mol}} = \frac{\left(41,230 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}\right) (1 \text{ atm}) \left(1000 \frac{\text{L}}{\text{m}^3}\right)}{\left(0.0821 \frac{\text{atm L}}{\text{mol K}}\right) (20+273.15) \text{ K}} = 1,713,090.39 \frac{\text{mol}}{\text{día}}$$

Corriente 15:

$$Q_{\text{mol}} = \frac{\left(60,000 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}\right) (1 \text{ atm}) \left(1000 \frac{\text{L}}{\text{m}^3}\right)}{\left(0.0821 \frac{\text{atm L}}{\text{mol K}}\right) (20+273.15) \text{ K}} = 2,492,976.56 \frac{\text{mol}}{\text{día}}$$

Utilizando el valor de densidad y peso molecular de la corriente 9, el flujo molar se obtiene:

$$Q_{\text{mol}} = \frac{Q * \rho_{\text{corriente}} * f}{PM_{\text{corriente}}} \quad 3.5.4$$

Donde:

$\rho_{\text{corriente}}$ = Densidad de la corriente [kg/m^3].

$PM_{\text{corriente}}$ = Peso molecular total de la corriente.

Q = Flujo volumétrico [$\text{m}^3/\text{día}$].

f = Factor de conversión de unidades para que el resultado se presente en mol/día.

Q_{mol} = Flujo molar total de la corriente [$\text{mol}/\text{día}$].

De manera que la corriente 9 de naftas líquidas, tiene un flujo molar:

$$Q_{\text{mol}} = \frac{\left(15 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}\right) \left(631.6 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right) \left(1000 \frac{\text{mol}}{\text{kmol}}\right)}{\left(74.46 \frac{\text{kg}}{\text{kmol}}\right)} = 127,238.30 \frac{\text{mol}}{\text{día}}$$

Paso 3. Al ocurrir la combustión de los componentes de cada una de las corrientes, ocurre formación de CO_2 (excepto en la combustión de H_2 y H_2S); para la cuantificación se utiliza la ecuación general:

$$Q_{\text{CO}_2, n} = (Q_{\text{mol}}) \left(\frac{\% \text{Mol } C_n}{100}\right) (\text{FCE})(PM_{\text{CO}_2}) * f \quad 3.5.5$$

Donde:

$\% \text{Mol } C_n$ = Fracción mol del contaminante "n" en la corriente.

FCE = Factor de Conversión estequiométrico.

f = Factor de unidades para que el resultado se presente en toneladas.

PM = Peso Molecular del CO_2 .

En la combustión de la corriente 5:

$$Q_{CO_2,C1} = \left(1,271,833.54 \frac{\text{mol}}{\text{día}}\right) \left(\frac{16.05\% \text{ mol } C_1}{100}\right) \left(\frac{1 \text{ mol } CO_2}{1 \text{ mol } C_1}\right) \left(44 \frac{\text{g}}{\text{gmol}}\right) \left(\frac{1 \text{ Ton}}{10^6 \text{g}}\right) = 8.98 \frac{\text{Ton } CO_2}{\text{día}}$$

$$Q_{CO_2,C2} = \left(1,271,833.54 \frac{\text{mol}}{\text{día}}\right) \left(\frac{11.73\% \text{ mol } C_1}{100}\right) \left(\frac{2 \text{ mol } CO_2}{1 \text{ mol } C_2}\right) \left(44 \frac{\text{g}}{\text{gmol}}\right) \left(\frac{1 \text{ Ton}}{10^6 \text{g}}\right) = 13.13 \frac{\text{Ton } CO_2}{\text{día}}$$

$$Q_{CO_2,C3} = \left(1,271,833.54 \frac{\text{mol}}{\text{día}}\right) \left(\frac{7.76\% \text{ mol } C_1}{100}\right) \left(\frac{3 \text{ mol } CO_2}{1 \text{ mol } C_3}\right) \left(44 \frac{\text{g}}{\text{gmol}}\right) \left(\frac{1 \text{ Ton}}{10^6 \text{g}}\right) = 13.03 \frac{\text{Ton } CO_2}{\text{día}}$$

$$Q_{CO_2,nC4} = \left(1,271,833.54 \frac{\text{mol}}{\text{día}}\right) \left(\frac{3.73\% \text{ mol } C_1}{100}\right) \left(\frac{4 \text{ mol } CO_2}{1 \text{ mol } C_2}\right) \left(44 \frac{\text{g}}{\text{gmol}}\right) \left(\frac{1 \text{ Ton}}{10^6 \text{g}}\right) = 8.35 \frac{\text{Ton } CO_2}{\text{día}}$$

$$Q_{CO_2,nC5} = \left(1,271,833.54 \frac{\text{mol}}{\text{día}}\right) \left(\frac{7.76\% \text{ mol } C_1}{100}\right) \left(\frac{5 \text{ mol } CO_2}{1 \text{ mol } C_2}\right) \left(44 \frac{\text{g}}{\text{gmol}}\right) \left(\frac{1 \text{ Ton}}{10^6 \text{g}}\right) = 4.87 \frac{\text{Ton } CO_2}{\text{día}}$$

Paso 4. El flujo total de CO₂ producido en la combustión de las corrientes, se obtiene con la sumatoria de las contribuciones de la combustión de cada componente en la corriente:

$$Q_{CO_2} = \sum (Q_{CO_2,n}) \quad 3.5.6$$

Donde:

Q_{CO_2} = Flujo de CO₂ total de cada corriente [ton CO₂/día]

Por lo tanto el flujo de CO₂, en la corriente 5:

$$Q_{CO_2} = (8.98 + 13.13 + 13.03 + 8.35 + 4.87) \left(\frac{\text{Ton } CO_2}{\text{día}}\right) = 48.37 \frac{\text{ton } CO_2}{\text{día}}$$

Lo mismo se hace para las otras corrientes, los resultados obtenidos de toneladas de CO₂ recuperados de las corrientes de desfogue de las diferentes plantas: Hidrógeno, Naftas y Gas Combustible son:

Corriente	Fluido	Q _{CO2} (Ton/día)
5	Hidrógeno	48.37
8	Gas Combustible	0.98
9	Naftas	28.92
11	Gas Combustible	39.80
12	Hidrógeno	55.62
13	Hidrógeno	46.55
15	Hidrógeno	81.51

Tabla 3.5.2 Flujo de CO₂ no emitido con el Sistema de Recuperación.

Otra forma de estimar las mediciones de toneladas de CO₂ de manera que también se puedan identificar otros GEI como el CH₄ y N₂O es a partir de Factores de Emisión, por la combustión de energéticos.

El factor de emisión indica la cantidad de un determinado contaminante emitido desde una determinada actividad por unidad de producto, volumen, duración, combustible, etc.

Metodología para la cuantificación de toneladas de CO_{2e}, utilizando el Factor de Emisión de PICC (Panel Intergubernamental de Cambio Climático) por el tipo de combustible:

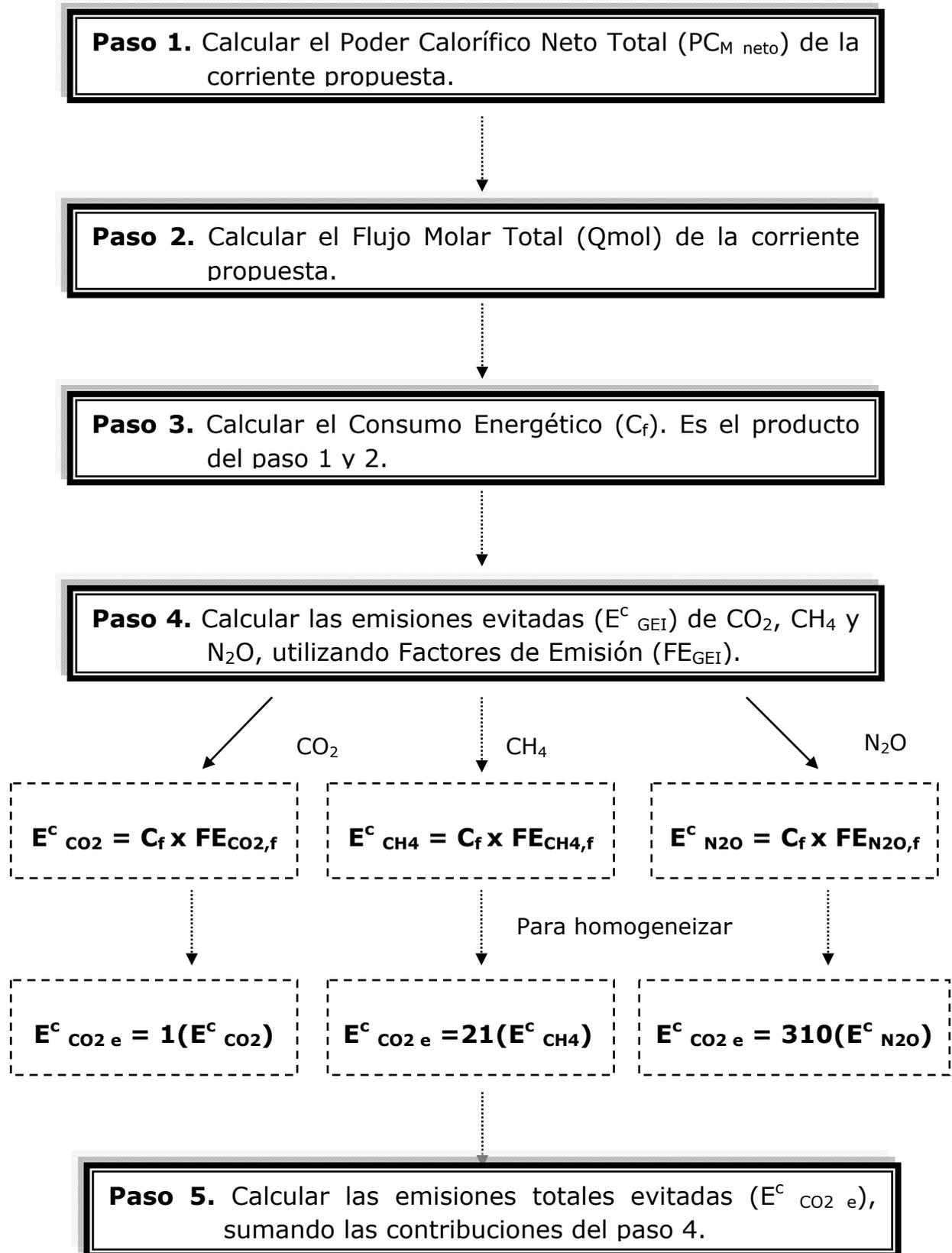


Figura 3.5.2 Metodología para cuantificación de CO_2 , con Factor de Emisión.

En el caso de estudio, la metodología descrita en la Figura 3.5.2 tendría los siguientes resultados:

Paso 1. El poder calorífico neto ($PC_{M \text{ neto}}$) del combustible en particular, es utilizado para manejar los consumos de combustibles en términos de energía y hacerlos compatibles con los Factores de Emisión, expresados en unidades de energía; por lo tanto el $PC_{M \text{ neto}}$ se obtiene utilizando el cálculo obtenido en la sección 3.4, con la siguiente ecuación:

$$PC_{M \text{ neto}} = [PC_M - (PC_{H_2} + PC_{H_2S})] \quad 3.5.7$$

Donde:

$PC_{M \text{ neto}}$ = Poder calorífico neto de la corriente [TJ/mol].

PC_M = Poder calorífico total de la corriente [TJ/mol].

PC_{H_2} = Poder calorífico del H_2 en la corriente [TJ/mol].

PC_{H_2S} = Poder calorífico del H_2S en la corriente [TJ/mol].

Par obtener las unidades necesarias utilizamos el factor de conversión:

$$1 \text{ Joule} = 10^{-12} \text{ Terajoule}$$

Para la corriente 5, el poder calorífico neto es:

$$PC_{M \text{ neto}} = (750.31 - 142.67) \left[\frac{\text{kJ}}{\text{mol}} \right] * (10^{-9}) \left[\frac{\text{TJ}}{\text{kJ}} \right] = 6.08^{-7} \frac{\text{TJ}}{\text{mol}}$$

Paso 2. El flujo molar total se obtiene utilizando el cálculo obtenido al principio de esta sección.

Paso 3. El Consumo del Energético es expresado en unidades de Terajoule, este valor se obtiene a partir del producto de la cantidad de combustible consumido (moles/día) por el poder calorífico neto (Terajoule /mol).

$$C_f = PC_{M \text{ neto}} * Q_{\text{mol}} \quad 3.5.8$$

El consumo energético de la corriente 5, resulta:

$$C_f = (6.08^{-7}) \left[\frac{\text{TJ}}{\text{mol}} \right] * (1,272,833.54) \left[\frac{\text{mol}}{\text{día}} \right] = 0.77 \frac{\text{TJ}}{\text{día}}$$

Paso 4. La ecuación que se emplea para estimar las emisiones de GEI de la combustión de un energético en específico:

$$E_{g,f}^c = C_f \times FE_{g,f} \times f \quad 3.5.9$$

Donde:

$E_{g,f}^c$ = Emisión de GEI "g" por la combustión del energético f [ton de GEI "g"].

C_f = Consumo del Energético f [TJ].

$FE_{g,f}$ = Factor de Emisión Estándar del GEI "g" en la combustión del energético f [kg/TJ].

f = Factor de conversión de unidades para que el resultado se presente en toneladas.

El valor del Factor de Emisión Estándar depende de la característica y tipo de combustible empleado, este dato se obtiene de una lista definida por el PICC (ver anexo V), de tal manera que los factores empleados son:

Tipo de Energético	Factor de Emisión Estándar (kg GEI /TJ)		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Gas de Refinería	57,600	1	0.1
Nafta	73,300	3	0.6

Tabla 3.5.3 Factor de Emisión estándar.¹⁷

Para las corrientes de gas combustible e hidrógeno se utiliza el factor de emisión de gas de refinería.

Para conocer la emisión de CO₂ por la combustión de la corriente 5, se utiliza el Factor de Emisión Estándar del gas de refinería señalado en la tabla 3.5.3:

$$E_{CO_2}^c = (0.77) \left[\frac{TJ}{día} \right] * (57,600) \left[\frac{kg CO_2}{TJ} \right] * (10^{-3}) \left[\frac{ton CO_2}{kg} \right] = 44.5 \frac{ton CO_2}{día}$$

Para conocer la emisión de CH₄ por la combustión de la corriente 5, se utiliza el Factor de Emisión Estándar del gas de refinería señalado en la tabla 3.5.3:

$$E_{CH_4}^c = (0.77) \left[\frac{TJ}{día} \right] * (1) \left[\frac{kg CH_4}{TJ} \right] * (10^{-3}) \left[\frac{ton CH_4}{kg} \right] = 0.0008 \frac{ton CH_4}{día}$$

Para conocer la emisión de N₂O por la combustión de la corriente 5, se utiliza el Factor de Emisión Estándar del gas de refinería señalado en la tabla 3.5.3:

$$E_{N_2O}^c = (0.77) \left[\frac{TJ}{día} \right] * (0.1) \left[\frac{kg N_2O}{TJ} \right] * (10^{-3}) \left[\frac{ton N_2O}{kg} \right] = 0.00008 \frac{ton N_2O}{día}$$

Para obtener el valor total de las emisiones de GEI en cada corriente, se necesitan homogeneizar las emisiones de CH₄ y N₂O, expresándolas en toneladas de CO_{2e}, utilizando factores de conversión o Potenciales de Calentamiento Global (PCG), para un horizonte de 100 años:

CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Tiempo (años)
1	21	310	100
1	56	280	20

Tabla 3.5.4 Factor de conversión de GEI a CO₂ equivalente. ¹⁷

Es decir:

$$E^{c_{CO_2e}} = 1(E^{c_{CO_2}}); \quad E^{c_{CO_2e}} = 21(E^{c_{CH_4}}); \quad E^{c_{CO_2e}} = 310(E^{c_{N_2O}}) \quad 3.5.10$$

Donde:

$E^{c_{CO_2e}}$ = Total Emisiones de CO_{2e} la corriente recuperada [Ton CO_{2e}/día].

Paso 5. De acuerdo a lo anterior, los GEI no emitidos a la atmósfera resultan:

$$E^{c_{CO_2e}} = (1) \left[\frac{\text{ton CO}_2}{\text{ton CO}_2} \right] * (44.5) \left[\frac{\text{ton CO}_2}{\text{día}} \right] + (21) \left[\frac{\text{ton CO}_2}{\text{ton CH}_4} \right] * (0.0008) \left[\frac{\text{ton CH}_4}{\text{día}} \right] + (310) \left[\frac{\text{ton CO}_2}{\text{ton N}_2\text{O}} \right] * (0.00008) \left[\frac{\text{ton N}_2\text{O}}{\text{día}} \right] = 44.55 \text{ ton CO}_{2e}$$

Lo mismo se utiliza para las corrientes de naftas, sólo cambiando el Factor de Emisión Estándar señalado en la tabla 3.5.3; los resultados obtenidos:

Corriente	5	8	9	11	12	13	15
Fluido	Gas Combustible	Gas Combustible	Naftas	Gas Combustible	Hidrógeno Alta pureza	Hidrógeno Baja pureza	Hidrógeno Baja pureza
PC _M neto (kJ/mol)	-607.63	-1,971.65	-3,229.99	-903.81	-298.31	-429.46	-492.62
Emisión CO ₂ (ton/día)	44.51	0.85	30.12	37.68	50.42	42.38	70.74
Emisión CH ₄ (ton/día)	8E-4	1E-5	1E-3	7E-4	9E-4	7E-4	1E-3
Emisión N ₂ O (ton/día)	8E-5	1E-6	2E-4	7E-5	9E-5	7E-5	1E-4
Total Emisión (ton CO _{2e} /día)	44.55	0.85	30.23	37.71	50.44	42.41	70.80

Tabla 3.5.5 Emisiones de CO₂ evitadas con el nuevo Sistema de Recuperación.

Al comparar las emisiones no producidas de CO₂, utilizando las reacciones de proceso con el de factores de emisión, se observa:

Corriente	5	8	9	11	12	13	15
Fluido	Gas Combustible	Gas Combustible	Naftas	Gas Combustible	Hidrógeno Alta pureza	Hidrógeno Baja pureza	Hidrógeno Baja pureza
Total Emisión con Factor de Emisión (ton CO _{2e} /día)	44.55	0.85	30.23	37.71	50.44	42.41	70.80
Total Emisión con Reacciones de Proceso (ton CO ₂ /día)	48.37	0.98	28.92	39.80	55.62	46.55	81.41

Tabla 3.5.6 Cuantificación de emisiones de CO₂ utilizando las reacciones de proceso y el factor de emisión.

La cuantificación de CO₂ no es muy alejada, sin embargo con el procedimiento de factores de emisión se puede desglosar otros GEI distintos del CO₂, esto resulta muy importante si se considera que los proyectos que mitigan GEI con gran PCG recibirán un precio por cada tonelada reducida proporcional a su PCG, por ejemplo por cada tonelada de

CH₄ reducida se tiene un precio en el mercado 21 veces mayor que el del CO₂.

En este caso, la cuantificación de CO₂ con el procedimiento de las reacciones químicas es el empleado para cálculos posteriores, debido a que se conoce la cantidad de carbono en las corrientes y por lo tanto es más exacta que utilizar los factores de emisión, ya que estos son un valor general para los combustible de naftas y gas de refinería que no especifican la impureza que estos puedan llevar, por ejemplo el contenido de azufre en sus combustibles; por lo que se recomienda su uso en el caso en que no se cuente con una composición de las corrientes.

Para comprobar la disminución de CO₂ al evitar la combustión de combustibles es necesario obtener la cuantificación de toneladas de CO₂ de las corrientes a desfogue utilizando el procedimiento de las reacciones químicas y la siguiente ecuación:

$$\Delta E = \left(\frac{E_A - E_B}{E_A} \right) \times 100\% \quad 3.5.11$$

Donde:

ΔE : Emisiones de CO₂ evitadas por la acción de aprovechamiento realizada [Ton CO₂/día].

