

12



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES  
CUAUTITLAN**

**"INVENTARIO DE EMISIONES ATMOSFERICAS DE LAS ACTIVIDADES  
PETROLERAS EN LA SONDA DE CAMPECHE  
(ESTUDIO DE CASO: PLATAFORMAS DE COMPRESION)"**

2001

**T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERA QUIMICA  
P R E S E N T A:  
LILIANA LEON GONZALEZ**

**ASESORES: ING. ARIEL BAUTISTA SALGADO  
ING. MOISES MAGDALENO MOLINA**

**CUAUTITLAN IZCALLI, EDO. DE MEX.**

**2001**



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.



FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN  
 UNIDAD DE LA ADMINISTRACION ESCOLAR  
 DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES

UNIVERSIDAD NACIONAL  
 AUTÓNOMA DE  
 MEXICO

ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS

DR. JUAN ANTONIO MONTARAZ CRESPO  
 DIRECTOR DE LA FES-CUAUTITLAN  
 P R E S E N T E .

AT'N: Q. MA. DEL CARMEN GARCIA MIJARES  
 Jefe del Departamento de Exámenes  
 Profesionales de la F.E.S. - C.

Con base en el art. 26 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la TESIS:

"Inventario de Emisiones Atmosféricas de las Actividades  
 Petroleras en la Sonda de Campeche (Estudio de Caso:  
 Plataformas de Compresión)".

que presenta la pasante: Liliana León González  
 con número de cuenta: 9206593-0 para obtener el TITULO de:  
Ingeniera Química

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO.

A T E N T A M E N T E .

"POR MI FAZA HARLAÑA EL ESPIRITU"

Cuatitlan Izcalli, Edo. de Méx., a 8 de Marzo de 2001

PRESIDENTE	Dr. <u>Juan Manuel Aceves Hernández</u>	
VOCAL	Q. <u>Ariel Bautista Salgado</u>	
SECRETARIO	Q.M. <u>Rafael Sampere Morales</u>	
PRIMER SUPLENTE	Q. <u>Graciela Delgadillo García</u>	
SEGUNDO SUPLENTE	Q. <u>Margarita Alonso Espinosa</u>	

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios*

*Por la vida, el amor, la salud... por permitirme llegar hasta aquí.*

*A mi Padre: Raúl León Arango*

*Por el tiempo que ha dedicado a escucharme...*

*Por ganarse mi respeto antes de imponerlo...*

*Por su paciencia...*

*Por ayudarme a entender la vida...*

*A mi Madre: Doralina González Santoyo*

*Por los cuidados y desvelos...*

*Por confiar en mí...*

*Por sus consejos...*

*Por todo lo que me ha dado sin recibir nada a cambio...*

*Les debo todo lo que soy, gracias por apoyarme siempre.*

*A mi Hermano Raúl y a su esposa Liliana por los momentos que hemos compartido, por las veces que me han ayudado. A mis sobrinos José María y Ricardo por su espontaneidad e inocencia... a Teresa por acercarme a Dios.*

*A mis abuelos Jesús y Oralia por todos los sacrificios que han hecho, por seguir apoyando a la familia, por ganarse todo mi respeto.*

*A la familia González Santoyo por la confianza y cariño que siento por cada uno de los que forman parte de ella... Les agradezco su apoyo.*

*A Miguel Ramírez Álvarez por su paciencia y apoyo, por el tiempo que le he robado, por hacerme feliz, por creer en mí.*

*A la UNAM y a todos los mexicanos a quienes debo la oportunidad de realizar mis estudios.*

*A la FES-Cuautitlán y a los profesores a cargo de la carrera de Ingeniería Química por mi formación profesional.*

*A la generación 22 de Ingeniería Química, a los amigos de siempre... por ser como son.*

*Al Instituto Mexicano del Petróleo por su programa de becas y por las facilidades otorgadas en la realización de esta tesis.*

*Al Ing. Moisés Magdaleno Molina por poner a disposición sus conocimientos y experiencia, por enriquecer este trabajo y mi percepción como profesionista.*

*Al Ing. Ariel Bautista Salgado, por la orientación recibida, por su vocación como profesor.*