E_A : Emisiones de CO₂ del Sistema Actual de Desfogue [Ton CO₂/día].

E_B : Emisiones de CO₂ del Sistema de Recuperación [Ton CO₂/día].

Las emisiones del Sistema Actual de Desfogue:

Corriente	8	14 (FA-102)	14 (FA-103)	17	19	21	33	Adicional
Flujo	Gas Combustible	Desfogue de Baja	Gas Amargo	Desfogue de Baja				
Total Emisión (CO ₂ /día)	0.40	17.09	28.27	55.61	7.09	14.63	3.28	48.12

Tabla 3.5.7 CO₂ emitido a la atmósfera con el Sistema Actual de desfogue.

La corriente 33 tiene CO₂ asociado a su composición, para la cuantificación de esta corriente se utilizan las ecuaciones:

$$Q_{CO_2, asociado} = (Q_{mol}) \left(\frac{\% Mol CO_2}{100} \right) (PM_{CO_2}) * f \quad 3.5.12$$

$$Q_{CO_2 Total} = Q_{CO_2, asociado} + Q_{CO_2} \quad 3.5.13$$

Donde:

Q_{mol} = Flujo molar total de la corriente [mol/día].

$Q_{CO_2, asociado}$ = Flujo de CO₂ en la corriente [ton CO₂/día].

$Q_{CO_2 Total}$ = Flujo Total de CO₂ de la combustión de la corriente ton CO₂/día].

La corriente 33 es un gas amargo, en este caso se obtiene toneladas de SO₂:

$$Q_{SO_2} = (Q_{mol}) \left(\frac{\% Mol H_2S}{100} \right) \left(\frac{1 mol SO_2}{1 mol H_2S} \right) (PM_{SO_2}) * f$$

$$Q_{SO_2} = (1,292,192.85) \left(\frac{86.49}{100} \right) \left(\frac{1 mol SO_2}{1 mol H_2S} \right) \left(64 \frac{g}{gmol} \right) \left(\frac{1 Ton}{10^6 g} \right) = 71.53 \frac{Ton SO_2}{día}$$

En el momento en que se lleve a cabo la recuperación de las corrientes de Desfogue de Baja, únicamente llegarán a quemador las corrientes 8 y 33, por lo que la disminución de CO₂ resultaría:

Fluido	Sistema Actual de Desfogue (Ton CO ₂ / día) E_A	Sistema de Recuperación (Ton CO ₂ / día) E_B	% Evitado ΔE
Gas Amargo	3.28	3.28	0
Desfogue de Baja	171.21	0.40	99.77

Tabla 3.5.8 CO₂ evitado por el aprovechamiento de las corrientes de desfogue.

Esto significa cerca del 100% evitado de emisiones de CO₂ provocadas por las corrientes de desfogue de baja, y únicamente quedan las emisiones por el gas amargo, las cuales representan alrededor de 1,200 toneladas de CO₂ anuales y 26,000 toneladas de SO₂; comparadas con 62,492 toneladas de CO₂ por desfogue de baja, esta cifra es muy significativa para contabilizar los beneficios ambientales.

3.6 Cálculo del Valor Económico de las corrientes propuestas

La metodología para calcular el Valor Económico por la recuperación de las corrientes:

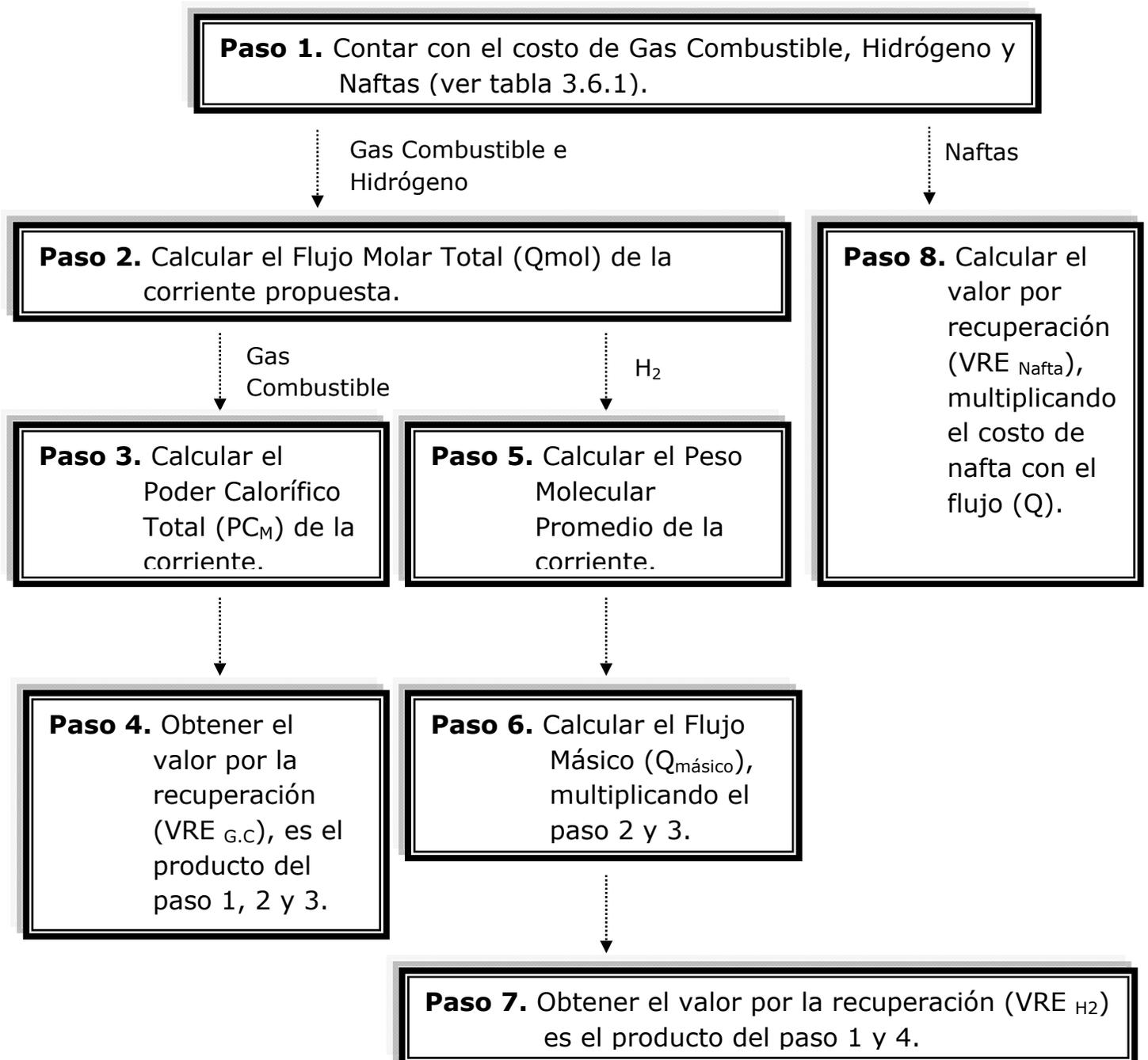


Figura 3.6.1 Metodología para calcular el ahorro económico por corriente.

En el caso de estudio, la metodología descrita en la Figura 3.6.1 tendría los siguientes resultados:

Paso 1. El costo de cada corriente de acuerdo a su composición:

CORRIENTE	COSTO US\$
Gas Combustible	3.90 / MMBtu
Hidrógeno	489.27/ Ton
Naftas	55.20/ Barril

Tabla 3.6.1 Valor monetario de acuerdo al tipo de fluido. ¹⁸

Paso 2. El siguiente paso es evaluar el flujo molar total de las corrientes propuestas como se realizó en la sección 3.5.

Paso 3. El siguiente paso es calcular el poder calorífico, este valor se conoce en la sección 3.4.

Paso 4. Para obtener el ahorro por la recuperación de las corrientes de gas combustible; por lo que resulta:

$$VRE_{G.C} = (\text{Costo G.C.}) * (PC_M) * (Q_{mol}) * f \quad 3.6.1$$

Donde:

$VRE_{G.C}$ = Valor por la recuperación económica en Gas Combustible [US\$/día].

Costo G.C. = Costo del Gas Combustible, registrado en la tabla 3.6.1 [US\$/MMBTU].

PC_M = Poder calorífico de la corriente [BTU/mol].

Q_{mol} = Flujo molar de la corriente [mol/día].

f = Factor de conversión de unidades para que el resultado se presente en dólares.

El ahorro por la recuperación de las corrientes ricas en CH₄ y C₂H₆:

Corriente 8:

$$VRE_{G.C} = (3.90) \left[\frac{\text{US \$}}{\text{MMBTU}} \right] * (1,868.76) \left[\frac{\text{BTU}}{\text{mol}} \right] * (7,478.93) \left[\frac{\text{mol}}{\text{día}} \right] * (10^{-5})$$

$$\left(\frac{\text{MMBTU}}{\text{BTU}} \right) = 54.51 \frac{\text{US \$}}{\text{día}}$$

Corriente 11:

$$VRE_{G.C} = (3.90) \left[\frac{\text{US \$}}{\text{MMBTU}} \right] * (922.92) \left[\frac{\text{BTU}}{\text{mol}} \right] * (723,794.19) \left[\frac{\text{mol}}{\text{día}} \right] * (10^{-5})$$

$$\left(\frac{\text{MMBTU}}{\text{BTU}} \right) = 2,605.22 \frac{\text{US \$}}{\text{día}}$$

Paso 5. Para conocer el PM_{corriente}, se utiliza la siguiente tabla de pesos moleculares de los compuestos puros y de la composición molar:

Componente	PM _{puro}
H ₂	2.02
CH ₄	16.043
C ₂ H ₆	30.07
C ₃ H ₈	44.097
iC ₄ H ₁₀	58.124
nC ₄ H ₁₀	58.124
iC ₅ H ₁₂	72.151
nC ₅ H ₁₂	72.151
C ₆ H ₁₄	86.178
H ₂ S	34.10

Tabla 3.6.2 Pesos moleculares de los compuestos. ¹⁶

$$PM_{mezcla} = \sum x_i PM_{comp} \quad 3.6.2$$

Donde:

ρ_{mezcla} = densidad de la mezcla total [kg/m³].

x_i = fracción mol.

$\rho_{componente}$ = densidad del componente puro [kg/m³].

$PM_{corriente}$ = peso molecular total de la corriente.

Paso 6. Las corrientes cuya composición es rica en Hidrógeno, se necesita evaluar el Flujo Másico, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$Q_{m\acute{a}sico} = Q_{mol} * PM_{corriente} * f \quad 3.6.3$$

Donde:

$Q_{m\acute{a}sico}$ = Flujo másico [Ton/día].

Q_{mol} = Flujo molar, calculado en la sección 3.5 [mol/día].

f = Factor de conversión de unidades para que el resultado se presente en dólares.

Paso 7. El ahorro por la recuperación de hidrógeno, se obtiene con:

$$VRE_{H_2} = (\text{Costo } H_2) * Q_{m\acute{a}sico} \quad 3.6.4$$

Donde:

VRE_{H_2} = Valor por la recuperación económica en Hidrógeno [US\$/Ton].

$Q_{m\acute{a}sico}$ = Flujo másico [Ton/día].

El ahorro por las corrientes de gas Hidrógeno:

Corriente 5:

$$\begin{aligned} PM_{\text{mezcla}} &= (0.5898)(2.02) + (0.1605)(16.043) + (0.1173)(30.07) + \\ &\quad (0.076)(44.097) + (0.0373)(58.124) + (0.0174)(72.151) \\ &= 14.14 \end{aligned}$$

$$Q_{\text{másico}} = (1,271,833.54) \left[\frac{\text{mol}}{\text{día}} \right] * (14.14) \left[\frac{\text{g}}{\text{mol}} \right] * (10^{-5}) \left[\frac{\text{Ton}}{\text{g}} \right] = 17.98 \frac{\text{Ton}}{\text{día}}$$

$$VRE_{H_2} = (489.27) \left[\frac{\text{US\$}}{\text{Ton}} \right] * (17.98) \left[\frac{\text{Ton}}{\text{día}} \right] = 8,799.03 \frac{\text{US\$}}{\text{día}}$$

Paso 8. Para el ahorro por la recuperación de las naftas únicamente se necesita el flujo volumétrico.

$$VRE_{\text{Naftas}} = (\text{Costo Naftas}) * Q * f \quad 3.6.5$$

Donde:

VRE_{Naftas} = Valor por la recuperación económica en Naftas [US\$/día].

Costo Naftas = Costo de Naftas, registrado en la tabla 3.6.1 [US\$/Barril].

Q = Flujo volumétrico [m³/día].

f = Factor de conversión de unidades para que el resultado se presente en dólares.

El ahorro por la recuperación de corrientes ricas en C_{6+P}:

Corriente 9:

$$VRE_{\text{Naftas}} = (55.20) \left[\frac{\text{US\$}}{\text{Barril}} \right] * (15) \left[\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right] * (6.3) \left[\frac{\text{Barril}}{\text{m}^3} \right] = 5,207.96 \frac{\text{US\$}}{\text{día}}$$

El beneficio por la recuperación indirecta de las corrientes, es el valor monetario obtenido de contabilizar las toneladas de CO_{2e} no emitidas a la atmósfera:

Corriente	5	8	9	12	13	15
Fluido	Hidrógeno Baja Pureza	Gas Combustible	Nafta	Hidrógeno Alta Pureza	Hidrógeno Baja Pureza	Hidrógeno Baja Pureza
VRE (US\$/día)	8,798.21	2,605.22	5,207.96	11,572.55	8,953.31	15,173.69

Tabla 3.6.3 Ahorro Económico por la recuperación de las corrientes.

Para obtener el Valor Económico por las emisiones no emitidas de GEI, se requiere un valor de referencia de CO₂, en este caso se utiliza el valor publicado en el Mercado Europeo (European Climate Exchange, ECX), debido a su relevancia mundial en volumen y operaciones.

Para obtener dicho valor de referencia, se toma la serie histórica de los precios de cierre oficial (Settlement Prices) de los contratos diarios de futuros de CO₂, de un período de tiempo ya que este varía todos los días, publicado para el mercado Europeo (ver anexo VI).

Con la información obtenida, se obtiene un promedio anual y debido a que la fuente es un mercado Europeo, el tipo de divisas que maneja es el euro, por lo tanto para convertirlo en dólares, es necesario contar con un promedio de tipo de cambio, dato obtenido del Banco de México (BANXICO, ver anexo VII).

El precio de referencia de acuerdo al período de marzo 2008 - marzo 2010 es €14.18 /Tonelada de CO₂.

El tipo de cambio del euro respecto al dólar, reportado por BANXICO para el período comprendido entre marzo 2008 - marzo 2010 es 1.4202.

Por lo tanto el precio de comercialización es de US\$ 20.14 /ton CO₂.

Entonces el valor monetario por la recuperación indirecta, resulta de la ecuación:

$$VNE = (E^{c_{CO_2e}}) * (\$) \quad 3.6.6$$

Donde:

VNE = Valor Monetario por emisiones No Emitidas de CO_{2e} por corriente [US\$/día].

E^{c_{CO_{2e}}} = Total Emisiones de CO_{2e} en cada corriente recuperada [Ton CO_{2e}/día].

\$ = Precio de Referencia de bonos de carbono [US\$/Ton CO₂]

Por ejemplo para la corriente 9 de naftas:

$$VNE_{Naftas} = (28.92) \left[\frac{\text{ton CO}_2}{\text{día}} \right] * (20.14) \left[\frac{\text{US\$}}{\text{ton CO}_2} \right] = 582.22 \frac{\text{US\$}}{\text{día}}$$

Lo mismo se hace para todas las corrientes del Sistema de Recuperación:

Corriente	5	8	9	11	12	13	15
Fluido	Hidrógeno Baja Pureza	Gas Combustible	Naftas	Gas Combustible	Hidrógeno Alta Pureza	Hidrógeno Baja	Hidrógeno Baja
VNE (\$US/día)	973.79	19.73	582.22	801.34	1,119.95	937.39	1,641.34

Tabla 3.6.4 Valor monetario por la venta de bonos de carbono.

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS

De acuerdo a lo descrito en el Diagrama de Flujo de Proceso. Recuperación de Gas del sector de hidrosulfuración (A-002), el costo-beneficio por la recuperación de corrientes destinadas a desfogue es la siguiente:

Recuperación de Gas Combustible

Flujo (Mm ³ /día)	PC _M (BTU/mol)	Flujo de CO ₂ no emitido (Ton/día)	Recuperación por CO ₂ no emitido (US \$/día)	Recuperación de la corriente (US \$ /día)
17.42	-922.92	39.80	801.34	2,605.22

Tabla 4.1 Análisis de recuperación del gas combustible.

Considerando un flujo recuperado de 17.42 Mm³ por día de gas combustible, se dejan de emitir a la atmósfera 39.80 toneladas de CO₂ por día lo que se traduce en US\$ 800 en CRE, además de que la corriente recuperada puede ser enviada a la red de gas combustible de la refinería para ser utilizada como combustible en equipos de proceso debido a su alto poder calorífico; con lo cual se estarían dejando de quemar alrededor de US\$ 2,605 por día.

Recuperación de Gas Hidrógeno

- Primera opción:

Cuando existe Hidrógeno de Alta Pureza, la recuperación: corriente 12.

Flujo (Mm ³ /día)	PC _M (BTU/mol)	Flujo de CO ₂ no emitido (Ton/día)	Recuperación por CO ₂ no emitido (US \$/día)	Recuperación de la corriente (US \$ /día)
70.62	-472.70	55.62	1,119.95	11,572.55

Tabla 4.2 Análisis de recuperación cuando se tiene H₂ alta pureza.

Considerando un flujo recuperado de 70.62 Mm³ por día de hidrógeno, se dejan de emitir a la atmósfera 55 Toneladas de CO₂ por día lo que se traduce en US\$ 1,120 en CRE, además de que la corriente recuperada puede ser enviada a proceso debido a su poder calorífico; con lo cual se estarían dejando de quemar alrededor de US\$ 11,572 por día.

Existe hidrógeno de Baja Pureza: Corriente 5.

Flujo (Mm ³ /día)	PC _M (BTU/mol)	Flujo de CO ₂ no emitido (Ton/día)	Recuperación por CO ₂ no emitido (US \$/día)	Recuperación de la corriente (US \$ /día)
30.61	-711.09	48.36	973.79	8,798.21

Tabla 4.3 Análisis de recuperación cuando se tiene H₂ alta pureza.

Considerando un flujo recuperado de 30.61 Mm³ por día de hidrógeno, se dejan de emitir a la atmósfera 48 Toneladas de CO₂ por día lo que se traduce en US\$ 974 en CRE, además de que la corriente recuperada puede ser utilizada como gas combustible en el Incinerador de Azufre II, debido a que cumple con las especificaciones del equipo en composición y poder calorífico; con lo cual se estarían dejando de quemar alrededor de US\$ 8,798 por día.

➤ Segunda opción:

Cuando existe Hidrógeno de Baja Pureza a Incinerador de Azufre I:
Corriente 13.

Flujo (Mm ³ /día)	PC _M (BTU/mol)	Flujo de CO ₂ no emitido (Ton/día)	Recuperación por CO ₂ no emitido (US \$/día)	Recuperación de la corriente (US \$ /día)
41.23	-577.88	46.55	937.39	8,953.31

Tabla 4.4 Análisis de recuperación cuando se tiene H₂ baja pureza.

Considerando un flujo recuperado de 41.23 Mm³ por día de hidrógeno, se dejan de emitir a la atmósfera 46 Toneladas de CO₂ por día lo que se traduce en US\$ 937 en CRE, además de que la corriente recuperada puede ser utilizada como gas combustible en el Incinerador de Azufre I, debido a que cumple con las especificaciones del equipo en composición y poder calorífico; con lo cual se estarían dejando de quemar alrededor de US\$ 8,953 por día.

Hidrógeno de Baja Pureza a Incinerador de Azufre II: Corriente 15

Flujo (Mm ³ /día)	PC _M (BTU/mol)	Flujo de CO ₂ no emitido (Ton/día)	Recuperación por CO ₂ no emitido (US \$/día)	Recuperación de la corriente (US \$ /día)
60	-645.64	81.51	1,641.34	15,173.69

Tabla 4.5 Análisis de recuperación cuando se tiene H₂ baja pureza.

Considerando un flujo recuperado de 60 Mm³ por día de hidrógeno, se dejan de emitir a la atmósfera 81 Toneladas de CO₂ por día lo que se traduce en US\$ 1,641 en CRE, además de que la corriente recuperada puede ser utilizada como gas combustible en el Incinerador de Azufre II, debido a que cumple con las especificaciones del equipo en composición y poder calorífico; con lo cual se estarían dejando de quemar alrededor de US\$ 15,173 por día.

Recuperación de Naftas

Flujo (Mm ³ /día)	PC _M (BTU/mol)	Flujo de CO ₂ no emitido (Ton/día)	Recuperación por CO ₂ no emitido (US \$/día)	Recuperación de la corriente (US \$ /día)
0.015	-3,061.44	28.92	582.22	5,207.96

Tabla 4.6 Análisis de Recuperación de naftas.

Considerando un flujo recuperado de 0.015 Mm³ por día de naftas, se dejan de emitir a la atmósfera 29 Toneladas de CO₂ por día lo que se traduce en US\$ 582.22 en CRE, esto se debe a su alto contenido en hidrocarburos pesados, la corriente recuperada puede ser enviada una parte a la planta Isomerizadora de Pentanos y Hexanos a almacenamiento y el resto como carga de la torre DA-101; con lo cual se estarían dejando de quemar alrededor de US\$ 5,208 por día.

De acuerdo a lo anterior, se tiene una recuperación total:

- Cuando se cuenta con hidrógeno Alta pureza:

Fluido	Flujo de CO ₂ no emitido (Ton/día)	Ganancia por comercio de CO ₂ (US \$/día)	Ahorro por corriente recuperada (US \$ /día)
Gas Combustible	39.80	801.34	2,605.22
Hidrógeno	128.06	2,578.72	24,127.00
Nafta	28.92	582.22	5,207.96
Total	196.78	3,962.28	31,940.18

Tabla 4.7 Recuperación total cuando se tiene H₂ alta pureza.

- Cuando se cuenta con hidrógeno Baja pureza:

Fluido	Flujo de CO ₂ no emitido (Ton/día)	Ganancia por comercio de CO ₂ (US \$/día)	Ahorro por corriente recuperada (US \$ /día)
Gas Combustible	39.80	801.34	2,605.22
Hidrógeno	103.98	2,093.75	20,370.76
Nafta	28.92	582.22	5,207.96
Total	172.69	3,477.31	28,183.94

Tabla 4.8 Recuperación total cuando se tiene H₂ baja pureza.

Al establecer un período anual, cuando existe hidrógeno de alta pureza se obtienen alrededor de US\$ 1,446,230 por la comercialización en el mercado europeo de carbono de 71,824 CRE, y el ahorro de quemar cargas

de gas combustible hidrógeno y naftas representan US\$ 11,658,166 que pueden regresar a proceso o reutilizarse en los servicios auxiliares de equipo de proceso.

Al establecer un período anual, cuando el hidrógeno es de baja pureza se obtienen alrededor de US\$ 1,269,217 por la comercialización en el mercado europeo de carbono de 63,034 CRE, y el ahorro de quemar cargas de gas combustible hidrógeno y naftas representan US\$ 10,287,137 que pueden regresar a proceso o reutilizarse en los servicios auxiliares de equipo de proceso.

Nuevo Sistema de Recuperación		
Fluido	% Recuperado ΔU	% Evitado ΔE
Desfogue Ácido	0	0
Desfogue de Baja	88.37	99.77

Tabla 4.9 Ahorro energético y CO₂ evitado con el Sistema de Recuperación de corrientes de desfogue.

Independientemente de que el hidrógeno sea de alta o baja pureza, la recuperación de la corriente es económicamente significativa; por otro lado el poder calorífico aprovechado en el sistema de recuperación es del 88.37%, esto significa que solamente el 11.63% del total de energía de la corriente que desfoga, es desaprovechada por la combustión en el quemador elevado QE-101; por último las toneladas de CO₂ no emitidas a la atmósfera se reducen en un 99.77%, esto es 170.81 toneladas de CO₂ diarias no emitidas.

Para la recuperación de gases, los únicos servicios auxiliares que se requieren son: agua de enfriamiento, aire de instrumentos y energía

eléctrica, los cuales serán suministrados por las instalaciones de la refinería.

La recuperación de los gases por medio de la segregación de las corrientes se realiza con algunos equipos ya existentes dentro de las instalaciones de las plantas, en el caso de la recuperación de naftas (corriente 6), es necesario emplear equipo adicional para acondicionar la corriente y separar la fase gas-líquido para que pueda enviarse a almacenamiento, por lo que se requiere: Intercambiador de Calor, CH-101; Tanque de Balance de Naftas, TV-101; y Bomba de Naftas, GA-102A/B. La hoja de datos de estos equipos se muestra en el anexo VIII, la elaboración de éstos se realizó con base en las características de las corrientes: presión, temperatura, flujo y composición; arrojadas por la simulación en Hysys (ver anexo IV) y de acuerdo a normas y códigos de la ASTM y ASME.

Además del CH-101, TV-101 y GA-102A/B se requiere de tubería nueva para la integración de corrientes con los equipos o consumidores finales, esta varía dependiendo de la distancia y diámetro requerido dentro de la planta, también se requiere de válvulas y accesorios.

Las corrientes recuperadas pueden integrarse a las líneas de proceso o de servicios auxiliares:

Gas Combustible es enviado a la Red de Gas Combustible, cuyas condiciones de operación son las siguientes:

COMPONENTE	%MOL
H ₂	29.12
C ₁	40.11
C ₂	16.46
C ₃	7.74
iC ₄	2.63
nC ₄	3.12
iC ₅	0.50
nC ₅	0.28
H ₂ S	0.04
Q (Mm ³ /día)*	La Requerida
Peso Molecular	19.25
Presión kg/cm ² man (psig)	3.5 (49.78)
Temperatura °C (°F)	25 (77)

Tabla 4.10 Características de operación de la carga de la Red Combustible de la Refinería.

Naftas almacenadas son enviadas a planta Isomerizadora de pentanos y hexanos, al tanque de balance FA-111.

COMPONENTE	%MOL
iC ₅	13.199
nC ₅	27.924
iC ₆	14.323
nC ₆	30.188
CC ₅	2.822
3-M-C ₅	9.396
2,2 DM-BUTANO	0.308
2,3 DM-BUTANO	1.840
Q (Mm ³ /día)*	222.655
Peso Molecular	79.95
Presión kg/cm ² man (psig)	3.5 (50)
Temperatura °C (°F)	38 (100.4)

Tabla 4.11 Características de operación de la carga del tanque de almacenamiento FA-111.

El Hidrógeno es enviado a Proceso en la planta Hidrodesulfuradora de Diesel, en la Unidad Purificadora de Hidrógeno (PSA) debido a que opera con cargas de gas altas en H₂.

COMPONENTE	%MOL
H ₂	80.50
C ₁	6.04
C ₂	5.71
C ₃	3.90
iC ₄	0.93
nC ₄	1.15
iC ₅	0.55
nC ₅	0.34
nC ₆	0.88
Q (Mm ³ /día)*	646.26
Peso Molecular	8.64
Presión kg/cm ² man (psig)	10.5 (149.35)
Temperatura °C (°F)	45 (113)

Tabla 4.12 Características de operación de la carga de la Unidad Purificadora de H₂.

Hidrógeno enviado como gas de servicio en las plantas de Azufre I y II.

COMPONENTE	%MOL		
	HIDRÓGENO	GAS RESIDUAL REFINERÍA	GAS NATURAL
H ₂	95.00	58.20	21.00
C ₁	2.70	15.80	45.00
C ₂	1.00	11.60	20.90
C ₃	0.70	7.60	7.70
nC ₄	0.60	3.70	1.20
CO	-	1.70	-
CO ₂	-	1.40	-
N ₂ Y O ₂	-	-	1.00
H ₂ S	-	-	3.20
Q (Mm ³ /día)*	-	-	-
Peso Molecular	3.29	13.75	19.34
Presión kg/cm ² man (psig)	10 (142.23)	7 (99.56)	6 (85.34)
Temperatura °C (°F)	50(122)	25(77)	38(100.4)

Tabla 4.13 Características de operación de la carga del Incinerador de Azufre 101.

Debido al alto contenido de H_2 en tales corrientes es recomendable enviar como gas combustible de servicio a los incineradores de Azufre I y II, teniendo en cuenta que no deben exceder el valor permitido de H_2S .

CONCLUSIONES

El naciente mercado de carbono surgido a través de los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto, brinda a países como el nuestro el potencial de desarrollar y formular proyectos de cambio climático logrando un desarrollo sustentable por la implementación de tecnologías limpias y lograr obtener bienes económicos a través de la venta de CREs.

En este trabajo de tesis se desarrollaron dos procedimientos para calcular las emisiones de CO₂ evitadas, la primera es utilizando reacciones químicas y el segundo es empleando factores de emisión del PICC por tipo de combustible; el resultado obtenido de cada uno de los procedimientos es similar, la diferencia es que el segundo depende del factor de emisión utilizado para el tipo de combustible específico, en este caso se utilizó el publicado por el PICC, sin embargo; este varía dependiendo de la composición del combustible, ya que no es el mismo combustible que se produce en México comparado con cualquier otro país; la ventaja de éste es que nos permite conocer la cuantificación de otros tipos de GEI como el CH₄ y N₂O mientras que el primer procedimiento es más sencillo de emplear si se conoce la composición de los combustibles.

Para determinar cual de los dos procedimientos es el más adecuado, es necesario establecer la disponibilidad de datos.

En este caso se utilizó el procedimiento de cálculo de las reacciones químicas, debido a que es un procedimiento más confiable por la disposición de los datos ya que se conoce la composición de hidrocarburos, de H₂S, H₂O y CO₂ presentes en el combustible consumido, es decir, si no

se conocieran los datos de composición de los combustibles es recomendable acudir al procedimiento de factores de emisión.

Las ventajas de conocer las emisiones evitadas al poner en marcha la recuperación de corrientes: Valor Ambiental y por lo tanto Valor Económico.

En el caso de estudio, de llevarse a cabo este proyecto la refinería dejaría de desfogar hasta 118,665 m³/día tan sólo en el sector de hidrodesulfuración, como consecuencia, al comparar la estimación del escenario actual con la estimación del escenario de mitigación de GEI a través de la reducción de quema de gas se evitan 99.77% de emisiones de CO₂ y el ahorro energético de las corrientes es cercano al 88.37% del total que es enviado a desfogue en el quemador elevado QE-101 por lo tanto también se reduciría el consumo de vapor para la operación de este equipo con su respectivo ahorro económico.

En este proyecto se estima obtener ingresos en un futuro cercano por alrededor de US\$ 4,000/día en manera indirecta aprovechando la oportunidad en la comercialización de bonos de carbono por concepto de CRE considerando un precio estimado de €14.18 /Tonelada de CO₂ en el mercado de bonos de carbono de la Unión Europea (utilizando el tipo de cambio de 1.4202 euros/dólar a marzo 2010) y por otro lado está el ahorro por manera directa al recuperar las corrientes de gas combustible, nafta e hidrógeno cercanas a US\$ 31,940 por día.

Con lo anterior los ingresos para la refinería resultan muy importantes, pero sobre todo el ahorro por reutilizar las corrientes en servicios auxiliares o en proceso es mucho más grande que por comercializar emisiones de CO₂ lo que hace que la propuesta sea rentable.

Para llevar a cabo la recuperación de los gases de desfogue en esta refinería, es necesario invertir en equipo de proceso nuevo que servirá para acondicionar las corrientes de naftas, como son: intercambiador de calor, tanque y bomba de naftas; además de tubería, válvulas y accesorios nuevos de diversos tamaños, además de los costos indirectos como la ingeniería previa; un estudio económico nos dejaría ver si hacer la recuperación por este camino es factible económicamente o sí existe otra opción.

En los aspectos ambientales, PEMEX al disminuir sus emisiones de CO₂ obtiene Certificados de Industria Limpia, entre los beneficios a nivel mundial de adquirir los CIL están el reconocimiento por las operaciones de sus procesos y por preocuparse por el cuidado del ambiente, además es importante considerar que PEMEX ha participado en la elaboración de decretos referentes al Sector Energético y ha mostrado públicamente un compromiso con la sociedad.

Al disminuir las emisiones de GEI, la refinería de estudio puede adquirir Certificados de Industria Limpia, que le sirven para registrar el proyecto bajo el esquema de Mecanismos de Desarrollo Limpio; con la participación de PEMEX en MDL, se adquieren Certificados de industria Limpia (CRE); los cuales puede comercializar en el Mercado de Carbono; sin embargo, de acuerdo al análisis en esta refinería, antes de proceder a esto debe realizarse un estudio económico que incluya dentro de la inversión inicial (costos de equipo, mantenimiento, ingeniería, entre otros) el costo del registro, verificación y certificación para proyectos de este tipo; de tal forma que pueda justificarse la ganancia por los bonos de carbono con el costo del registro del proyecto a MDL.

Por todo esto se espera que en un plazo no muy lejano proyectos de este tipo sean implementados en las 6 refinerías de PEMEX debido a que éstas son las fuentes en donde más se origina CO₂ de todos sus organismos, debido a los procesos que se llevan a cabo, y sobre todo el ahorro energético al reutilizar las corrientes; por eso es necesario hacer un estudio de las corrientes a desfogue para ver en que áreas dentro de las refinerías pueden ser aprovechadas y cuantificar las emisiones de CO₂, para justificar la realización de un sistema de recuperación de gases, debido a que las refinerías procesan una cantidad y tipo de crudo diferente y por lo tanto sus productos son de diferente composición.

Como beneficio adicional, uno de los principales indicadores para la industria de la refinación es el Índice de Intensidad Energética (IIE), mejor conocido como Índice Solomon; el cual considera que para que una refinería sea eficiente debe tener un índice menor a 90-92; sin embargo PEMEX tiene un índice superior a 100¹⁹; este índice involucra un mal aprovechamiento energético a nivel mundial, lo cual indica que no se están aprovechando áreas que pueden mejorar el desempeño energético.

En este trabajo de tesis presentado se identifico un punto de aprovechamiento energético el cual puede desarrollarse y mejorarse ya estando en marcha, al mismo tiempo deben de hallarse otros puntos dentro de las refinerías en donde puedan recuperarse mayor cantidad de energía, ya que las refinerías de PEMEX en comparación con las refinerías de Estados Unidos presentan el doble del consumo energético.¹⁹

Aunque México no está obligado a disminuir sus emisiones de GEI, es el segundo país que emite más contaminantes en América Latina después de Brasil y no sabemos en qué momento será obligado en cuyo caso no recibiría ingresos adicionales.

REFERENCIAS

1. PEMEX (2008). Reporte 2008 de Gases de Efecto Invernadero.
2. Comisión Intersecretarial de Cambio Climático (CICC). Estrategia Nacional de Cambio Climático. México 2007. Páginas 19-34.
3. Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, Japón, 11 Diciembre 1997.
4. Instituto Nacional de Ecología (INE):
http://cambio_climatico.ine.gob.mx
5. Departamento de Desarrollo Sustentable (OAS):
<http://www.oas.org/dsd/Documents/SustainableEnergy>
6. Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT):
http://www.energia.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pe/mdl_semarnat.,2003
7. Inclán Gallardo, Ubaldo. SENER. Mercado de bonos de carbono y sus beneficios potenciales para proyectos en México. Tijuana, Baja California, 2005.
8. "Pew Center on Global Climate Change", The European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS) Insights and Opportunities.
9. World Bank, State and Trends of the Carbon Market, May 2009.

10. European Climate Exchange (EXC): <http://www.ecx.eu>
11. Point Carbon, <http://www.pointcarbon.com>
12. Instituto Nacional de Ecología (INE):
[http:// www.cambio_climatico.ine.gob.mx/sectprivcc/comegei](http://www.cambio_climatico.ine.gob.mx/sectprivcc/comegei)
13. Fondo Mexicano de Carbono (FOMECAR):
<http://www.fomecar.com.mx>
14. PEMEX, [http:// www.desarrollosustentable.pemex.com/portal](http://www.desarrollosustentable.pemex.com/portal)
15. Felder, Richard. "Principios Elementales de los Procesos Químicos".
Edit. Addison-Wesley Iberoamericana. E.U.A. 1991, p.p. 679-681.
16. B.E. Poling, The Properties of Gases and Liquids, 5ª ed. 2001.
17. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de Energía (CONUEE):
Metodologías para la Cuantificación de Emisiones de GEI y de
Consumos Energéticos Evitados por el Aprovechamiento Sustentable
de la Energía, diciembre 2009.
18. Datos proporcionados por personal de la Refinería de estudio.
19. Formulación de lineamientos de política en materia de eficiencia
energética en Sectores Clave de la economía mexicana para el
programa especial de Cambio Climático, noviembre 2007.

ANEXOS

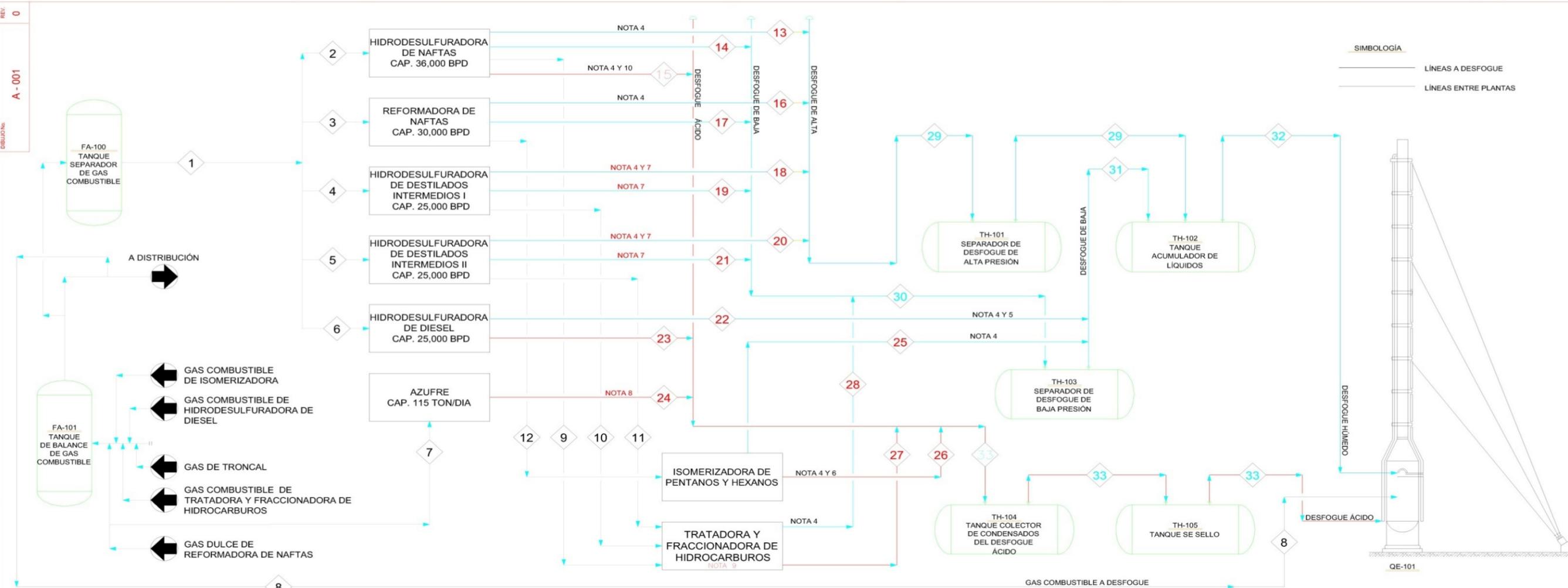
Anexo I. Países ratificados en el Protocolo de Kioto

Anexo B

Parte	Compromiso Cuantificado de Limitación o Reducción de las Emisiones (% del nivel del año o período de base).
Alemania	92
Australia	108
Austria	92
Bélgica	92
Bulgaria*	92
Canadá	94
Comunidad Europea	92
Croacia*	95
Dinamarca	92
Eslovaquia*	92
Eslovenia*	92
España	92
Estados Unidos de América	93
Estonia*	92
Federación de Rusia*	100
Finlandia	92
Francia	92
Grecia	92
Hungría*	94
Irlanda	92
Islandia	110
Italia	92
Japón	94
Letonia*	92
Liechtenstein	92
Lituania*	92
Luxemburgo	92
Mónaco	92
Noruega	101
Nueva Zelandia	100
Países Bajos	92
Polonia*	94
Portugal	92
Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte	92
República Checa*	92
Rumania*	92
Suecia	92
Suiza	92
Ucrania*	100

* Países que están en proceso de transición a una economía de mercado.