*A todos los sinodales por los comentarios y correcciones pertinentes.*

*A los Ingenieros Esther Palmerín y Alberto Melgarejo, y al M.C. Maurilio Aguilar, por su sencillez y amabilidad.*

*Al M. Alfonso Espitia Cabrera y a su equipo de colaboradores por todas las atenciones prestadas.*

## INDICE

<b>Contenido</b>	<b>Pag.</b>
<b>INTRODUCCION</b>	<b>1</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>3</b>
<b>Capitulo I GENERALIDADES</b>	<b>4</b>
<b>1.1 Contaminación del aire</b>	<b>4</b>
1.1.1 El aire y sus contaminantes	5
1.1.2 Fuentes de contaminación	7
1.1.3 Efectos de los contaminantes del aire	9
<b>1.2 Estimación de las emisiones atmosféricas</b>	<b>14</b>
1.2.1 Inventarios de emisiones	14
1.2.2 Nivel de detalle	15
1.2.3 Técnicas básicas de estimación de emisiones	17
<b>Capitulo II MARCO TEORICO</b>	<b>19</b>
<b>2.1 El Petróleo</b>	<b>19</b>
2.1.1 Origen	19
2.1.2 Composición	20
2.1.3 Clasificación	21
<b>2.2 Producción Petrolera en la Sonda de Campeche</b>	<b>23</b>
2.2.1 Actividades petroleras costa afuera	24
2.2.2 Plataformas marinas	28
<b>Capitulo III EMISIONES ATMOSFERICAS</b>	<b>38</b>
<b>3.1 Fuentes de emisión en plataformas marinas</b>	<b>38</b>
3.1.1 Sistemas móviles	41
3.1.2 Plataformas de perforación	42
3.1.3 Plataformas de producción	42
3.1.4 Plataformas de compresión	43
3.1.5 Plataformas de enlace	46
3.1.6 Plataformas habitacionales	47
3.1.7 Plataformas de inyección	47
3.1.8 Servicios auxiliares	47

## INDICE

<b>Contenido</b>	<b>Pag.</b>
3.1.8.1 Gas inerte	48
3.1.8.2 Aceite de calentamiento	48
3.1.8.3 Diesel	48
3.1.8.4 Tratamiento de agua amarga	49
3.1.8.5 Energía eléctrica	49
3.1.8.6 Tratamiento químico	50
3.1.8.7 Sistema de desfogue	50
3.1.8.8 Generación de ácido sulfuroso	51
<b>3.2 Estimación de las emisiones</b>	<b>52</b>
3.2.1 Sistemas móviles y plataformas de perforación	52
3.2.2 Plataformas de producción	56
3.2.3 Plataformas de compresión	58
3.2.4 Plataformas de enlace	60
3.2.5 Plataformas habitacionales	62
3.2.6 Plataformas de inyección	62
3.2.7 Servicios auxiliares	62
<b>Capítulo IV ESTUDIO DE CASO</b>	<b>69</b>
<b>4.1 Plataformas de compresión</b>	<b>69</b>
4.1.1 Descripción de la instalación	69
4.1.2 Equipo contaminante y niveles de actividad	73
<b>4.2 Emisiones</b>	<b>77</b>
4.2.1 Emisiones fugitivas	77
4.2.2 Emisiones por combustión	80
4.2.3 Emisiones por almacenamiento	86
4.2.4 Emisiones por venteos	86
<b>Capítulo V RESULTADOS</b>	<b>89</b>
<b>Capítulo VI CONCLUSIONES</b>	<b>93</b>
<b>REFERENCIAS</b>	<b>96</b>
<b>ACRONIMOS</b>	<b>101</b>
<b>INDICE DE TABLAS</b>	<b>103</b>
<b>INDICE DE FIGURAS</b>	<b>105</b>

## INDICE

### Contenido

---

#### ANEXOS

- A DIAGRAMAS DE FLUJO DE PROCESOS
- B NUMERO DE COMPONENTES EN PLATAFORMAS
- C FACTORES DE EMISION ADICIONALES
- D CALCULO DE EMISIONES EN EL QUEMADOR ELEVADO
- E CALCULO DE EMISIONES EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL - PROGRAMA TANKS 4.0

## INTRODUCCION

El gran potencial petrolero de México se encuentra situado en el mar, frente a las costas del Estado de Campeche, y para aprovechar esta riqueza Petróleos Mexicanos realizó la instalación de complejos de producción de gran magnitud costa fuera que permiten la extracción de hidrocarburos en la llamada Sonda de Campeche.