**Anexo II. Diagrama de Balance del Sistema de Desfogue Actual,
Sector de Hidrodesulfuración (A-001)**



SIMBOLOGÍA
 LÍNEAS A DESFOQUE
 LÍNEAS ENTRE PLANTAS

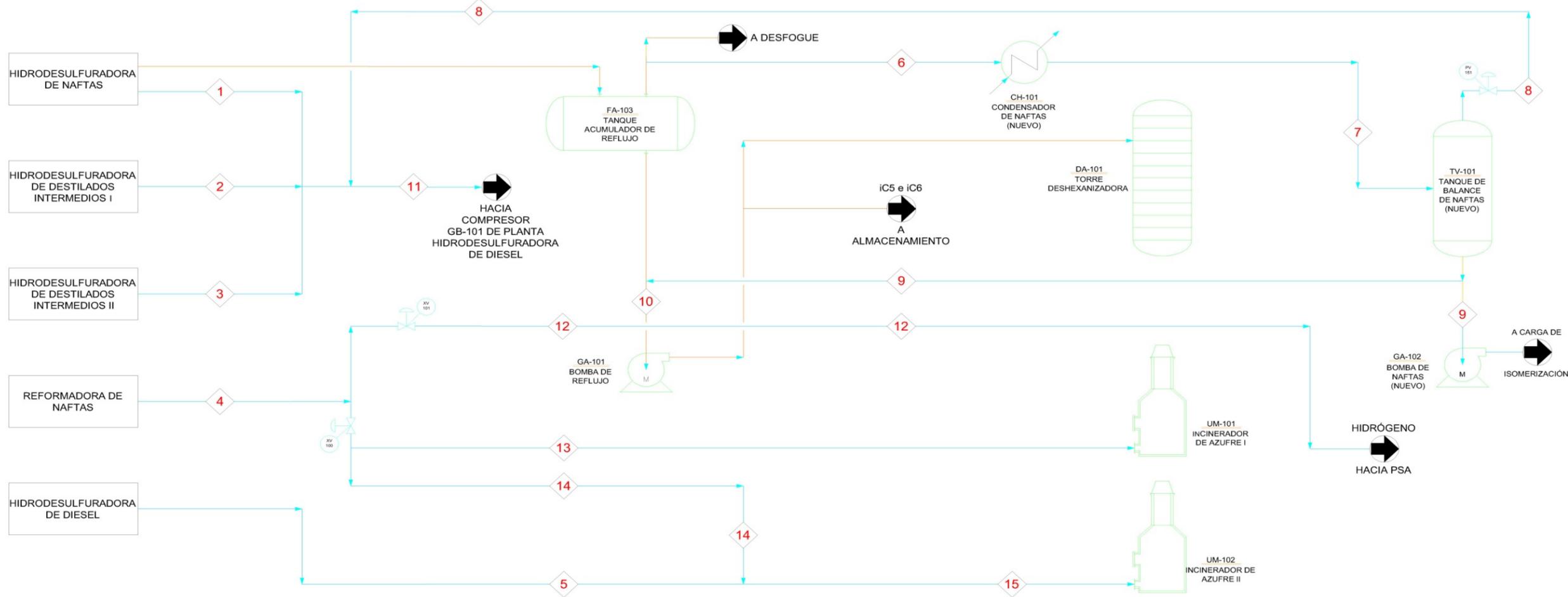
- NOTAS**
- 1.-LAS CORRIENTES DEL DIAGRAMA DEL LADO DE PROCESO, SE BASAN EN EL SUMINISTRO Y PRODUCCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE EN LAS PLANTAS DEL SECTOR DE HIDRODESULFURACIÓN; LAS DE DESFOQUE SE BASAN EN LOS DIAGRAMAS DE FLUJO DE PROCESO DE LA PLANTA CORRESPONDIENTE.
 - 2.-LOS DATOS DE COMPOSICIÓN Y FLUJO SE TOMAN DE LOS DIAGRAMAS DE FLUJO DE PROCESO.
 - 3.-LOS DATOS DE TEMPERATURA Y PRESIÓN SE TOMAN DE LOS REGISTROS RECOPIADOS.
 - 4.-NORMALMENTE SIN FLUJO.
 - 5.-ESTE CABEZAL DE DESFOQUE DE HIDRODESULFURADORA DE DIESEL, CORRESPONDE A DESFOQUE DE ALTA PRESIÓN; AUNQUE FÍSICAMENTE SE INTEGRA AL CABEZAL DE DESFOQUE DE BAJA.
 - 6.-ESTE CABEZAL DE DESFOQUE DE PLANTA ISOMERIZADORA DE PENTANOS Y HEXANOS, CORRESPONDE A DESFOQUE DE ALTA PRESIÓN; AUNQUE FÍSICAMENTE SE INTEGRA AL CABEZAL DE DESFOQUE ÁCIDO.
 - 7.-EN LAS HIDRODESULFURADORAS DE DESTILADOS INTERMEDIOS I Y II, EL CABEZAL DE DESFOQUE DE BAJA PRESIÓN O ALTA PRESIÓN ES COMÚN A AMBAS, PARA EL BALANCE, SE CONSIDERAN CORRIENTES INDEPENDIENTES.
 - 8.-EN LA PLANTA DE AZUFRE, FÍSICAMENTE SON DOS LÍNEAS INDEPENDIENTES DE DESFOQUE ÁCIDO, PARA EL BALANCE, ÚNICAMENTE SE CONSIDERA UNA CORRIENTE.
 - 9.-CON RESPECTO A LA PLANTA TRATADORA Y FRACCIONADORA DE HIDROCARBUROS, ÚNICAMENTE OPERA LA SECCIÓN DE TRATAMIENTO CON DEA, AUNQUE SE TIENEN LOS TRES TIPOS SE DESFOQUE; NORMALMENTE NO HAY DESCARGA, A MENOS QUE LAS VÁLVULAS MANUALES SEAN ABIERTAS.
 - 10.-ESTA CORRIENTE PROVIENE DEL TANQUE DE AGUAS AMARGAS FA-210. NO SE CUENTA CON DATOS (COMPOSICIÓN Y FLUJO) PARA ESTE EQUIPO.

CORRIENTE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33		
H ₂ (%mol)	29.93	29.93	29.93	29.93	29.93	29.93	29.93	29.93	46.69	35.10	33.00	80.26		29.93/-		17.14	82.85	83.19	29.93	81.24	29.93	80.50			83.38	89.81		54.61	46.16	62.55	72.19	64.53	8.67		
C ₁ (%mol)	39.25	39.25	39.25	39.25	39.25	39.25	39.25	39.25	15.79	14.53	14.92	4.81	6.06	39.25/3.30		5.37	4.42	9.20	39.25	6.04	11.59	8.60	2.00		4.45	3.52		12.23	7.11	11.59	8.60	8.16	2.45		
C ₂ (%mol)	16.35	16.35	16.35	16.35	16.35	16.35	16.35	16.35	13.27	12.25	11.28	6.78	11.46	16.35/10.18		24.47	4.46	3.77	16.35	4.48	16.35	5.71			4.47	2.67		13.67	15.11	10.01	7.69	9.87	0.26		
C ₃ (%mol)	7.72	7.72	7.72	7.72	7.72	7.72	7.72	7.72	8.64	7.36	6.96	4.99	23.48	7.72/0.60		35.98	4.83	1.42	7.72	1.51	7.72	3.90			4.78	2.46		10.14	20.44	7.61	5.64	10.00	0.24		
iC ₄ (%mol)	2.65	2.65	2.65	2.65	2.65	2.65	2.65	2.65	3.60	1.42	1.40	15.17	2.65/0.18		8.38	0.88	0.73	2.65	0.30	2.65	0.93			0.85	0.42		2.98	5.07	2.06	1.45	2.52	0.04			
nC ₄ (%mol)	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	5.51	1.98	1.61	1.13	43.83	3.17/4.12		7.48	1.13	0.45	3.17	0.28	3.17	1.15			1.07	0.52		4.60	4.89	3.06	2.04	2.88	0.05		
iC ₅ (%mol)	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	2.86	1.93	0.43	0.50/14.61		0.50/14.61		0.82	1.44	0.15	0.50	0.07	0.50	0.55			1.00	0.27		0.83	0.51	1.28	0.90	0.78	0.03		
nC ₅ (%mol)	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	2.93	2.07	0.20			0.27/23.41		0.35		0.10	0.27	0.04	0.27	0.34				0.18		0.57	0.23	0.71	0.51	0.43	0.02		
Ce+P (%mol)									1.53	1.17												0.88				0.15									
H ₂ S (%mol)	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	2.78	24.01	26.82			0.16/-				0.99	0.16	2.22	0.16			93.60	94.00		93.60	0.38	0.48	0.20	0.09	0.21	84.78		
CO ₂ (%mol)																								3.54				3.54						1.25	
HC (%mol)																								2.86				2.86							
H ₂ O (%mol)																																		2.21	
2,2 DM-BUTANO (% mol)															-0.34																				
CCs (% mol)															-2.27																				
2,3 DM-BUTANO (% mol)															-1.64																				
2MCs (% mol)															-11.90																				
3MCs (% mol)															-7.53																				
NCs (% mol)															-21.73																				
MCCs (% mol)															-4.91																				
BENCENO (% mol)															-2.31																				
CCs (% mol)															-0.95																				
HUMEDAD (ppm)															-0.067																				
H ₂ (ppm)															-0.555																				
Flujo Op. Promedio (Mm ³ /día)	454.59	61.63	151.77	45.76	49.29	32.13	12.08	101.93	28.98	0.27	0.25	307.6 / 127.0	2.36	7.59 / 3.07		85.41	70.62	64.79	3.15	5.39	6.50	197.14	10.51	17.15	5.34	3.00	0.43	85.41	157.95	176.35	378.83	536.78	31.10		
Flujo Diseño (Mm ³ /día)																																			
Presión estimada (kg/cm ²)	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	5.84	44.69	49.78	36.91	15.62	1.796		15.54	14.78	44.69	2.11	48.78	2.11	9.71	0.87		7.24	14.30	0.85	5.40							
Temperatura estimada (°C)	32.42	25.30	28.88	35.62	32.42	32.42	32.42	32.42	33.94	31.67	66.95	21.34	33.94	40.023		61.66	37.78	31.67	20.00	66.50	20.00	45.00	51.50		27.41	66.52	98.92	55.36							
Notas	1, 3	1, 3	1, 3	1, 3	1, 3	1, 3	1, 3	1, 3	1, 2, 3	1, 2, 3	1, 3			1, 3		1, 2, 3	1, 2, 3	1, 2, 3	1, 3	1, 2, 3	1, 3	1, 2, 3	1, 3		1, 2, 3	1, 2, 3	1, 2, 3	1, 2, 3	1						

REVISIONES				NÚMERO		DIBUJOS DE REFERENCIA		APROBADO POR:			DIB		DIAGRAMA DE BALANCE DEL SISTEMA DE DESFOQUE ACTUAL, SECTOR DE HIDRODESULFURACIÓN.		PROYECTO: TESIS		PLANO No.		A-001	REV. 0					
REV. 0	DESCRIPCIÓN APROBADO PARA INGENIERÍA			FECHA	POR	Vo. Bo.	FECHA	FIRMA	UNAM		UNAM	UNAM			UNAM	UNAM	UNAM	UNAM			UNAM	UNAM	UNAM	UNAM	UNAM
				AGO-10	MLS	GGP	FECHA	FIRMA	UNAM		UNAM	UNAM			UNAM	UNAM	UNAM	UNAM			UNAM	UNAM	UNAM	UNAM	UNAM
							FECHA	FIRMA	UNAM		UNAM	UNAM			UNAM	UNAM	UNAM	UNAM			UNAM	UNAM	UNAM	UNAM	UNAM

DIBUJO ELABORADO EN: MÉXICO, D. F. AGOSTO 2010

Anexo III. Diagrama de Flujo de Proceso. Recuperación de Gas, Sector de Hidrodesulfuración (A-002)



- NOTAS**
- EL FLUJO DE ESTA CORRIENTE CORRESPONDE A LA RECUPERACIÓN DE NAFTA EN EL INTERCAMBIADOR.
 - LA CARACTERIZACIÓN Y PROPIEDADES FÍSICAS DE ESTAS CORRIENTES CORRESPONDEN AL BALANCE DE MATERIA Y ENERGÍA CORRESPONDIENTE.
 - EL FLUJO DE ESTA CORRIENTE CORRESPONDE AL CASO EN EL CUAL EL PORCENTAJE DE HIDRÓGENO EN EL GAS DESCARGADO A TRAVÉS DE LA VÁLVULA PV-104B ES MAYOR O APROXIMADO AL 80% MOL.
 - EL FLUJO DE ESTAS CORRIENTES CORRESPONDE AL CASO EN EL CUAL EL PORCENTAJE DE HIDRÓGENO EN EL GAS DESCARGADO A TRAVÉS DE LA VÁLVULA PV-104B ES MENOR AL 77% MOL.
 - LA PRESIÓN DE ESTA CORRIENTE CORRESPONDE A LA PRESIÓN DE OPERACIÓN EN EL TANQUE FA-103, ANTES DE LA VÁLVULA PV-105B.
 - LOS DATOS DE ESTA CORRIENTE (COMPOSICIÓN, FLUJO, PRESIÓN Y TEMPERATURA) CORRESPONDEN A LOS DATOS DE OPERACIÓN DE LA SALIDA DE LÍQUIDOS DEL TANQUE FA-103.
 - LOS FLUJOS VOLUMÉTRICOS DEL GAS SON A 1kg/cm² abs. Y 20°C.
 - LOS DATOS DE ESTA CORRIENTE (COMPOSICIÓN, FLUJO, PRESIÓN Y TEMPERATURA) CORRESPONDEN A LOS DATOS ARROJADOS POR LA SIMULACIÓN EN HYSYS (VER ANEXO IV).

SIMBOLOGÍA
 LÍNEA DE PROCESO
 LÍNEA NUEVA

CORRIENTE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
FLUIDO	GAS COMBUSTIBLE	GAS COMBUSTIBLE	GAS COMBUSTIBLE	HIDRÓGENO	HIDRÓGENO BAJA PUREZA	NAFTAS	NAFTAS CONDENSADAS	GAS COMBUSTIBLE	NAFTAS RECUPERADAS	NAFTAS IC5 / IC6	GAS COMBUSTIBLE	HIDRÓGENO ALTA PUREZA	HIDRÓGENO BAJA PUREZA	HIDRÓGENO BAJA PUREZA	HIDRÓGENO BAJA PUREZA
VÁLVULA	PV-101B	PV-102B	PV-103B	PV-104B	PV-105B	PV-106	CH-101	TV-101	TV-101						
EQUIPO	FA-109	FA-104	FA-105	FA-106/107	FA-108	FA-103	CH-101	TV-101	TV-101						
COMPONENTE	NORMAL	NORMAL	NORMAL	NORMAL	NORMAL	NORMAL	NORMAL	NORMAL	NORMAL	NORMAL	NORMAL	NORMAL	NORMAL	NORMAL	NORMAL
H ₂ (%mol)	29.12	29.12	29.12	82.85 / 74.51	58.55						28.82	82.85	74.51	74.51	66.38
C ₁ (%mol)	40.11	40.11	40.11	4.42 / 6.92	15.94	3.30	0.55	47.35	0.55		40.19	4.42	6.92	6.92	11.52
C ₂ (%mol)	16.46	16.46	16.46	4.46 / 6.81	11.65	0.18	0.01	1.57	0.01		16.30	4.46	6.81	6.81	9.28
C ₃ (%mol)	7.74	7.74	7.74	4.83 / 7.36	7.71	0.60	0.47	2.70	0.47		7.69	4.83	7.36	7.36	7.54
iC ₄ (%mol)	2.63	2.63	2.63	0.88 / 1.25	3.70	0.18	0.17	0.41	0.17		2.60	0.88	1.25	1.25	0.61
nC ₄ (%mol)	3.12	3.12	3.12	1.13 / 1.61		4.12	3.93	7.21	3.93	0.63	3.16	1.13	1.61	1.61	2.68
iC ₅ (%mol)	0.50	0.50	0.50	1.44 / 1.54		14.61	14.80	15.64	14.80	18.85	0.61	1.44	1.54	1.54	0.75
nC ₅ (%mol)	0.28	0.28	0.28		1.73	23.41	23.93	15.19	23.93	30.08	0.44				0.88
C ₆ +P (%mol)															
H ₂ S (%mol)	0.04	0.04	0.04								0.04				
H ₂ O (%mol)					0.71										0.36
2,2 DM-BUTANO (% mol)						0.34	0.35	0.14	0.35						
CC ₃ (% mol)						2.27	2.35	1.06	2.35	0.03	0.01				
2,3 DM-BUTANO (% mol)						1.64	1.71	0.53	1.71	0.03	0.01				
2MCC ₃ (% mol)						11.90	12.43	3.53	12.43	0.22	0.04				
3MCC ₃ (% mol)						7.53	7.88	2.01	7.88	0.14	0.02				
nC ₆ (% mol)						21.73	22.78	4.94	22.78	49.84	0.05				
MCC ₆ (% mol)						4.91	5.15	1.05	5.15	0.10	0.01				
BENCENO (% mol)						2.31	2.42	0.49	2.42	0.04	0.01				
CC ₈ (% mol)						0.95	0.99	0.16	0.99	0.02					
Flujo Op. Promedio Mm ³ /día (MM ³ /día)	7.59 (269.04)	3.15 (111.24)	6.50 (229.65)	70.62 (2,493.95)	30.61 (1,080.99)	3.07 (108.42)									
Flujo Diseño Mm ³ /día (MM ³ /día)	19.51 (688.99)	14.69 (518.77)	14.69 (518.77)	210.81 (7,444.75)	45.04 (1,590.57)	16.99 (600.00)	0.015 (0.53)	0.18 (6.36)	0.015 (0.064)	0.958 (33.83)	17.42 (615.20)	70.62 (2,493.95)	41.23 (1,456.04)	29.39 (1,037.97)	60.00 (2,118.90)
Presión estimada kg/cm ² (psig)	0.35 (5.00)	0.35 (5.00)	0.35 (5.00)	6.24 (88.80)	7.36 (104.68)	1.80 (25.60)	1.45 (20.60)	1.45 (20.60)	1.45 (20.60)	1.80 (25.60)	0.27 (3.91)	6.22 (88.48)	5.67 (80.68)	6.20 (88.22)	6.61 (94.30)
Temperatura estimada °C (°F)	37.78 (100.00)	38.00 (100.40)	38.00 (100.40)	37.78 (100.00)	38.00 (100.40)	80.00 (176.00)	47.28 (117.10)	47.28 (117.10)	47.28 (117.10)	80.00 (176.00)	18.00 (64.40)	18.89 (66.00)	18.17 (64.70)	27.61 (81.70)	18.11 (64.60)
Poder Calorífico (BTU/mol)	-912.86	-912.86	-912.86	-472.70 / -577.88	-711.16	-2,992.30	-3,061.44	-1,868.76	-3,061.44	-3,242.30	-922.92	-472.70	-577.88	-577.88	-645.64
Flujo CO ₂ (Ton/día)	-	-	-	-	48.37	-	-	0.98	-	28.92	1,887.93	39.80	55.62	46.56	81.51
US\$/día	-	-	-	-	8,799.03	-	-	54.51	-	5,207.96	332,615.25	2,605.22	11,572.55	8,953.31	15,173.69
Notas	2	2	2	2	2	2, 6	1, 8	8	3	1, 8	3	4, 7	4	5	