Desde el inicio de las actividades en la Sonda de Campeche, la presencia de instalaciones de exploración y producción, y la infraestructura asociada a su construcción, mantenimiento y operación, han estado sujetas a una serie de controversias de orden ambiental.

Algunos efectos ambientales derivados del ciclo de exploración y producción del petróleo en la Sonda de Campeche están relacionados con descargas de sustancias contaminantes a la atmósfera.

De acuerdo a datos publicados por PEMEX en el Segundo Informe sobre el Seguridad, Salud y Medio Ambiente<sup>1</sup>, debido actividades relacionadas con la explotación y transformación del petróleo se emiten a escala nacional 1 213 725 toneladas por año de contaminantes al medio, de las cuales 1 019 060, es decir, el 83.9 % son emitidas a la atmósfera.

Para identificar el origen de las descargas atmosféricas, y contribuir a la formulación y aplicación de programas de control y reducción de emisiones de acuerdo con el perfil cuantitativo de las fuentes de contaminación más importantes es necesario realizar un inventario de emisiones, en este caso, en la zona de producción marina.

En esta tesis se presenta una revisión de la información nacional e internacional sobre estudios de emisiones a la atmósfera en instalaciones costa afuera, dedicadas a la exploración y explotación del petróleo en el mar, que establece cuales son los procesos y actividades contaminantes de la atmósfera en la Sonda de Campeche y cuales los factores de emisión o metodologías que pueden ser utilizadas para la cuantificación de las emisiones.

Por otro lado y a manera de ejemplo se establecen cuales son las principales fuentes de emisión de compuestos orgánicos volátiles (COVs), hidrocarburos policíclicos aromáticos (PAHs), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>), ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S), partículas (PM), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y metano (CH<sub>4</sub>) en una plataforma de compresión ubicada en la Sonda de Campeche.

## OBJETIVOS

- Establecer cuales son las actividades y procesos contaminantes de la atmósfera asociados a la explotación del petróleo crudo en la Sonda de Campeche.
- Compilar factores de emisión reportados o metodologías utilizadas para cuantificar las emisiones atmosféricas generadas en instalaciones de producción del petróleo costa afuera.
- Identificar y cuantificar las emisiones a la atmósfera generadas en una plataforma de compresión.

## Capítulo I

### GENERALIDADES

#### 1.1 Contaminación del aire

Los cambios climatológicos y los vientos que pueden hacer que las masas de aire contaminado se desplacen y dispersen, están regulados por la topografía del lugar, es decir, por la presencia de montañas, colinas, valles y masas de agua. De hecho, debido a la topografía, las masas de aire pueden quedar atrapadas o aisladas temporalmente. La inmovilidad o estancamiento constituye un caso de contaminación ambiental y puede durar desde unas cuantas horas, hasta días o incluso semanas.<sup>2</sup>

Se han propuesto muchas definiciones de contaminación del aire, una de ellas es la siguiente:

"Presencia en la atmósfera exterior de uno o más contaminantes o sus combinaciones en cantidades tales y con tal duración que sean o puedan afectar la vida humana, de animales, de plantas, o de la propiedad, que interfiera el goce de la vida, o ejercicio de las actividades."<sup>3</sup>

De acuerdo con lo anterior, para reconocer a los contaminantes del aire, es necesario especificar la composición del aire atmosférico seco limpio o normal y luego clasificar a todos los otros materiales o las cantidades aumentadas de dichos materiales que dañen a personas, plantas, animales, o bienes materiales.

### 1.1.1 El aire y sus contaminantes

El aire es una mezcla de gases que rodea la Tierra en una capa relativamente delgada. La troposfera, la parte más baja de dicha capa, tiene cerca de 16 Km (9.9 Millas) de espesor en el ecuador y aproximadamente la mitad en los polos. Las actividades del hombre, en su mayoría se realizan dentro de los primeros 2 Km (1.2 Millas) de la atmósfera.<sup>1</sup>

Los componentes principales del aire limpio y seco se ilustran en la Tabla 1.1.

**Tabla 1.1 Composición del aire seco limpio en la parte baja de la troposfera.**

COMPUESTOS	CONCENTRACION (PPM) <sup>a</sup>	TIEMPO DE RESIDENCIA
<b>Gases principales</b>		
Nitrógeno	780 900.0000	Continuo
Oxígeno	209 400.0000	Continuo
Argón	9 300.0000	Continuo
Dióxido de Carbono	320.0000 <sup>b</sup>	20 años <sup>c</sup>
<b>Gases permanentes(no reactivos)</b>		
Helio	5.2000	Continuo
Neón	18.0000	Continuo
Kriptón	1.1000	Continuo
Xenón	0.0860	Continuo
Hidrógeno	0.5000	?
Oxido nitroso	0.2500	8-10años
<b>Gases reactivos</b>		
Monóxido de carbono	0.1000	0.2-0.3 años
Metano	1.4000	< 2 años
Hidrocarburos excepto el metano	0.0200	?
Oxido nítrico	0.20 a 0.0020	2-8 días
Dióxido de nitrógeno	0.50 a 0.0040	2-8 días
Amoniaco	6.00 a 0.0200	1-4 días
Dióxido de azufre	0.03 a 0.0012	1-6 días
Ozono	0.00 a 0.0500	?

<sup>a</sup> El rango de concentraciones indica que las mediciones fueron hechas por distintos trabajadores en diferentes lugares.

<sup>b</sup> Medida lejos de centros de población

<sup>c</sup> Para fotosíntesis. El tiempo de intercambio con el océano profundo es del orden de siglos.

? indica que se conoce poco acerca del tiempo de residencia del gas

Fuente: Stauss y Mainwaring "Contaminación del Aire. Causas, Efectos y Soluciones", 1999

A pesar de que la composición del aire ha permanecido estable a lo largo del tiempo, un cierto número de gases presentes en pequeñas cantidades interactúan con la biosfera, la hidrosfera así como entre ellos mismos y tienen un tiempo de permanencia limitado en la atmósfera.

Estos gases reactivos, en cantidades aumentadas causan daños materiales (ensuciamiento, erosión, deterioro y corrosión), daños a la vegetación en diferentes grados (efectos genéticos, cambios en la composición de la comunidad vegetal) o efectos sobre la salud humana.

La Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA) que está directamente relacionada con las emisiones que son o pueden ser peligrosas para la vida humana, reconoce como principales contaminantes del aire a los siguientes: Monóxido de Carbono, Oxidos de Nitrógeno, Plomo, Ozono, Materia Particulada y Dióxido de Azufre. Existen también un gran número de compuestos que han sido determinados como peligrosos y son llamados tóxicos del aire (Hazardous Air Pollutants. HAPs).<sup>5a</sup>

El término general de compuestos tóxicos del aire (HAPs) se usa para referirse a un compuesto o grupo de compuestos químicos nocivos que se encuentran en el aire. Son considerados tóxicos porque pueden tener efectos en el corto plazo (agudos) o en el largo plazo (crónicos).

Esta categoría de contaminantes agrupa a compuestos que van desde solventes químicos que a las concentraciones que se hallan en el aire ambiente, pueden limitarse a tener efectos irritantes hasta los que son carcinógenos.

De acuerdo a su origen, los contaminantes gaseosos se clasifican de la siguiente manera:

- Primarios, si se emiten directamente de una fuente.
- Secundarios, si se originan en la atmósfera a partir de reacciones entre contaminantes primarios.

Dentro de los contaminantes primarios se encuentran los siguientes: Monóxido de Carbono (CO), Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), Oxidos de Azufre (SO<sub>x</sub>), Oxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>), Compuestos Orgánicos Volátiles (COVs) y Partículas (PM).

Si estos compuestos reaccionan en la atmósfera pueden dar origen a contaminantes secundarios como Ozono, Peroxiacetilnitratos (PAN's) y Lluvia ácida por mencionar algunos.<sup>4</sup>

### 1.1.2 Fuentes de contaminación

Se entiende por fuente de contaminación cualquier evento que conduzca a la descarga directa o indirecta de toda sustancia contaminante, en alguno de sus estados físicos o formas de energía.<sup>3</sup>

Las fuentes de contaminación atmosférica se pueden clasificar en:

- Fuentes Naturales.  
Eventos naturales que involucran emisiones de contaminantes, ya sea en forma intermitente, temporal o permanente.
- Fuentes Antropogénicas.  
Son aquellos procesos, equipos y actividades creadas o inducidas por el hombre, que generan contaminación.