REV.	DESCRIPCIÓN	FECHA	POR	Vo. Bo.	NÚMERO	DIBUJOS DE REFERENCIA	APROBADO POR:
0	APROBADO PARA INGENIERÍA	AGO-10	MLS	GGP			

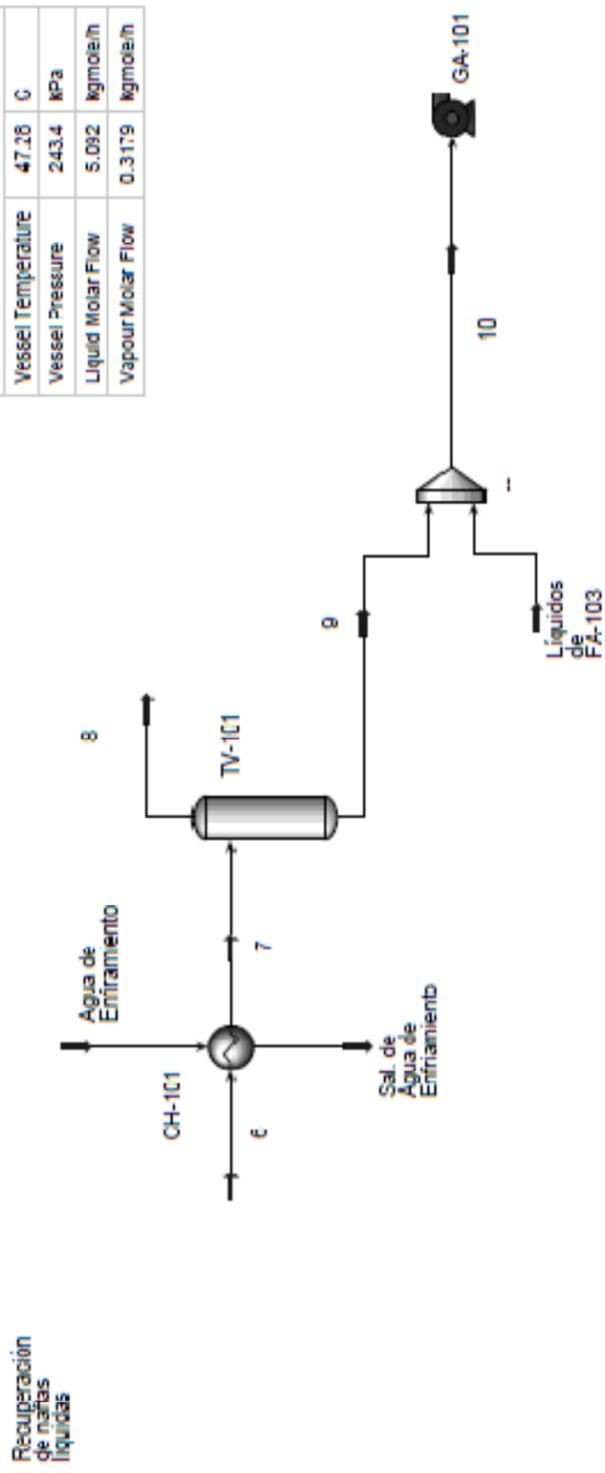


DIBUJO ELABORADO EN: MÉXICO, D. F. AGOSTO 2010

DIB	UNAM	AGO-10
PROY	UNAM	AGO-10
REVISO	UNAM	AGO-10
APROB.	UNAM	AGO-10
ESC.	UNAM	AGO-10

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO. RECUPERACIÓN DE GAS, SECTOR DE HIDRODESULFURACIÓN.
 PROYECTO: TESIS PLANO No. A-002 REV. 0
 LOCALIZACIÓN: FACULTAD DE QUÍMICA

ANEXO IV. Simulación en Hysys de la corriente 6 de Nafta líquida



CH-101	
Duty	-3.537e+004 kJ/h
Tube Side Feed Mass Flow	412.8 kg/h
Shell Side Feed Mass Flow	1500 kg/h
Tube Inlet Temperature	80.00 C
Tube Outlet Temperature	47.28 C
Shell Inlet Temperature	32.00 C
Shell Outlet Temperature	46.10 C

Características de la corriente 7:

1	 LEGENDS Burlington, MA USA		Case Name:	Recuperación de las Corrientes de Nafta.fsc
2			Unit Set:	SI
3			Date/Time:	Mon Aug 16 18:51:14 2010
4				
5	Material Stream: 7		Fluid Package:	Basis-1
6			Property Package:	PRSV
7	CONDITIONS			
8		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase
9	Vapour / Phase Fraction	0.0588	0.0588	0.9412
10	Temperature: (C)	47.28	47.28	47.28
11	Pressure: (kPa)	243.4	243.4	243.4
12	Molar Flow (kgmole/h)	5.410	0.3179	5.092
13	Mass Flow (kg/h)	412.8	14.25	398.5
14	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	0.6349	2.697e-002	0.6079
15	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.686e+005	-1.088e+005	-1.723e+005
16	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	48.86	163.3	41.72
17	Heat Flow (k/h)	-9.120e+005	-3.458e+004	-8.774e+005
18	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	0.6307	2.880e-002	0.6043

Liquid Phase							Phase Fraction	0.9412
COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION		
Hydrogen	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
Methane	0.0281	0.0055	0.4500	0.0011	0.0015	0.0015	0.0025	
Ethane	0.0047	0.0009	0.1424	0.0004	0.0004	0.0004	0.0007	
Propane	0.0239	0.0047	1.0527	0.0026	0.0021	0.0021	0.0034	
i-Butane	0.0084	0.0017	0.4905	0.0012	0.0009	0.0009	0.0014	
n-Butane	0.2000	0.0393	11.6262	0.0292	0.0199	0.0199	0.0328	
i-Pentane	0.7535	0.1480	54.3689	0.1364	0.0872	0.0872	0.1435	
n-Pentane	1.2184	0.2303	87.9103	0.2206	0.1308	0.1308	0.2206	
H2S	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
2,2-Dimethylbutane	0.0180	0.0035	1.5483	0.0039	0.0024	0.0024	0.0039	
Cyclopentane	0.1195	0.0235	6.3785	0.0210	0.0112	0.0112	0.0184	
2,3-Dimethylbutane	0.0871	0.0171	7.5035	0.0188	0.0113	0.0113	0.0188	
2-Methylpentane	0.6327	0.1242	54.5236	0.1368	0.0831	0.0831	0.1368	
3-Methylpentane	0.4011	0.0788	34.5620	0.0867	0.0518	0.0518	0.0852	
n-Hexane	1.1601	0.2278	99.9776	0.2509	0.1509	0.1509	0.2482	
Methylcyclopentane	0.2623	0.0515	22.0798	0.0554	0.0294	0.0294	0.0483	
Benzene	0.1234	0.0242	9.6405	0.0242	0.0109	0.0109	0.0180	
Cyclohexane	0.0509	0.0100	4.2833	0.0107	0.0055	0.0055	0.0090	
H2O	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
Total	5.0921	1.0000	398.5382	1.0000	0.6079	0.6079	1.0000	

Vapour Phase							Phase Fraction	5.876e-002
COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION		
Hydrogen	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
Methane	0.1505	0.4735	2.4147	0.1695	0.0081	0.0081	0.2990	
Ethane	0.0050	0.0157	0.1525	0.0126	0.0004	0.0004	0.0157	
Propane	0.0086	0.0270	0.3790	0.0296	0.0007	0.0007	0.0277	
i-Butane	0.0013	0.0041	0.0757	0.0053	0.0001	0.0001	0.0050	
n-Butane	0.0229	0.0721	1.3318	0.0935	0.0023	0.0023	0.0847	
i-Pentane	0.0370	0.1184	2.6738	0.1875	0.0043	0.0043	0.1588	
n-Pentane	0.0483	0.1520	3.4881	0.2447	0.0055	0.0055	0.2052	
H2S	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
2,2-Dimethylbutane	0.0004	0.0014	0.0372	0.0026	0.0001	0.0001	0.0021	
Cyclopentane	0.0034	0.0106	0.2383	0.0186	0.0003	0.0003	0.0117	

COMPOSITION							
Vapour Phase (continued)						Phase Fraction	5.876e-002
COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
23-Mbutane	0.0017	0.0053	0.1441	0.0101	0.0002	0.0060	
2-Mpentane	0.0112	0.0353	0.9681	0.0680	0.0015	0.0547	
3-Mpentane	0.0064	0.0201	0.6615	0.0387	0.0008	0.0306	
n-Hexane	0.0157	0.0494	1.3530	0.0950	0.0020	0.0757	
Myclopertan	0.0033	0.0105	0.2803	0.0197	0.0004	0.0138	
Benzene	0.0016	0.0050	0.1230	0.0085	0.0001	0.0052	
Cyclohexane	0.0005	0.0016	0.0400	0.0030	0.0001	0.0020	
H ₂ O	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
Total	0.3179	1.0000	14.2454	1.0000	0.0270	1.0000	

Características de la corriente 8:

41	Material Stream: 8				Fluid Package:	Bass-1
42					Property Package:	PRSV
43						
44	CONDITIONS					
45		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase		
46	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000	0.0000		
47	Temperature: (C)	47.28	47.28	47.28		
48	Pressure: (kPa)	243.4	243.4	243.4		
49	Molar Flow (kgmole/h)	0.3179	0.3179	0.0000		
50	Mass Flow (kg/h)	14.25	14.25	0.0000		
51	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	2.697e-002	2.697e-002	0.0000		
52	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.088e+005	-1.088e+005	-1.723e+005		
53	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	163.3	163.3	41.72		
54	Heat Flow (kJ/h)	-3.458e+004	-3.458e+004	0.0000		
55	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	2.880e-002	2.880e-002	0.0000		

35	Vapour Phase						Phase Fraction	1.000
36								
37	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
38	Hydrogen	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
39	Methane	0.1505	0.4735	2.4147	0.1695	0.0081	0.2990	
40	Ethane	0.0050	0.0157	0.1505	0.0106	0.0004	0.0157	
41	Propane	0.0086	0.0270	0.3790	0.0266	0.0007	0.0277	
42	i-Butane	0.0013	0.0041	0.0757	0.0053	0.0001	0.0050	
43	n-Butane	0.0229	0.0721	1.3318	0.0935	0.0023	0.0847	
44	i-Pentane	0.0370	0.1164	2.6708	0.1875	0.0043	0.1588	
45	n-Pentane	0.0483	0.1520	3.4861	0.2447	0.0055	0.2052	
46	H2S	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
47	2,2-Mbutane	0.0004	0.0014	0.0372	0.0026	0.0001	0.0021	
48	Cyclopentane	0.0034	0.0106	0.2363	0.0166	0.0003	0.0117	
49	2,3-Mbutane	0.0017	0.0053	0.1441	0.0101	0.0002	0.0080	
50	2-Mpentane	0.0112	0.0353	0.9681	0.0680	0.0015	0.0547	
51	3-Mpentane	0.0064	0.0201	0.5516	0.0387	0.0008	0.0306	
52	n-Hexane	0.0157	0.0494	1.3530	0.0950	0.0020	0.0757	
53	Micyclopentan	0.0033	0.0105	0.2000	0.0197	0.0004	0.0130	
54	Benzene	0.0016	0.0050	0.1230	0.0088	0.0001	0.0052	
55	Cyclohexane	0.0005	0.0016	0.0430	0.0030	0.0001	0.0020	
56	H2O	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
57	Total	0.3179	1.0000	14.2454	1.0000	0.0270	1.0000	

11	Liquid Phase						Phase Fraction	0.000
12								
13	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
14	Hydrogen	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
15	Methane	0.0000	0.0055	0.0000	0.0011	0.0000	0.0025	
16	Ethane	0.0000	0.0009	0.0000	0.0004	0.0000	0.0007	
17	Propane	0.0000	0.0047	0.0000	0.0026	0.0000	0.0034	
18	i-Butane	0.0000	0.0017	0.0000	0.0012	0.0000	0.0014	
19	n-Butane	0.0000	0.0393	0.0000	0.0292	0.0000	0.0328	
20	i-Pentane	0.0000	0.1480	0.0000	0.1364	0.0000	0.1435	
21	n-Pentane	0.0000	0.2393	0.0000	0.2206	0.0000	0.2296	
22	H2S	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
23	2,2-Mbutane	0.0000	0.0035	0.0000	0.0039	0.0000	0.0039	
24	Cyclopentane	0.0000	0.0235	0.0000	0.0210	0.0000	0.0184	
25	2,3-Mbutane	0.0000	0.0171	0.0000	0.0188	0.0000	0.0186	
26	2-Mpentane	0.0000	0.1242	0.0000	0.1368	0.0000	0.1366	
27	3-Mpentane	0.0000	0.0788	0.0000	0.0867	0.0000	0.0852	
28	n-Hexane	0.0000	0.2276	0.0000	0.2509	0.0000	0.2462	
29	Micyclopentan	0.0000	0.0515	0.0000	0.0554	0.0000	0.0483	
30	Benzene	0.0000	0.0242	0.0000	0.0242	0.0000	0.0180	
31	Cyclohexane	0.0000	0.0100	0.0000	0.0107	0.0000	0.0090	
32	H2O	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
33	Total	0.0000	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.0000	

Características de la corriente 9:

27	Material Stream: 9				Fluid Package:	Bass-1
28					Property Package:	PRSV
29	CONDITIONS					
30		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase		
31						
32						
33	Vapour / Phase Fraction	0.0000	0.0000	1.0000		
34	Temperature: (C)	47.28	47.28	47.28		
35	Pressure: (kPa)	243.4	243.4	243.4		
36	Molar Flow (kgmole/h)	5.092	0.0000	5.092		
37	Mass Flow (kg/h)	398.5	0.0000	398.5		
38	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	0.6079	0.0000	0.6079		
39	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.723e+005	-1.088e+005	-1.723e+005		
40	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	41.72	163.3	41.72		
41	Heat Flow (kJ/h)	8.774e+005	0.0000	8.774e+005		
42	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	0.6043	0.0000	0.6043		

21	Vapour Phase						Phase Fraction	0.0000
22								
23	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
24								
25	Hydrogen	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
26	Methane	0.0000	0.4735	0.0000	0.1695	0.0000	0.2960	
27	Ethane	0.0000	0.0157	0.0000	0.0103	0.0000	0.0157	
28	Propane	0.0000	0.0270	0.0000	0.0263	0.0000	0.0277	
29	i-Butane	0.0000	0.0041	0.0000	0.0053	0.0000	0.0050	
30	n-Butane	0.0000	0.0721	0.0000	0.0935	0.0000	0.0847	
31	i-Pentane	0.0000	0.1164	0.0000	0.1875	0.0000	0.1588	
32	n-Pentane	0.0000	0.1520	0.0000	0.2447	0.0000	0.2052	
33	H2S	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
34	2,2-Mbutane	0.0000	0.0014	0.0000	0.0023	0.0000	0.0021	
35	Cyclopentane	0.0000	0.0106	0.0000	0.0165	0.0000	0.0117	
36	2,3-Mbutane	0.0000	0.0053	0.0000	0.0101	0.0000	0.0060	
37	2-Mpentane	0.0000	0.0353	0.0000	0.0683	0.0000	0.0547	
38	3-Mpentane	0.0000	0.0201	0.0000	0.0387	0.0000	0.0306	
39	n-Hexane	0.0000	0.0494	0.0000	0.0950	0.0000	0.0757	
40	Myclopertan	0.0000	0.0105	0.0000	0.0197	0.0000	0.0138	
41	Benzene	0.0000	0.0050	0.0000	0.0085	0.0000	0.0052	
42	Cyclohexane	0.0000	0.0016	0.0000	0.0033	0.0000	0.0020	
43	H2O	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
44	Total	0.0000	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.0000	

45	Liquid Phase						Phase Fraction	1.000
46								
47	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
48								
49	Hydrogen	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
50	Methane	0.0281	0.0055	0.4500	0.0011	0.0015	0.0025	
51	Ethane	0.0047	0.0009	0.1421	0.0004	0.0004	0.0007	
52	Propane	0.0239	0.0047	1.0527	0.0023	0.0021	0.0034	
53	i-Butane	0.0084	0.0017	0.4905	0.0012	0.0009	0.0014	
54	n-Butane	0.2000	0.0393	11.6262	0.0292	0.0199	0.0328	
55	i-Pentane	0.1535	0.1480	54.3689	0.1364	0.0872	0.1435	
56	n-Pentane	1.2184	0.2393	87.9103	0.2205	0.1396	0.2266	
57	H2S	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
58	2,2-Mbutane	0.0180	0.0035	1.5483	0.0039	0.0024	0.0039	
59	Cyclopentane	0.1195	0.0235	8.3785	0.0213	0.0112	0.0164	
60	2,3-Mbutane	0.0871	0.0171	7.5035	0.0185	0.0113	0.0166	
61	2-Mpentane	0.6327	0.1242	54.5235	0.1363	0.0831	0.1366	
62	3-Mpentane	0.4011	0.0788	34.5622	0.0867	0.0518	0.0852	

13	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
14							
15	n-Hexane	1.1601	0.2278	99.9773	0.2509	0.1509	0.2462
16	Myclopertan	0.2623	0.0515	22.0793	0.0554	0.0294	0.0463
17	Benzene	0.1234	0.0242	9.6405	0.0242	0.0109	0.0180
18	Cyclohexane	0.0509	0.0100	4.2833	0.0107	0.0055	0.0090
19	H2O	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	Total	5.0921	1.0000	398.5382	1.0000	0.6079	1.0000

ANEXO V. Factor de Emisión de GEI estándar por combustión, por tipo de energético

Energético	Factor de Emisión Estándar para Combustión de Energéticos (kg de GEI/TJ) con base en Poder Calorífico Neto											
	CO ₂			CH ₄			N ₂ O					
	Factor de Emisión Estándar	Rango Bajo	Rango Alto	Factor de Emisión Estándar	Rango Bajo	Rango Alto	Factor de Emisión Estándar	Rango Bajo	Rango Alto			
Petróleo Crudo	73,300	71,000	75,500	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			
Ornición	77,000	69,300	85,400	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			
Líquidos de Gas Natural	64,200	58,300	70,400	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			
Gasolina Motor	69,300	67,500	73,000	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			
Gasolina para Aviación	70,000	67,500	73,300	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			
Gasolina para Jet	70,000	67,500	73,300	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			
Turbosina	71,500	69,700	74,400	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			
Otros queroseno	71,900	70,800	73,700	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			
Shale oil	73,300	67,800	79,200	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			
Diesel	74,100	72,600	74,800	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			
Combustóleo	77,400	75,500	78,800	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			
Gas Licuado de Petróleo	63,100	61,600	65,600	1.0	0.3	3.0	0.1	0.0	0.3			
Etano	61,600	56,500	68,600	1.0	0.3	3.0	0.1	0.0	0.3			
Nafta	73,300	69,300	76,300	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			
Alquitrán	80,700	73,300	89,900	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			
Lubrificantes	73,300	71,900	75,200	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			
Coque de Petróleo	97,500	82,900	115,000	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			
Insumos de Refinería	73,300	68,900	76,600	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			
Gas de Refinería	57,600	48,200	69,000	1.0	0.3	3.0	0.1	0.0	0.3			
Parafina	73,300	72,200	74,400	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			
White spirit	73,300	72,200	74,400	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	3.0			
Otros productos de petróleo	73,300	72,200	74,400	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0			