A su vez, las fuentes antropogénicas pueden clasificarse en fijas, móviles y ocasionales. Las *fuentes fijas* son aquellas instalaciones establecidas en un solo lugar que generan contaminantes a la atmósfera, las *fuentes móviles* son aquellas cuya emisión de contaminantes se da en un sistema en movimiento, y las *fuentes ocasionales* son eventos aleatorios y/o intermitentes que generan contaminantes del aire, tales como quemas y uso de explosivos.<sup>5a</sup>

En México, las fuentes fijas son definidas en el Artículo 6 del *Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente en Materia de Control y Prevención de la Contaminación del Aire* como "cualquier instalación emplazada en un solo sitio con el propósito de ejecutar operaciones o procesos industriales, comerciales o de servicios, o actividades que generen o puedan generar emisiones contaminantes a la atmósfera".

El contar con información detallada sobre cada "punto" en el que las emisiones son descargadas a la atmósfera sería deseable, sin embargo, no existe una manera práctica en la que dicha información pudiera ser recopilada. Por esta razón en programas de gestión ambiental es común utilizar la clasificación de fuentes puntuales y de área.

Las fuentes puntuales son fuentes fijas grandes que se caracterizan por emitir contaminantes por arriba de un cierto umbral; dentro de este grupo se encuentran instalaciones, plantas o actividades para las cuales se mantienen registros individuales de emisión.<sup>5b</sup>

Las fuentes de área son fuentes demasiado pequeñas o numerosas para ser consideradas fuentes puntuales. En este grupo se incluyen además fuentes móviles que no circulan por calles o carreteras.<sup>5a</sup>

Las industrias, además, pueden liberar contaminantes al aire por diferentes fuentes llamadas subcategorías de fuentes puntuales, por ejemplo los procesos de producción, equipos de combustión, tanques de almacenamiento y uso de solventes.<sup>6</sup>

- ❑ Las emisiones de proceso de los establecimientos son aquellas que resultan directamente de los procesos de manufactura o producción.
- ❑ Los generadores, calderas e incineradores son fuentes comunes de emisiones de gases y partículas derivadas de la combustión.
- ❑ Las emisiones fugitivas de COVs pueden proceder de equipos de producción con fugas en sus sellos, válvulas, bridas, conexiones y líneas abiertas
- ❑ Los tanques de almacenamiento pueden generar emisiones fugitivas de COVs durante las operaciones de transferencia o por los cambios diarios de temperatura
- ❑ El uso de solventes para limpiar el equipo o sus partes (por ejemplo, desengrasado) es otra fuente común de emisiones fugitivas de COVs.

### 1.1.3 Efectos de los contaminantes del aire.

A continuación se describen brevemente los efectos nocivos de algunos contaminantes.

**Partículas (PM).**- Es un término que se emplea para describir a la materia sólida y líquida dispersa arrastrada por el aire, de tamaño menor a 100  $\mu\text{m}$  pero mayor que una molécula individual. Las partículas tienen una vida media en suspensión que varía desde unos cuantos segundos hasta varios meses y pueden tener un efecto tóxico en mas de una manera:<sup>7</sup>

- ❑ La partícula puede ser intrínsecamente tóxica debido a sus características inherentes químicas y/o físicas.
- ❑ La partícula puede interferir con uno o más de los mecanismos que despejan el aparato respiratorio.
- ❑ La partícula puede actuar como un conductor de una sustancia tóxica absorbida.

La capacidad de las partículas para penetrar en el cuerpo humano, depende del tamaño, así, las partículas finas de diámetro menor o igual a  $10\ \mu\text{m}$ , tendrán una mayor probabilidad de depositarse en las cavidades pulmonares, por tanto su potencial tóxico será mayor.

Las partículas pueden tener un origen natural o bien formarse por reacciones fotoquímicas en la atmósfera. Estas últimas pueden estar constituidas por sulfatos y nitratos (y sus ácidos correspondientes), o por carbón orgánico.

En estudios recientes se advierte que las partículas son contaminantes más serios para la salud que otros como el dióxido de carbono, dióxido de azufre o monóxido de carbono.<sup>8</sup>

**Oxidos de azufre ( $\text{SO}_x$ )<sup>3,4,9</sup>.**- Los óxidos de azufre penetran en los pulmones y se convierten en un agente irritante del aparato respiratorio, cuando se adsorben en la superficie de las partículas respirables que se inhalan o al disolverse en las gotas de agua que penetran por la misma vía.

El óxido de azufre que se emite en mayor cantidad es el dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ). Para concentraciones de  $\text{SO}_2$  mayores de 0.1 ppm, el límite de visibilidad es significativo. Las estimaciones muestran que una concentración de 10 ppm, con una humedad relativa de 50% reduce la visibilidad cerca de 8 Km (5 Millas) y acelera la corrosión del metal.

La combinación del dióxido de azufre con partículas suspendidas, en condiciones favorables para su acumulación y oxidación (la presencia de metales en las partículas cataliza la oxidación), constituyen un peligro serio para la salud, habiéndose demostrado que concentraciones muy bajas (de 8 a 10  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ) los sulfatos ejercen efectos adversos sobre los asmáticos, los ancianos y otras personas susceptibles con problemas respiratorios crónicos.

**Oxidos de Nitrógeno ( $\text{NO}_x$ )<sup>3,9</sup>.**- El monóxido (NO) y el dióxido de nitrógeno ( $\text{NO}_2$ ) son potencialmente dañinos para la salud humana, estimándose que el dióxido es aproximadamente 4 veces más tóxico que el monóxido.

El óxido nítrico (NO) se deriva de los procesos de combustión; es un contaminante primario y juega un doble papel en materia ambiental, ya que se le reconocen efectos potencialmente dañinos de manera directa, al mismo tiempo que es uno de los precursores del ozono y otros oxidantes fotoquímicos.

Los  $\text{NO}_x$  no causan daños directos a los materiales; sin embargo bajo condiciones reductoras y en presencia de humedad, los  $\text{SO}_x$  y  $\text{NO}_x$  forman ácido sulfúrico y ácido nítrico, lo que da lugar a la lluvia ácida.

El  $\text{NO}_2$  afecta los pulmones, actúa como fuerte irritante y a iguales concentraciones es más dañino que el NO; además, absorbe la luz visible y a una concentración de 0.25 ppm causa apreciable reducción de la visibilidad.

**Monóxido de Carbono ( $\text{CO}$ )<sup>3</sup>.**- Se forma debido a la combustión incompleta del carbono o de compuestos que lo contienen. No parece tener efectos sobre la superficie de los materiales y, a concentraciones menores de 100 ppm tampoco sobre plantas. El CO es un veneno que priva a los tejidos del cuerpo del oxígeno necesario.

La combinación del CO con hemoglobina tiene mayor afinidad que la formación de oxihemoglobina, lo que conduce al bloqueo del transporte de oxígeno al organismo. La intoxicación provoca en primera instancia dolor de cabeza y agotamiento.

**Compuestos Orgánicos Volátiles (COVs)<sup>3,4</sup>.**- Los hidrocarburos no parecen causar ningún daño apreciable por la corrosión en los materiales. De todos los hidrocarburos, sólo el etileno tiene efectos adversos sobre las plantas, inhibiendo su crecimiento.

Los hidrocarburos no quemados (con la posible excepción del metano, CH<sub>4</sub>), en combinación con los óxidos de nitrógeno y en presencia de la luz solar, forman oxidantes fotoquímicos que dan origen al neblumo, causando una notable reducción de la visibilidad. Además, todos los oxidantes decoloran las telas y atacan al hule sintético, algunos otros, causan irritación en los ojos, y en combinación irritan nariz y garganta.

Estudios de las propiedades carcinógenas de algunos hidrocarburos indican que ciertas clases de cáncer parecen ser causadas por la exposición a hidrocarburos aromáticos que se encuentran en el hollín y en algunos alquitranes. Los carcinógenos identificables arrastrados por el aire son en su mayoría hidrocarburos aromáticos.