**ANEXO V. Factor de Emisión de GEI estándar por combustión, por tipo de energético
(Continuación)**

Energético	Factor de Emisión Estándar para Combustión de Energéticos (kg de GEI/TJ) con base en Poder Calorífico Neto											
	CO ₂			CH ₄			N ₂ O					
	Factor de Emisión Estándar	Rango Bajo	Rango Alto	Factor de Emisión Estándar	Rango Bajo	Rango Alto	Factor de Emisión Estándar	Rango Bajo	Rango Alto			
Antracita	98,300	94,600	101,000	1.0	0.3	3.0	1.5	0.5	5.0			
Coque de Carbón	94,600	87,300	101,000	1.0	0.3	3.0	1.5	0.5	5.0			
Carbón Bituminoso	94,600	89,500	99,700	1.0	0.3	3.0	1.5	0.5	5.0			
Carbón Subbituminoso	96,100	92,800	100,000	1.0	0.3	3.0	1.5	0.5	5.0			
Lignito	101,000	90,900	115,000	1.0	0.3	3.0	1.5	0.5	5.0			
Arena Bituminosa	107,000	90,200	125,000	1.0	0.3	3.0	1.5	0.5	5.0			
Briqueta de Carbón Marrón	97,500	87,300	109,000	1.0	0.3	3.0	1.5	0.5	5.0			
Coque de Homo Coquizador y Coque de Lignito	107,000	95,700	119,000	1.0	0.3	3.0	1.5	0.5	5.0			
Coque de Gas	107,000	95,700	119,000	1.0	0.3	3.0	0.1	0.0	0.3			
Alquitrán de Hulla	80,700	68,200	95,300	1.0	0.3	3.0	1.5	0.5	5.0			
Gas Works Gas	44,400	37,300	54,100	1.0	0.3	3.0	0.1	0.0	0.3			
Gas de Homo Coquizador	44,400	37,300	54,100	1.0	0.3	3.0	0.1	0.0	0.3			
Gas de Alto Horno	260,000	219,000	308,000	1.0	0.3	3.0	0.1	0.0	0.3			
Gas de Homo de Oxígeno Básico	182,000	145,000	202,000	1.0	0.3	3.0	0.1	0.0	0.3			
Gas Natural	56,100	54,300	58,300	1.0	0.3	3.0	0.1	0.0	0.3			
Deshechos Municipales	91,700	73,300	121,000	30.0	10.0	100.0	4.0	1.5	15.0			
Deshechos Industriales	143,000	110,000	183,000	30.0	10.0	100.0	4.0	1.5	15.0			
Deshechos de Petróleo	73,300	72,200	74,400	30.0	10.0	100.0	4.0	1.5	15.0			
Turba	106,000	100,000	108,000	1.0	0.3	3.0	1.5	0.5	5.0			

**ANEXO V. Factor de Emisión de GEI estándar por combustión, por tipo de energético
(Continuación)**

Factor de Emisión Estándar para Combustión de Energéticos (kg de GEI/TJ) con base en Poder Calorífico Neto											
Energético	CO ₂			CH ₄			N ₂ O				
	Factor de Emisión Estándar	Rango Bajo	Rango Alto	Factor de Emisión Estándar	Rango Bajo	Rango Alto	Factor de Emisión Estándar	Rango Bajo	Rango Alto		
Leña	112,000	95,000	132,000	30.0	10.0	100.0	4.0	1.5	15.0		
Black Liquor	95,300	80,700	110,000	3.0	1.0	18.0	2.0	1.0	21.0		
Otras Biomásas primarias sólidas	100,000	84,700	117,000	30.0	10.0	100.0	4.0	1.5	15.0		
Carbón Vegetal	112,000	95,000	132,000	30.0	10.0	100.0	4.0	1.5	15.0		
Biogasolina	70,800	59,800	84,300	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0		
Biodiesel	70,800	59,800	84,300	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0		
Otros Biocombustibles Líquidos	79,600	67,100	93,300	3.0	1.0	10.0	0.6	0.2	2.0		
Gas de Relleno Sanitario	54,600	46,200	66,000	1.0	0.3	3.0	0.1	0.0	0.3		
Biogas	54,600	46,200	66,000	1.0	0.3	3.0	0.1	0.0	0.3		
Deshechos municipales (fracción de biomasa)	100,000	84,700	117,000	30.0	10.0	100.0	4.0	1.5	15.0		

Anexo VI. ECX CER Contratos Futuros.

ECX CER Contratos Futuros: Historial									
2008			2009			2010			
Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Precio (€)
			02/01/2009	10,000	13.32	04/01/2010	492,000	11.44	
			05/01/2009	255,000	13.31	05/01/2010	1,554,000	11.12	
			06/01/2009	2,502,000	13.50	06/01/2010	1,312,000	10.88	
			07/01/2009	2,793,000	13.38	07/01/2010	3,642,000	11.11	
			08/01/2009	2,201,000	12.79	08/01/2010	1,880,000	11.34	
			09/01/2009	1,198,000	12.45	11/01/2010	2,989,000	11.49	
			12/01/2009	2,033,000	12.28	12/01/2010	1,686,000	11.20	
			13/01/2009	3,228,000	12.15	13/01/2010	1,940,000	11.38	
			14/01/2009	1,487,000	11.78	14/01/2010	3,440,000	11.78	
			15/01/2009	1,927,000	11.80	15/01/2010	1,261,000	11.64	
			16/01/2009	2,228,000	11.00	18/01/2010	6,417,000	11.90	
			19/01/2009	1,250,000	10.00	19/01/2010	2,373,000	12.00	
			20/01/2009	3,587,000	9.96	20/01/2010	4,751,000	11.66	
			21/01/2009	2,741,000	10.03	21/01/2010	4,128,000	11.59	
			22/01/2009	2,619,000	10.15	22/01/2010	1,724,000	11.54	
			23/01/2009	1,755,000	10.05	25/01/2010	838,000	11.80	
			26/01/2009	1,385,000	10.49	26/01/2010	3,412,000	11.90	
			27/01/2009	1,714,000	10.32	27/01/2010	2,084,000	11.77	
			28/01/2009	2,861,000	10.23	28/01/2010	2,851,000	11.54	
			29/01/2009	3,529,000	10.35	29/01/2010	1,590,000	11.32	
			30/01/2009	2,705,000	10.45	01/02/2010	2,200,000	11.16	

Anexo VI. ECX CER Contratos Futuros (Continuación)

ECX CER Contratos Futuros: Historial									
2008			2009			2010			
Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Precio (€)
			02/02/2009	555,000	10.06	02/02/2010	2,260,000	11.21	
			03/02/2009	4,000,000	9.71	03/02/2010	1,499,000	11.22	
			04/02/2009	2,191,000	9.56	04/02/2010	1,159,000	11.56	
			05/02/2009	6,033,000	9.45	05/02/2010	5,005,000	11.63	
			06/02/2009	8,444,000	9.26	08/02/2010	1,584,000	12.05	
			09/02/2009	5,013,000	9.20	09/02/2010	3,442,000	11.86	
			10/02/2009	2,643,000	8.57	10/02/2010	1,311,000	11.67	
			11/02/2009	3,188,000	7.66	11/02/2010	3,460,000	11.58	
			12/02/2009	3,403,000	7.39	12/02/2010	2,372,000	11.38	
			13/02/2009	4,010,000	7.89	15/02/2010	996,000	11.52	
			16/02/2009	2,830,000	7.72	16/02/2010	3,087,000	11.74	
			17/02/2009	3,435,000	7.94	17/02/2010	2,490,000	11.39	
			18/02/2009	9,297,000	8.82	18/02/2010	1,065,000	11.45	
			19/02/2009	6,438,000	9.82	19/02/2010	2,904,000	11.05	
			20/02/2009	1,621,000	8.84	22/02/2010	984,000	11.27	
			23/02/2009	3,615,000	8.51	23/02/2010	1,158,000	11.25	
			24/02/2009	3,283,000	8.18	24/02/2010	1,067,000	11.50	
			25/02/2009	1,941,000	8.65	25/02/2010	2,554,000	11.38	
			26/02/2009	2,502,000	9.39	26/02/2010	3,642,000	11.54	
			27/02/2009	5,056,000	8.81	01/03/2010	866,000	11.84	

Anexo VI. ECX CER Contratos Futuros (Continuación)

ECX CER Contratos Futuros: Historial									
2008			2009			2010			
Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Precio (€)
			02/03/2009	3,838,000	9.17	02/03/2010	338,000	11.86	
			03/03/2009	516,000	9.90	03/03/2010	1,859,000	12.14	
			04/03/2009	1,643,000	10.51	04/03/2010	2,458,000	11.75	
			05/03/2009	2,878,000	10.29	05/03/2010	1,243,000	11.91	
			06/03/2009	3,923,000	9.94	08/03/2010	2,408,000	11.72	
			09/03/2009	4,836,000	10.57	09/03/2010	2,076,000	11.73	
			10/03/2009	2,606,000	10.97	10/03/2010	1,530,000	11.78	
			11/03/2009	4,164,000	10.63	11/03/2010	3,486,000	11.53	
			12/03/2009	1,123,000	10.82	12/03/2010	4,606,000	11.30	
			13/03/2009	3,346,000	11.16	15/03/2010	6,251,000	11.44	
14/03/2008	349,000	15.45	16/03/2009	2,454,000	11.42	16/03/2010	2,444,000	11.34	
17/03/2008	214,000	14.90	17/03/2009	773,000	11.72	17/03/2010	3,741,000	11.37	
18/03/2008	1,027,000	15.10	18/03/2009	512,000	11.23	18/03/2010	3,897,000	11.39	
19/03/2008	340,000	15.10	19/03/2009	1,862,000	10.58	19/03/2010	2,343,000	11.50	
20/03/2008	835,000	15.45	20/03/2009	1,960,000	10.20	22/03/2010	1,575,000	11.49	
25/03/2008	696,000	15.75	23/03/2009	1,270,000	10.77	23/03/2010	4,878,000	11.35	
26/03/2008	1,080,000	15.72	24/03/2009	2,772,000	10.11	24/03/2010	3,343,000	11.22	
27/03/2008	2,017,000	15.45	25/03/2009	3,039,000	9.54	25/03/2010	4,538,000	11.15	
28/03/2008	327,000	15.15	26/03/2009	2,020,000	9.75	26/03/2010	5,155,000	11.42	
31/03/2008	1,704,000	15.25	27/03/2009	1,281,000	10.04	29/03/2010	5,215,000	11.39	
01/04/2008	1,213,000	15.28	30/03/2009	1,503,000	10.04	30/03/2010	7,665,000	11.40	
02/04/2008	1,186,000	15.78	31/03/2009	1,996,000	10.43	31/03/2010	5,724,000	11.33	

Anexo VI. ECX CER Contratos Futuros (Continuación)

ECX CER Contratos Futuros: Historial									
2008			2009			2010			
Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Precio (€)
03/04/2008	860,000	15.70	01/04/2009	2,678,000	10.90	01/04/2010	4,144,000	11.52	
04/04/2008	1,403,000	15.75	02/04/2009	2,167,000	10.53	06/04/2010	3,861,000	11.78	
07/04/2008	630,000	15.70	03/04/2009	3,368,000	10.75	07/04/2010	5,408,000	11.84	
08/04/2008	593,000	15.55	06/04/2009	2,689,000	10.63	08/04/2010	3,015,000	11.95	
09/04/2008	545,000	15.55	07/04/2009	2,461,000	10.27	09/04/2010	3,951,000	12.06	
10/04/2008	1,609,000	15.85	08/04/2009	2,010,000	10.45	12/04/2010	4,395,000	12.10	
11/04/2008	157,000	15.91	09/04/2009	4,123,000	10.72	13/04/2010	4,243,000	12.06	
14/04/2008	941,000	16.06	14/04/2009	4,746,000	10.92	14/04/2010	5,731,000	12.46	
15/04/2008	535,000	16.10	15/04/2009	3,647,000	10.92	15/04/2010	3,727,000	12.48	
16/04/2008	605,000	16.00	16/04/2009	6,187,000	10.91	16/04/2010	4,749,000	12.68	
17/04/2008	185,000	15.90	17/04/2009	3,422,000	10.92	19/04/2010	3,639,000	12.86	
18/04/2008	180,000	15.85	20/04/2009	2,657,000	10.75	20/04/2010	3,326,000	13.05	
21/04/2008	485,000	15.95	21/04/2009	2,887,000	10.89	21/04/2010	4,148,000	13.11	
22/04/2008	724,000	15.95	22/04/2009	1,997,000	11.05	22/04/2010	3,342,000	13.10	
23/04/2008	1,342,000	15.83	23/04/2009	1,764,000	11.31	23/04/2010	5,314,000	13.33	
24/04/2008	705,000	15.68	24/04/2009	2,013,000	11.50	26/04/2010	4,733,000	13.87	
25/04/2008	862,000	15.70	27/04/2009	2,307,000	11.50	27/04/2010	3,331,000	13.60	
28/04/2008	1,178,000	15.70	28/04/2009	2,803,000	11.46	28/04/2010	3,666,000	13.37	
29/04/2008	595,000	15.72	29/04/2009	2,532,000	11.57	29/04/2010	3,684,000	13.66	
30/04/2008	1,123,000	15.90	30/04/2009	4,805,000	11.44	30/04/2010	3,559,000	14.15	

Anexo VI. ECX CER Contratos Futuros (Continuación)

ECX CER Contratos Futuros: Historial									
2008			2009			2010			
Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Precio (€)
01/05/2008	595,000	15.63	01/05/2009	1,346,000	11.50	03/05/2010	3,320,000	14.45	
02/05/2008	455,000	16.05	04/05/2009	1,138,000	11.85	04/05/2010	5,372,000	13.87	
06/05/2008	1,197,000	16.50	05/05/2009	3,051,000	11.66	05/05/2010	4,352,000	13.92	
07/05/2008	1,600,000	16.26	06/05/2009	5,169,000	12.01	06/05/2010	6,011,000	14.02	
08/05/2008	1,460,000	16.40	07/05/2009	3,752,000	12.07	07/05/2010	3,097,000	13.44	
09/05/2008	2,518,000	16.70	08/05/2009	3,223,000	12.55	10/05/2010	2,520,000	13.13	
12/05/2008	1,292,000	16.70	11/05/2009	7,841,000	12.94	11/05/2010	3,393,000	13.43	
13/05/2008	2,229,000	16.90	12/05/2009	7,792,000	12.23	12/05/2010	4,756,000	13.51	
14/05/2008	1,446,000	16.50	13/05/2009	2,919,000	12.11	13/05/2010	2,099,000	13.47	
15/05/2008	621,000	16.60	14/05/2009	2,480,000	11.92	14/05/2010	5,783,000	13.23	
16/05/2008	2,382,000	16.65	15/05/2009	1,057,000	11.58	17/05/2010	4,605,000	12.80	
19/05/2008	695,000	16.78	18/05/2009	1,070,000	11.76	18/05/2010	5,788,000	12.82	
20/05/2008	280,000	16.75	19/05/2009	3,951,000	12.02	19/05/2010	3,050,000	12.34	
21/05/2008	1,496,000	17.03	20/05/2009	2,586,000	12.55	20/05/2010	3,985,000	12.15	
22/05/2008	1,008,000	17.05	21/05/2009	1,141,000	12.31	21/05/2010	2,392,000	12.25	
23/05/2008	816,000	17.02	22/05/2009	1,083,000	12.56	24/05/2010	2,145,000	12.67	
26/05/2008	24,000	17.00	26/05/2009	1,943,000	12.54	25/05/2010	3,292,000	12.43	
27/05/2008	527,000	17.25	27/05/2009	769,000	12.74	26/05/2010	7,949,000	12.87	
28/05/2008	1,343,000	17.20	28/05/2009	1,681,000	12.76	27/05/2010	3,605,000	12.68	
29/05/2008	412,000	17.38	29/05/2009	530,000	12.73	28/05/2010	2,860,000	12.42	

Anexo VI. ECX CER Contratos Futuros (Continuación)

ECX CER Contratos Futuros: Historial									
2008			2009			2010			
Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Precio (€)
30/05/2008	746,000	17.45	01/06/2009	233,000	12.78	01/06/2010	3,180,000	12.44	
02/06/2008	1,300,000	17.45	02/06/2009	2,288,000	12.60	02/06/2010	5,609,000	12.54	
03/06/2008	1,060,000	18.55	03/06/2009	1,537,000	12.13	03/06/2010	2,689,000	12.56	
04/06/2008	1,352,000	18.60	04/06/2009	1,317,000	12.26	04/06/2010	2,436,000	12.62	
05/06/2008	2,805,000	18.85	05/06/2009	3,286,000	12.09	07/06/2010	2,920,000	12.58	
06/06/2008	8,645,000	19.57	08/06/2009	1,730,000	11.48	08/06/2010	8,015,000	13.00	
09/06/2008	1,174,000	19.50	09/06/2009	1,272,000	11.40	09/06/2010	4,645,000	13.05	
10/06/2008	1,333,000	19.55	10/06/2009	1,474,000	11.50	10/06/2010	2,229,000	12.80	
11/06/2008	2,895,000	19.69	11/06/2009	1,768,000	11.50	11/06/2010	1,473,000	12.98	
12/06/2008	1,895,000	19.50	12/06/2009	1,811,000	11.16	14/06/2010	3,310,000	13.15	
13/06/2008	2,469,000	19.65	15/06/2009	2,031,000	10.61	15/06/2010	3,420,000	13.09	
16/06/2008	762,000	19.70	16/06/2009	4,930,000	11.06	16/06/2010	4,988,000	12.99	
17/06/2008	996,000	19.84	17/06/2009	885,000	11.11	17/06/2010	10,623,000	13.32	
18/06/2008	2,040,000	20.06	18/06/2009	1,326,000	11.02	18/06/2010	8,574,000	13.29	
19/06/2008	6,452,000	20.19	19/06/2009	1,384,000	11.45	21/06/2010	2,860,000	13.44	
20/06/2008	1,613,000	20.23	22/06/2009	5,269,000	11.16	22/06/2010	3,452,000	13.13	
23/06/2008	2,255,000	20.42	23/06/2009	4,054,000	11.36				
24/06/2008	3,512,000	20.68	24/06/2009	5,208,000	11.63				
25/06/2008	2,195,000	20.40	25/06/2009	3,331,000	11.83				
26/06/2008	1,240,000	20.71	26/06/2009	4,060,000	11.73				
27/06/2008	3,795,000	21.04	29/06/2009	2,334,000	12.00				
30/06/2008	6,809,000	21.47	30/06/2009	4,464,000	11.78				

Anexo VI. ECX CER Contratos Futuros (Continuación)

ECX CER Contratos Futuros: Historial									
2008			2009			2010			
Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Precio (€)
01/07/2008	5,463,000	22.64	01/07/2009	5,780,000	11.93				
02/07/2008	4,120,000	23.37	02/07/2009	4,131,000	11.88				
03/07/2008	4,619,000	22.25	03/07/2009	3,509,000	11.96				
04/07/2008	1,773,000	22.83	06/07/2009	3,341,000	11.98				
07/07/2008	3,348,000	23.88	07/07/2009	2,391,000	12.05				
08/07/2008	3,184,000	22.23	08/07/2009	5,314,000	12.00				
09/07/2008	6,944,000	22.49	09/07/2009	4,555,000	12.07				
10/07/2008	6,691,000	22.65	10/07/2009	7,424,000	12.10				
11/07/2008	4,383,000	23.29	13/07/2009	2,727,000	12.63				
14/07/2008	1,997,000	23.10	14/07/2009	3,849,000	12.33				
15/07/2008	2,126,000	22.64	15/07/2009	5,229,000	12.82				
16/07/2008	3,316,000	21.90	16/07/2009	4,083,000	13.02				
17/07/2008	4,014,000	22.50	17/07/2009	2,870,000	12.81				
18/07/2008	3,113,000	21.76	20/07/2009	1,244,000	12.84				
21/07/2008	1,455,000	21.78	21/07/2009	4,672,000	12.90				
22/07/2008	6,365,000	21.47	22/07/2009	4,017,000	12.82				
23/07/2008	2,625,000	20.67	23/07/2009	3,572,000	12.84				
24/07/2008	3,515,000	20.93	24/07/2009	3,432,000	12.86				
25/07/2008	2,719,000	20.84	27/07/2009	1,697,000	12.83				
28/07/2008	2,504,000	20.24	28/07/2009	4,666,000	12.58				
29/07/2008	4,522,000	19.56	29/07/2009	5,046,000	12.31				
30/07/2008	2,612,000	18.87	30/07/2009	2,809,000	12.34				
31/07/2008	3,100,000	18.31	31/07/2009	2,796,000	12.28				