**Hidrocarburos Policíclicos Aromáticos (PAHs).**- Durante la combustión incompleta de combustibles fósiles, se forman PAHs en la fase gaseosa por piro-síntesis. Cuando se enfrían son incorporados a materia particulada por adsorción y condensación: preferencialmente sobre partículas con menor tamaño y con gran superficie específica. El máximo de la distribución de se encuentra entre 1 y 2,  $\mu\text{m}$  pero hay gran contribución en partículas de tamaño entre 0.1 y 0.5  $\mu\text{m}$ .<sup>8</sup>

Los PAH forman una amplia gama de sustancias orgánicas generalmente presentes en concentraciones de trazas. El interés en estas emisiones proviene de la actividad carcinógena de un limitado número de estos compuestos.<sup>10</sup>

La potencialidad carcinógena de los PAHs depende de muchos factores. Cada factor incluye la fisicoquímica del compuesto durante la exposición. En general cuando son inhalados en forma pura, mas del 99% del material es eliminado rápidamente con un tiempo de vida de menos de un día. Sin embargo, cuando el químico es inhalado sobre un portador carbonáceo una significativa fracción es retenido en los pulmones (arriba del 50%).<sup>7</sup>

Los derivados de PAHs tienen efectos biológicos adversos. Los procesos de formación de derivados de PAHs pueden ser por reacciones directas en cámaras de combustión a altas temperaturas (contaminación primaria) y por reacción entre materia particulada asociada con PAH y compuestos gaseosos durante el transporte atmosférico (contaminación secundaria). Las reacciones típicas de los PAHs son nitración, fotooxidación, ozonólisis y sulfonación.<sup>7</sup>

***Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)<sup>3,4</sup>***.- El más discutido de los efectos de larga duración es el que causa la cambiante concentración de CO<sub>2</sub>. El CO<sub>2</sub> es un fuerte absorbente de luz en la región del infrarrojo, pero es prácticamente transparente a la región ultravioleta y al extremo visible del espectro. Esto significa que la radiación que entra proveniente del sol, predominantemente ultravioleta y visible, no se obstruye mientras que la radiación infrarroja que sale de la tierra si lo hace.

Se predice que el efecto resultante será un sistema atmosférico más caliente acompañado por cambios sustanciales del clima en muchas partes del mundo, este es el llamado efecto invernadero.

## 1.2 Estimación de las emisiones atmosféricas

El conocimiento de la cantidad y toxicidad de las descargas atmosféricas asociadas a una industria, contribuye a la formulación y aplicación de programas de control y reducción de emisiones de acuerdo con el perfil cuantitativo de las fuentes de contaminación más importantes.

La forma de estimar las emisiones puede variar dependiendo de los costos y el tiempo, además de la calidad de los resultados y las características del lugar.

El Artículo 17 del *Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente en Materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera* establece que las entidades responsables de las fuentes fijas de jurisdicción federal deben presentar un inventario que incluya sus emisiones contaminantes a la atmósfera.

### 1.2.1 Inventarios de emisiones

Un inventario de emisiones es un conjunto de datos que caracteriza las fuentes contaminantes de un área específica y permite identificar que contaminantes son emitidos y cual es la tasa de emisión. Dependiendo de los objetivos, el tiempo y los recursos destinados al inventario, se puede realizar de manera detallada o de manera rápida.

Los pasos técnicos para la elaboración son:

- I. *Identificar el propósito.*
- II. *Seleccionar las técnicas y métodos de estimación de las emisiones.*  
Dichas técnicas y métodos serán descritos posteriormente.

- III. *Recopilar datos relacionados con las emisiones y datos de actividad.*  
El nivel de detalle establecido define los requerimientos de información. Por lo general los datos de actividad incluyen información sobre las horas de operación, el consumo de combustibles y otras medidas de la actividad de los procesos para fuentes identificadas.
- IV. *Estimación de emisiones.* Estos cálculos se realizan conforme a la técnica o metodología de estimación de emisiones seleccionada.
- V. *Evaluar la racionalidad y la incertidumbre de los resultados.* Se utiliza la experiencia del evaluador y técnicas estadísticas.
- VI. *Documentar resultados.* Además de los resultados reales del inventario la documentación también debe incluir las metodologías, datos y suposiciones que se usaron en el proceso de desarrollo. La documentación del inventario sirve como una referencia importante para los futuros inventarios.