Anexo VI. ECX CER Contratos Futuros (Continuación)

ECX CER Contratos Futuros: Historial									
2008			2009			2010			
Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Precio (€)
01/08/2008	2,411,000	18.03	03/08/2009	1,782,000	12.68				
04/08/2008	7,049,000	18.64	04/08/2009	2,768,000	12.84				
05/08/2008	8,803,000	19.16	05/08/2009	2,603,000	12.66				
06/08/2008	8,766,000	19.25	06/08/2009	3,982,000	12.68				
07/08/2008	6,625,000	19.94	07/08/2009	1,518,000	12.69				
08/08/2008	2,302,000	20.02	10/08/2009	2,208,000	12.62				
11/08/2008	1,353,000	20.22	11/08/2009	802,000	12.61				
12/08/2008	3,289,000	20.76	12/08/2009	2,421,000	12.66				
13/08/2008	3,847,000	20.68	13/08/2009	1,896,000	12.66				
14/08/2008	1,521,000	20.54	14/08/2009	2,525,000	12.74				
15/08/2008	1,303,000	20.48	17/08/2009	991,000	12.81				
18/08/2008	1,241,000	20.96	18/08/2009	3,686,000	13.04				
19/08/2008	1,243,000	20.91	19/08/2009	1,635,000	13.12				
20/08/2008	2,906,000	21.13	20/08/2009	3,284,000	13.27				
21/08/2008	855,000	21.25	21/08/2009	2,035,000	13.40				
22/08/2008	832,000	21.13	24/08/2009	2,409,000	13.35				
25/08/2008	100,000	21.20	25/08/2009	2,738,000	13.42				
26/08/2008	1,134,000	21.36	26/08/2009	2,411,000	13.46				
27/08/2008	2,507,000	21.60	27/08/2009	2,582,000	13.40				
28/08/2008	542,000	21.70	28/08/2009	1,188,000	13.40				
29/08/2008	908,000	21.90	31/08/2009	564,000	13.32				

Anexo VI. ECX CER Contratos Futuros (Continuación)

ECX CER Contratos Futuros: Historial									
2008			2009			2010			
Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Precio (€)
01/09/2008	666,000	21.70	01/09/2009	1,050,000	13.16				
02/09/2008	477,000	21.21	02/09/2009	3,535,000	13.31				
03/09/2008	890,000	21.16	03/09/2009	4,096,000	13.51				
04/09/2008	1,096,000	21.38	04/09/2009	2,004,000	13.51				
05/09/2008	1,433,000	20.97	07/09/2009	1,031,000	13.52				
08/09/2008	762,000	20.87	08/09/2009	2,600,000	13.58				
09/09/2008	1,068,000	19.89	09/09/2009	3,402,000	13.40				
10/09/2008	2,003,000	19.75	10/09/2009	2,505,000	13.28				
11/09/2008	2,758,000	19.70	11/09/2009	1,757,000	12.90				
12/09/2008	3,341,000	20.39	14/09/2009	4,757,000	12.26				
15/09/2008	2,425,000	19.90	15/09/2009	11,093,000	12.76				
16/09/2008	1,803,000	19.85	16/09/2009	4,717,000	12.69				
17/09/2008	1,923,000	19.94	17/09/2009	4,381,000	12.47				
18/09/2008	3,642,000	20.30	18/09/2009	2,623,000	12.45				
19/09/2008	5,175,000	21.17	21/09/2009	3,027,000	12.72				
22/09/2008	6,333,000	21.08	22/09/2009	4,596,000	12.56				
23/09/2008	2,674,000	20.93	23/09/2009	3,941,000	12.23				
24/09/2008	6,438,000	20.36	24/09/2009	5,503,000	11.85				
25/09/2008	3,232,000	20.13	25/09/2009	2,781,000	12.02				
26/09/2008	4,768,000	19.75	28/09/2009	2,392,000	12.09				
29/09/2008	3,164,000	18.52	29/09/2009	2,413,000	11.79				
30/09/2008	5,653,000	18.63	30/09/2009	2,388,000	11.99				

Anexo VI. ECX CER Contratos Futuros (Continuación)

ECX CER Contratos Futuros: Historial									
2008			2009			2010			
Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Precio (€)
01/10/2008	5,236,000	19.15	01/10/2009	5,889,000	11.82				
02/10/2008	1,905,000	19.45	02/10/2009	572,000	11.75				
03/10/2008	1,386,000	19.14	05/10/2009	2,390,000	11.89				
06/10/2008	1,150,000	18.52	06/10/2009	3,427,000	12.40				
07/10/2008	2,413,000	18.89	07/10/2009	2,577,000	12.34				
08/10/2008	3,422,000	18.84	08/10/2009	4,604,000	12.23				
09/10/2008	5,535,000	19.67	09/10/2009	5,693,000	12.63				
10/10/2008	2,577,000	19.10	12/10/2009	2,873,000	13.09				
13/10/2008	1,420,000	19.60	13/10/2009	5,324,000	13.33				
14/10/2008	1,304,000	20.06	14/10/2009	7,244,000	13.63				
15/10/2008	1,582,000	19.70	15/10/2009	3,958,000	13.39				
16/10/2008	2,774,000	18.93	16/10/2009	4,673,000	13.15				
17/10/2008	1,790,000	18.78	19/10/2009	2,879,000	13.38				
20/10/2008	2,688,000	18.45	20/10/2009	3,596,000	13.43				
21/10/2008	5,717,000	17.75	21/10/2009	5,065,000	13.82				
22/10/2008	3,038,000	16.46	22/10/2009	4,213,000	13.40				
23/10/2008	3,479,000	16.78	23/10/2009	4,461,000	13.35				
24/10/2008	2,748,000	15.83	26/10/2009	2,853,000	13.20				
27/10/2008	3,952,000	14.87	27/10/2009	7,094,000	13.08				
28/10/2008	3,100,000	15.02	28/10/2009	3,206,000	13.14				
29/10/2008	2,192,000	15.54	29/10/2009	2,882,000	13.76				
30/10/2008	3,153,000	15.23	30/10/2009	2,050,000	13.62				
31/10/2008	3,114,000	15.13	02/11/2009	1,335,000	13.60				

Anexo VI. ECX CER Contratos Futuros (Continuación)

ECX CER Contratos Futuros: Historial									
2008			2009			2010			
Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Precio (€)
03/11/2008	3,696,000	15.19	03/11/2009	3,361,000	13.51				
04/11/2008	3,188,000	15.55	04/11/2009	3,214,000	13.43				
05/11/2008	4,688,000	15.17	05/11/2009	2,026,000	13.44				
06/11/2008	3,036,000	15.14	06/11/2009	2,800,000	12.99				
07/11/2008	3,164,000	15.63	09/11/2009	2,058,000	12.94				
10/11/2008	3,188,000	15.70	10/11/2009	2,165,000	12.77				
11/11/2008	2,831,000	15.38	11/11/2009	2,081,000	12.58				
12/11/2008	6,261,000	15.49	12/11/2009	2,226,000	12.31				
13/11/2008	3,397,000	15.60	13/11/2009	6,788,000	12.29				
14/11/2008	2,945,000	15.26	16/11/2009	3,605,000	12.46				
17/11/2008	5,693,000	15.03	17/11/2009	3,189,000	12.24				
18/11/2008	4,753,000	14.71	18/11/2009	3,027,000	12.38				
19/11/2008	8,151,000	14.64	19/11/2009	3,550,000	12.35				
20/11/2008	4,113,000	13.15	20/11/2009	2,600,000	12.21				
21/11/2008	4,404,000	13.72	23/11/2009	2,280,000	12.20				
24/11/2008	6,053,000	14.19	24/11/2009	4,695,000	11.87				
25/11/2008	5,605,000	13.91	25/11/2009	4,953,000	11.98				
26/11/2008	8,064,000	13.83	26/11/2009	3,677,000	12.02				
27/11/2008	6,121,000	14.17	27/11/2009	2,879,000	12.33				
28/11/2008	921,000	13.84	30/11/2009	2,280,000	12.20				

Anexo VI. ECX CER Contratos Futuros (Continuación)

ECX CER Contratos Futuros: Historial									
2008			2009			2010			
Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Fecha	Toneladas CO ₂	Precio (€)	Precio (€)
01/12/2008	1,896,000	14.20	01/12/2009	5,253,000	12.55				
02/12/2008	3,475,000	14.08	02/12/2009	3,843,000	12.62				
03/12/2008	1,598,000	14.00	03/12/2009	3,502,000	12.86				
04/12/2008	3,103,000	13.72	04/12/2009	3,138,000	13.13				
05/12/2008	4,208,000	12.85	07/12/2009	7,022,000	13.70				
08/12/2008	1,752,000	13.24	08/12/2009	2,963,000	13.11				
09/12/2008	2,498,000	13.00	09/12/2009	6,402,000	12.82				
10/12/2008	1,611,000	13.05	10/12/2009	5,091,000	12.75				
11/12/2008	2,333,000	13.27	11/12/2009	2,867,000	13.00				
12/12/2008	3,592,000	13.42	14/12/2009	2,446,000	12.97				
15/12/2008	1,267,000	13.59	15/12/2009	1,455,000					
16/12/2008	8,597,000	13.64	16/12/2009	1,598,000					
17/12/2008	1,057,000	13.75	17/12/2009	2,142,000					
18/12/2008	1,132,000	13.41	18/12/2009	2,784,000					
19/12/2008	335,000	13.33	21/12/2009	3,655,000					
22/12/2008	460,000	13.35	22/12/2009	1,674,000					
23/12/2008	286,000	13.27	23/12/2009	3,092,000					
24/12/2008	0	13.17	24/12/2009	447,000					
29/12/2008	587,000	13.24	29/12/2009	1,715,000					
30/12/2008	244,000	13.49	30/12/2009	1,139,000					
31/12/2008	48,000	13.69	31/12/2009	25,000					

Anexo VII. Tipo de Cambio de divisas de acuerdo al Banco de México

Tipos de Cambio para Revalorización de Balance del Banco de México, EUR U.Mon.Europea (Euro), Dólares	
Período disponible	Marzo 2008 - Marzo 2010
Mar 2008	1.5800
Abr 2008	1.5568
May 2008	1.5537
Jun 2008	1.5762
Jul 2008	1.5598
Ago 2008	1.4706
Sep 2008	1.4048
Oct 2008	1.2714
Nov 2008	1.2682
Dic 2008	1.4140
Ene 2009	1.2815
Feb 2009	1.2704
Mar 2009	1.3261
Abr 2009	1.3260
May 2009	1.4131
Jun 2009	1.4028
Jul 2009	1.4175
Ago 2009	1.4349
Sep 2009	1.4619
Oct 2009	1.4751
Nov 2009	1.4993
Dic 2009	1.4347
Ene 2010	1.3900
Feb 2010	1.3646
Mar 2010	1.3524
Promedio	1.4202

Anexo VIII. Hoja de datos del Condensador de Naftas (CH-101)

		Intercambiador de Calor Tipo Tubos y Coraza Hoja de Datos			REV. NO. 0	
		"Recuperación de Gases de Desecho, del Sector de Hidrodesulfuración"			FECHA	Agosto 2010
					PROYECTO:	Tesis
					HOJA	1 DE 1
Cliente	Localización	Hoja	1	De	1	
Unidad de Proceso	CONDENSADOR DE NAFTAS	Identificación	CH-101	No. de documento		
No. de tarea		Fabricante				
Servicio de la unidad	CONDENSADOR PARCIAL MEZCLA VAPOR-GAS DE NAFTAS PROVENIENTES DE TANQUE FA-407	No. de unidades	1			
Tamaño	Tipo TEMA	R	Conectado en:	Paralelo		Serie
Área efectiva por unidad	1.9	m ²	Envolvente / unidad	Área efectiva por envolvente		m ²
DESEMPEÑO POR UNIDAD						
		Entrada	Lado Coraza*	Salida	Entrada	Lado tubos* Salida
Nombre del fluido		VAPOR DE NAFTAS			AGUA DE ENFRIAMIENTO	
Cantidad total de flujo de fluido	kg / hr	413			1457	
Vapor (masa molecular relativa)	kg / hr					
Líquido	kg / hr					
Vapor de agua	kg / hr					
Agua	kg / hr				1457	1457
No-condensables / masa molecular relativa	kg / hr					
Temperatura	°C	80		47	32	46
Densidad (Vapor / líquido)	Kg / m ³	6.63	N.A.	7.23	632	N.A. 1000
Viscosidad (Vapor / líquido)	mPa*s.	0.0072	N.A.	0.0065	0.19	N.A. 0.8
Calor específico (vapor / líquido)	KJ/(Kg*K)	0.27	N.A.	0.27	2.38	N.A. 4.183
Conductividad térmica (vapor / líquido)	W / (m*K)	0.017	N.A.	0.016	0.132	N.A. 0.618
Calor latente específico	kJ / Kg	@			@	
Presión de entrada	kPa (ga)	176.5			519.75 (Nota 4)	
Velocidad	m / s	3.79			0.79	
Caída de presión (permisible / calculada)	kPa				2.8	
Resistencia de incrustación	m ² *KW	0.0012				
Coefficiente promedio de película	W / (m ² *K)	1492.1 (Condensado)				
Calor intercambiado	kW	23.7				19.4
Rel. De transferencia de calor (requerido / incr. / limpio)	W / (m ² *K)	/			/	
pV ³ (Kg / m ³ *s ²): Boquilla entrada	Entrada al haz				Salida del haz	
CONSTRUCCIÓN POR ENVOLVENTE						
No. de tubos	26	D.E.	19.05	mm	BOQUILLAS No. Tamaño y clasificación	
Espesor	mm (min / promedio)				LADO ENVOLVENTE	LADO TUBOS
Paso	25.4	mm	Arreglo tubos	Cuadrado	Entrada	76.2 mm (3 in) 25.4 mm (1 in) *
Longitud	1.22	m	Tipo		Salida	76.2 mm (3 in) 25.4 mm (1 in) *
Unión-tubo-espejo					Intermedio	
Diámetro envolvente (DI / DE)	203.2	/	mm		Ventoe	*
Tipo de deflector transversal					Dren	*
Separación: c / c	mm	No. De pasos cruzados			Presión de alivio	
% corte		Presión de diseño	KPa (ga)		571.72	
Tipo soporte de tubo		Vacio	KPa (abs)			
Tipo sello deflector long		Temp. Diseño (Max / M D M T)	°C		108	
Tipo sello de desvío		No. pasos envolvente			1	2
Protección al impacto (Si / No)		Corrosión permisible	mm			
MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN						
Envolvente	ASTM-A-633	Tubos	POR PORVEEDOR		Empaques:	
Cubierta envolvente	*				Lado envolvente	
Canal ó bonete	*				Lado tubos	
Cubierta canal	*				Cabezal flotante	
Cubierta cabezal flotante					Juegos de repuesto requeridos	
Espejo	Estático	Flotante			Anillo de prueba requerido (Si / No)	
Deflectores:	Transversales	Long.			Aislamiento: Envolvente	
Material soporte tubería	Radiogr.: Coraza/Tubos	Total/Total			Canal Entrada / Salida	
Tipo junta expansión		Material junta de expansión				
Código diseño a presión	ASME SEC VIII DIV. 1	Estampado	REQUERIDO	Calc. M A W P (Si / No)	Clase TEMA	R
OBSERVACIONES						
1. EL PROVEEDOR DEBERA GARANTIZAR EL DISEÑO DEL EQUIPO CONFORME A NORMA NRF-090-PEMEX ÚLTIMA REVISIÓN "CAMBIADORES DE CALOR ENVOLVENTE - HAZ DE TUBOS 2.- N.A. = NO APLI CA 3.- EL DISEÑO DEL CONDENSADOR ES PRELIMINAR, EL CUAL SE AJUSTARA EN INGENIERIA INGENIERIA DE DETALLE 4.- PRESIÓN DE ENTREGA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO A L.B.						
Opcional donde se requiere mantener dimensiones (equipos existentes)						
* INFORMACIÓN QUE EL VENDEDOR DEBE INCLUIR O CONFIRMAR						
Elabora / Revisa	Aprobó	Fecha emisión:		No. Emisión		

Anexo IX. Hoja de datos del Tanque de Balance (TV-101)

 Tanque de Balance de Naftas Hoja de Datos		REV. NO.	0
"Recuperación de Gases de Desecho, del Sector de Hidrodesulfuración"		FECHA:	AGOSTO 2010
		PROYECTO: TESIS	
		HOJA	1 DE 1
EDITADA PARA: <input checked="" type="checkbox"/> COTIZACIÓN <input type="checkbox"/> COMPRA <input type="checkbox"/> AS BUILT			
CLIENTE: _____ LUGAR: _____ SERVICIO: BALANCE DE NAFTA	CLAVE: TV-101 CANTIDAD: 1 CÓDIGO DISEÑO: ASME SECCIÓN VIII-1-AÑO	MARCA: _____ MODELO: _____	* *
CONDICIONES DE OPERACIÓN		DATOS DE DISEÑO MECANICO	
PRODUCTO: GAS Y CONDENSADOS NAFTA FLUJO LÍQUIDO ENT. INTERMITENTE: 398.5 kg/h FLUJO GAS ENT. INTERMITENTE: 7.52 m ³ /h DRENADO: - VOLUMEN LÍQUIDO NORMAL DE OPERACIÓN: 2.047 m ³ PRESIÓN DE OPERACIÓN: 1.45 Kg/cm ² man TEMPERATURA DE OPERACIÓN: 47.28 °C DENSIDAD DEL FLUIDO (GAS): 4.18 Kg/m ³ DENSIDAD DEL FLUIDO (LÍQUIDO): 655.15 Kg/m ³ VISCOSIDAD DEL FLUIDO (GAS): 0.0073 cp VISCOSIDAD DEL FLUIDO (LÍQUIDO): 0.21 cp ALTURA DE LÍQUIDO: 1.18 m	CUERPO: CILÍNDRICO VERTICAL TIPO TAPAS: TORIESFÉRICAS CAP. NOMINAL: 4.70 m ³ FABRICANTE: * ESP. PARED CUERPO / TAPAS: (NOTA 5) 6.350 / 6.350 mm CORROSIÓN PERMISIBLE: * m ESFUERZO PERMISIBLE A LA TENSIÓN: 450.00 MPa EFICIENCIA DE JUNTAS: (NOTA 5) 0.85 TIPO DE RADIOGRAFIADO: POR ZONAS SOPORTES: * ALTURA DE LAS TAPAS: * m RADIO DE NUDILLOS TAPAS: 1.390 m		
CONSTRUCCIÓN		MATERIALES	
PRESIÓN DE DISEÑO: 3.52 Kg/cm ² abs TEMPERATURA DE DISEÑO: 75.28 °C DIÁMETRO: (NOTA 2) 1.40 m ALTURA T-T: (NOTA 2) 3.03 m VELOCIDAD DE VIENTOS: 13.8/185 km/h ZONA SÍSMICA: "B"	CUERPO (NOTA 4): ASTM A-617-CC-65 TAPAS (NOTA 4): ASTM A-617-CC-65 EMPAQUES: * BOQUILLAS: * BRIDAS: * TUERCAS: * ROLDANAS: * SOPORTES: * ESCALERAS: * ESPÁRRAGOS: * ANCLAS: * TUBO INTERIOR: * SOLDADURA: *		
PINTURA		RECURRIMIENTO	
ÚNICAMENTE EXTERNA * EXTERNO: * INTERNO: *			
PRUEBAS		PESOS	
HIDROSTÁTICA: SÍ PRESIÓN - Kg/cm ² RADIOGRAFIADO: SÍ TEMP. - °C	VACÍO: * kg OPERACIÓN: * kg		
NOTAS GENERALES			
(1) EL ASTERISCO (*) INDICA INFORMACIÓN QUE DEBE SUMINISTRAR EL FABRICANTE Y/O PROVEEDOR DEL EQUIPO. (2) EL PROVEEDOR Y/O FABRICANTE DEBE VERIFICAR LAS DIMENSIONES DEL TANQUE; PARA GARANTIZAR LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN ESPECIFICADAS. (3) EN EL DISEÑO DEL TANQUE, EL RANGO DE OPERACIÓN DEBE CUMPLIR CON LOS CRITERIOS ESTABLECIDOS POR API 521 ÚLTIMA EDICIÓN Y/O NRF-031-PEMEX-2007. EN CASO DE CONFLICTO, EL FABRICANTE Y/O PROVEEDOR DEBE APLICAR LA MÁS RIGUROSA, PREVIA ACLARACIÓN Y ACEPTACIÓN ESCRITA POR PEMEX Y/O SU REPRESENTANTE. (4) EL PROVEEDOR Y/O FABRICANTE DEBE CONFIRMAR LA EFICIENCIA DE SOLDADURAS, MATERIALES PROPUESTOS Y LA ESPECIFICACIÓN DE FABRICACIÓN, EL ESPESOR DEL CUERPO Y TAPAS, GARANTIZÁNDOLOS PARA EL SERVICIO REQUERIDO. (5) EN SU COTIZACIÓN EL FABRICANTE Y/O PROVEEDOR DEBE: A) DEVOLVER LA HOJA DE DATOS DEBIDAMENTE COMPLEMENTADA. B) SUMINISTRAR LA LISTA DE REFACCIONES PARA UN AÑO, EN CASO DE SER NECESARIO. C) CONSIDERAR UN PERÍODO DE GARANTÍA DE 12 A 18 MESES. D) CONSIDERAR EL SUMINISTRO DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO. E) CONSIDERAR EL USO DE UN DIAGRAMA DE INTERCONEXIONES DE LOS INSTRUMENTOS CON EL TABLERO DE CONTROL. F) CONSIDERAR REPORTE DE PRUEBAS DE ACEPTACIÓN DE FABRICA (FAT), ANTES DE EMBARCAR EL EQUIPO PAQUETE. G) CONSIDERAR REPORTE DE PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN SITIO (ASAT). H) CONSIDERAR SUMINISTRO DE PLANOS DIMENSIONALES Y DE ANCLAJE, CERTIFICADOS. (6) EL TANQUE DEBE CONTAR CON UNA PLACA DE IDENTIFICACIÓN DE ACERO INOXIDABLE FIJA SIN ADHESIVOS, CON LA SIGUIENTE INFORMACIÓN MÍNIMA: A) NÚMERO DE TAG DEL TANQUE: B) AÑO DE FABRICACIÓN: C) CAPACIDAD (m ³): D) DIÁMETRO (m): E) ALTURA TANGENTE-TANGENTE (m): F) ESPESOR DE PARED (mm): G) PRESIÓN DE TRABAJO (Kg/cm ² , man): H) TEMP. OPERACIÓN (°C): I) TIPO DE CABEZAS: (7) UNA VEZ REALIZADO EL PEDIDO, EL PROVEEDOR DEBE SUMINISTRAR JUNTO CON EL EQUIPO PAQUETE (TANQUE Y REFACCIONES), LA SIGUIENTE DOCUMENTACIÓN: A) HOJAS DE DATOS DEL TANQUE. B) PLANOS CERTIFICADOS DEL EQUIPO INTEGRADO, INCLUYENDO LOCALIZACIÓN DE ANCLAS. C) GARANTÍA POR ESCRITO PARA UN PERÍODO DE 12 A 18 MESES. D) REPORTE DE PRUEBAS SOLICITADAS. E) PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO. (8) EL FABRICANTE DEBE SUMINISTRAR LA INFORMACIÓN NECESARIA PARA REALIZAR LOS TRÁMITES ANTE LA STPS.			

Anexo X. Hoja de datos de la Bomba de Naftas (GA-102A/B)

 Bomba de Naftas Hoja de Datos		REV. NO. 0	
		FECHA:	AGOSTO 2010
"Recuperación de Gases de Desecho, del Sector de Hidrodesulfuración"		PROYECTO: TESIS	
UNAM	BOMBA CENTRIFUGA GA-102 A/B ACCIONADA CON MOTOR ELÉCTRICO BAME-101 A/B	HOJA	1 DE 2
EDITADA PARA:	<input checked="" type="checkbox"/> COTIZACIÓN	COMPRA:	AS BUILT.
CLIENTE:	CLAVE: GA-102A/B	MARCA:	*
LUGAR:	No. REQ: DOS (2)	MODELO:	*
SERVICIO: BOMBEO TRANSFERENCIA DE LÍQUIDOS		TAMAÑO:	*
CÓDIGO DISEÑO: API 610, NRF-050-PEMEX-2007			
CONDICIONES DE OPERACIÓN		FUNCIONAMIENTO	
LÍQUIDO NAFTAS CONDENSADAS (NOTA 2, 3)	FLUJO NORMAL gpm (lps): 25 1.58	CURVA PROPUESTA No.	*
TIPO DE OPERACIÓN: INT. <input checked="" type="checkbox"/> CONT. <input type="checkbox"/>	FLUJO DISEÑO gpm (lps): 25 1.58	NPSH REQ. Ft (m LÍq)	* VEL. (rpm) *
TEMP. BOMB. °F (°C): 32 a 117 0 a 41.22	PRESIÓN: psig (Kg/cm ² man)	EFICIENCIA (%): NORMAL/DISEÑO	*/*
DENSIDAD @ T.B. lb/ft ³ 40.900	DESC. NORM: 68.08 4.79	BHP DISEÑO	*
PRES. VAPOR @ T.B. psia 32.82	SUCC. NORM: 16.38 1.15	BHP MAX. @ IMPULSOR DE DISEÑO	*
VISCOSIDAD @ T.B. cp 0.21	PRES. DIF. psi (Kg/cm ²) 51.70 3.63	COLUMNA DIF. DISEÑO ft (m)	*
CORR./EROS. CAUSADA POR: Líquido Bombeado	COLUMNA DIF. ft (m) 185.50 56.54	PRES. DESC. MAX. psig (kg/cm ² man)	*
pH (NOTA 2) N/D	NPSH DISP. ft (m) -17.77 -5.42	FLUJO MIN. CONTINUO gpm (lps)	*
	POT. HIDR. HP (kW) 0.75 0.56	ROTACIÓN VISTA DESDE COUPLE:	*
		VEL. ESPECÍFICA DE SUCCIÓN:	*
CONSTRUCCIÓN		ACCIONADOR (NOTA 5)	
TIPO DE BOMBA: <input checked="" type="checkbox"/> HORIZONTAL <input checked="" type="checkbox"/> ACOPADA A FLECHA DEL MOTOR	VER NOTA 17	TIPO DE ACCIONADOR:	MOTOR ELÉCTRICO (NOTA 6)
<input type="checkbox"/> VERTICAL EN LÍNEA <input type="checkbox"/> OTRO		MOTOR SUMINISTRADO POR:	PROVEEDOR BOMBA
CÁRCASA: MONTAJE HORIZONTAL <input checked="" type="checkbox"/> PIE <input type="checkbox"/> LÍNEA DE CENTROS		MONTADO POR:	PROVEEDOR BOMBA
MONTAJE VERT.: <input type="checkbox"/> FLECHA DE MOTOR <input type="checkbox"/> COUPLE RÍGIDO <input type="checkbox"/> OTRO		CANTIDAD:	DOS (2)
PARTICIÓN: <input type="checkbox"/> RADIAL <input checked="" type="checkbox"/> AXIAL <input type="checkbox"/> TIPO DE VOLUTA: <input type="checkbox"/> SENCILLA <input type="checkbox"/> DOBLE		No. DE TAG:	BAME-101 A/B
PRES. MAX. PERM. TRAB. Psig (kg/cm ² m) @ °F (°C)		POTENCIA HP (KW):	*
		VEL. (rpm):	*
CONEXIONES	DIÁMETRO	CLASIF. ANSI	CARA
SUCCIÓN	*	*	*
DESCARGA	*	*	*
MANÓMETRO	----	----	----
DREN/VENTEO	*	*	*
IMPULSOR: DIAM. in (mm) DISEÑO MÁX. * TIPO *		ISLAMIENTO:	*F*
RODAMIENTOS: TIPO RADIAL * AXIAL		ENCAPSULADO:	* (NOTA 4)
LUBRICACIÓN: <input type="checkbox"/> ACEITE <input type="checkbox"/> NIEBLA <input type="checkbox"/> GRASA <input checked="" type="checkbox"/> ENGRASADO PERM.		ARMAZÓN:	*
COUPLE: FABR./MODELO: * TIPO: *		VOLTS/FASES/CICLOS:	480 / 3 / 60
GUARDA LÁMINA ACERO DESMONTABLE ESTANDAR ACEITERA		AMPERES A PLENA CARGA:	*
		FACT. SERV.:	1.15
		AUMENTO DE TEMPERATURA °F (°C):	*
		CANTIDAD DE RODAMIENTOS:	*
		TIPO:	*
		LUBRICACIÓN:	*
		BOMBA Y MOTOR EN MISMA BASE:	SI: <input checked="" type="checkbox"/> NO: <input type="checkbox"/>
		TIPO DE ARRANCADOR:	*
		NEMA: * CLASE: 1 DIV: 2	
		REFACCIONES PARA EL ARRANQUE DE PRUEBAS DEL MOTOR:	
		POR PROVEEDOR	
		REFACCIONES PARA EL ARRANQUE DE PRUEBAS DE LA BOMBA:	
		POR PROVEEDOR	
TUBERÍA AUXILIAR (*)		PRUEBAS EN TALLER	
<input type="checkbox"/> PLAN DE LIMPIEZA *		PRUEBA REQUERIDA ATESTIGUADA	
<input type="checkbox"/> PLAN AGUA DE ENFRIAMIENTO NOTA 11 FLUJO GPM (LPS) _____		FUNCIONAMIENTO	<input checked="" type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/> MIRILLA DE FLUJO		HIDROSTÁTICA	<input checked="" type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/> ENFRIAMIENTO DEL EMPAQUE REQUERIDO		NPSH	<input checked="" type="checkbox"/>
FLUJO GPM(LPS) _____ PRESIÓN psig (kg/cm ² man) _____		VIBRACIÓN	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/> FLUIDO DE LIMPIEZA SELLO EXTERNO		DES-MONTAJE E INSPECCIÓN DESPUÉS DE LA PRUEBA:	
FLUJO GPM (LPS) _____ PRESIÓN psig (kg/cm ² man) _____		<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	
<input type="checkbox"/> PLAN DE ENFR. DE SELLO * FLUIDO ENFR. DE SELLO *		OTRA	*
		PRUEBA HIDROSTÁTICA * psig (kg/cm ² m) @ * °F(°C)	
MATERIALES DE LA BOMBA NOTA 6		INSPECCIÓN	
CÁRCASA: *	DIÁM. ACTUAL IMPULSOR: *	<input type="checkbox"/> NO REQ. <input type="checkbox"/> DURANTE FABR. <input checked="" type="checkbox"/> FINAL	
IMPULSOR: *	CURVA DE PRUEBA No: *	DÍAS REQ. PARA NOTIFICACIÓN	10 DIAS
ANILLOS DE DESGASTE: *	DIB. DIMENSIONAL No: *	PESOS (kg)	
FLECHA: *	DIB. SECC. BOMBA No: *	BOMBA	*
MANGA DE FLECHA: *	DIB. SECC. SELLO No: *	BASE	*
PRENSA ESTOPA: *	No. DE SERIE DE BOMBA: *	MOTOR	*
EMPAQUES: *	CLARO ENTRE ANILLOS: *		
SELLOS	EMBARCAR: *		
BASE: *	* SELLOS MECÁNICOS <input type="checkbox"/> EMPAQUE <input type="checkbox"/>		
GUARDACOPLE: *	* INSTALADOS <input type="checkbox"/> SEPARADOS <input type="checkbox"/>		

Anexo X. Hoja de datos de la Bomba de Naftas (Continuación)

NOTAS GENERALES
1.- EL ASTERISCO (*) INDICA INFORMACIÓN QUE DEBE SER SUMINISTRADA POR EL FABRICANTE Y/O PROVEEDOR DEL EQUIPO.
2.- LOS LÍQUIDOS RECUPERADOS SON BÁSICAMENTE NAFTA CONDENSADA, PROVENIENTES DEL TANQUE DE BALANCE DE NAFTA TV-101 DE LA RECUPERACIÓN DE GAS
3.- LA GRAVEDAD ESPECÍFICA, PRESIÓN DE VAPOR Y VISCOSIDAD, FUERON TOMADAS DE LA REFERENCIA 16.
4.- LA BOMBA SE LOCALIZARÁ EN EL ÁREA DE LA UNIDAD HIDRODESULFURADORA DE NAFTA, POR LO QUE EL ENCAPSULADO DEL MOTOR DEBE SER EL ADECUADO.
5.- EL FABRICANTE Y/O PROVEEDOR DEBE SUMINISTRAR EL CONJUNTO BOMBA-COPLE/GUARDACOPLE-MOTOR, EN UNA BASE COMÚN.
6.- EL MOTOR DEBE INCLUIR CAJA DE CONEXIONES CON 4 HILOS, UNO PARA TERMINAL A TIERRA.
7.- EL FABRICANTE Y/O PROVEEDOR DEBE VERIFICAR LA SELECCIÓN DE LA BOMBA EN FUNCIÓN DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN ESPECIFICADAS.
8.- EN EL DISEÑO Y/O SELECCIÓN DE LA BOMBA, EL RANGO DE OPERACIÓN DEBE CUMPLIR CON LOS CRITERIOS ESTABLECIDOS POR API 610 ÚLTIMA EDICIÓN Y/O POR NRF-050-PEMEX-2007; EL QUE RESULTE MAS RIGUROSO.
9.- EL EQUIPO DEBE CUMPLIR CON LAS NORMAS DE DISEÑO INDICADAS. EN CASO DE CONFLICTO, EL FABRICANTE Y/O PROVEEDOR DEBE APLICAR LA MÁS RIGUROSA, PREVIA ACLARACIÓN Y ACEPTACIÓN ESCRITA POR PEMEX Y/O SU REPRESENTANTE.
10.- EL FABRICANTE Y/O PROVEEDOR DEBE CONFIRMAR LOS MATERIALES Y GARANTIZARLOS PARA EL SERVICIO REQUERIDO.
11.- PARA LA SELECCIÓN DE LA BOMBA, EL FABRICANTE Y/O PROVEEDOR DEBE CONSIDERAR LA DISPONIBILIDAD DE LOS SERVICIOS AUXILIARES EN EL SITIO.
12.- EN SU COTIZACIÓN EL PROVEEDOR DEBE:
A) DEVOLVER LA HOJA DE DATOS, DEBIDAMENTE COMPLEMENTADA.
B) SUMINISTRAR LA HOJA TÉCNICA DEL EQUIPO.
C) SUMINISTRAR LA CURVA DE OPERACIÓN DE LA BOMBA, INDICANDO LOS PUNTOS DE OPERACIÓN.
D) INCLUIR LA LISTA DE PARTES DE REPUESTO DEL EQUIPO.
E) CONSIDERAR REFACCIONES PARA 1 AÑO.
F) INCLUIR PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.
G) CONSIDERAR GARANTÍA DE 12 A 18 MESES.
H) CONSIDERAR UN JUEGO DE PARTES DE REPUESTO EXCLUSIVOS PARA ARRANQUE Y/O PARA PRUEBAS.
I) CONSIDERAR EL SUMINISTRO DEL MANUAL DE INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO; EN ESPAÑOL.
J) CONSIDERAR DIAGRAMA DE INTERCONEXIONES.
K) CONSIDERAR REPORTE DE PRUEBAS DE ACEPTACIÓN DE FABRICA (FAT) ANTES DE EMBARCAR EL EQUIPO PAQUETE.
L) CONSIDERAR REPORTE DE PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN SITIO (ASAT).
M) CONSIDERAR NIVEL DE RUIDO DEL EQUIPO DE BOMBEO DE 85 dB A 1.5 METROS DE DISTANCIA DEL EQUIPO.
N) CONSIDERAR SUMINISTRO DE HERRAMIENTAS ESPECIALES, EN CASO DE SER REQUERIDO.
O) CONSIDERAR SUMINISTRO DE PLANOS DIMENSIONALES CERTIFICADOS.
13.- EL PROVEEDOR DEBE CONSIDERAR EL SUMINISTRO DE LA PLACA DE DATOS DE LOS EQUIPOS, EN ACERO INOXIDABLE.
A) LA INFORMACIÓN MÍNIMA QUE DEBE CONTENER LA PLACA PARA LAS BOMBAS ES: TAG, MARCA, MODELO, TAMAÑO, CAPACIDAD (GPM / m ³ /h), CABEZA TOTAL (ft / m), VELOCIDAD (RPM), DIÁMETRO DEL IMPULSOR (mm / in).
B) LA INFORMACIÓN MÍNIMA QUE DEBE CONTENER LA PLACA PARA EL MOTOR ES: TAG, MARCA, MODELO Y TIPO, POTENCIA NOMINAL (HP), TENSIÓN NOMINAL (VOLTS), CORRIENTE NOMINAL A PLENA CARGA (AMPERES), FRECUENCIA (HERTZ), NÚMERO DE FASES, VELOCIDAD A PLENA CARGA (RPM), DIAGRAMA DE CONEXIONES, DESIGNACIÓN DE ARMAZÓN, CARCAZA, FACTOR DE SERVICIO, SERVICIO INTERMITENTE, CLASE DE AISLAMIENTO, TEMPERATURA MÁXIMA AMBIENTE (°C), ELEVACIÓN DE TEMPERATURA (°C), LETRA DE DISEÑO, DESIGNACIÓN DE COJINETES, CARACTERÍSTICAS DE LUBRICACIÓN.
14.- EL FABRICANTE Y/O PROVEEDOR DEBE SUMINISTRAR EL EQUIPO (BOMBA, COPLE, GUARDACOPLE, MOTOR, PATIN) CON EL ACABADO ESTABLECIDO POR NORMATIVIDAD DE PEMEX.
15.- EL FABRICANTE Y/O PROVEEDOR DEBE SUMINISTRAR EL SISTEMA DE SELLO LÍQUIDO, EN CASO DE REQUERIRSE, TOMANDO EN CUENTA QUE SON HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.
16.- UNA VEZ REALIZADO EL PEDIDO, EL PROVEEDOR DEBE SUMINISTRAR, JUNTO CON LOS EQUIPOS Y REFACCIONES, LA SIGUIENTE DOCUMENTACIÓN:
A) HOJA TÉCNICA DEL EQUIPO.
B) CURVA DE OPERACIÓN DE LA BOMBA, INDICANDO LOS PUNTOS DE OPERACIÓN.
C) PLANOS CERTIFICADOS DEL EQUIPO INTEGRADO (BOMBA-MOTOR-BASE), INCLUYENDO LOCALIZACIÓN DE ANCLAS.
D) GARANTÍA DE 12 A 18 MESES.
E) REPORTES DE LAS PRUEBAS SOLICITADAS.
F) DIAGRAMA DE INTERCONEXIONES.
G) MANUAL DE INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN ESPAÑOL.
H) PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.
17.- EL PROVEEDOR Y/O FABRICANTE DEBE ANALIZAR LA POSIBILIDAD DE UTILIZAR BOMBAS VERTICALES TIPO ENLATADAS PARA ABATIR EL NPSH DISPONIBLE.