El aseguramiento de la calidad debe hacerse a lo largo de todo este proceso. En particular, se debe empezar con la recopilación de los datos relacionados con las emisiones y con los datos de actividad.<sup>5b</sup>

### 1.2.2 Nivel de detalle

Los requerimientos de información relacionada a las emisiones dependen del nivel de detalle del inventario. En la Figura 1.1 se ilustran los tres niveles de detalle a los que se pueden inventariar las fuentes puntuales:

- (a) Nivel de planta, se refiere al reporte total de las emisiones en una planta o instalación.
- (b) Nivel puntual o de chimenea en donde se reportan de manera individual las emisiones de acuerdo al lugar donde ocurren, y
- (c) Nivel de proceso, en el que se reportan las emisiones de acuerdo a las emisiones por operación o proceso dentro de la planta.

Siempre que sea posible, las emisiones deben ser inventariadas a nivel de proceso para la identificación del tipo de operación y equipo a los que una regulación futura pudiera aplicar, además de contar con la información que permita planear estrategias de control de emisiones.<sup>5b</sup>

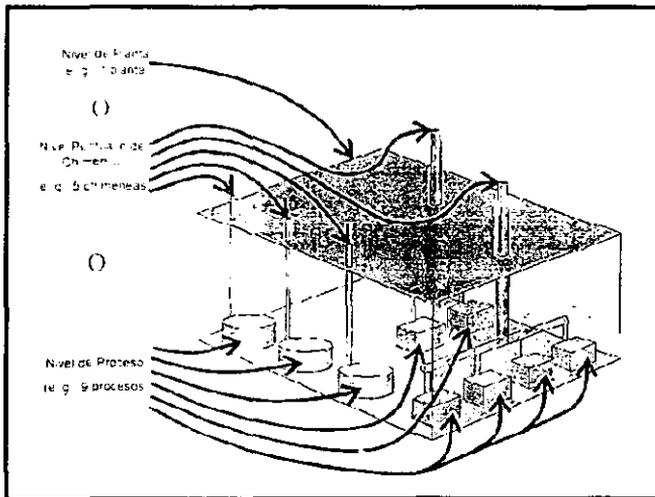


Fig.1.1 Niveles de detalle de un inventario de fuentes puntuales

La información necesaria para elaborar un inventario a este nivel incluye:

- Identificación del proceso.
- Datos sobre la tasa de operación, incluyendo la capacidad utilizada real, máxima y de diseño.
- Características fisicoquímicas de los combustibles.
- Identificación del equipo de control de la contaminación del aire y su nivel de eficiencia de captura y control asociado (medido o diseñado).
- Identificación del método de estimación de emisiones.

Las emisiones de contaminantes al aire pueden ser estimadas con diferentes métodos que dependen de la fuente particular de la que provengan. Si la aplicación de un método particular requiriera mayor información, es necesario considerar un balance entre los costos y la calidad deseada de los estimados de emisiones.

### 1.2.3 Técnicas básicas de estimación de las emisiones

Las cuatro diferentes técnicas que se usan para hacer estimaciones de emisiones de fuentes puntuales son<sup>11</sup>:

- I. Muestreo en la Fuente (MF). Son mediciones directas de la concentración y el flujo de contaminantes por medio de recolección de un volumen conocido de gas en el lugar de la emisión.
- II. Modelos de Emisión (ME). Son ecuaciones desarrolladas cuando las emisiones no se relacionan directamente con un solo parámetro. Por ejemplo, el programa TANKS de la U.S. Environmental Protection Agency (U.S. EPA) es un modelo de emisiones computarizado que se usa para estimar emisiones de tanques de almacenamiento.

- III. Factores de Emisión (FE). Son relaciones entre la cantidad de un contaminante emitido y una sola unidad de actividad. La actividad puede, consistir en datos basados en procesos (por ejemplo, producción, horas de operación, consumos de combustible).
- IV. Balance de Materiales (BM). Son cálculos numéricos bajo el supuesto básico de que las emisiones son iguales a la diferencia entre la cantidad de materiales que entra y que sale de un proceso.

La Tabla 1.2 contiene las técnicas de estimación de emisiones adecuadas para la categoría de producción de gas y petróleo (la cual será objeto de este estudio) de acuerdo a la magnitud de las emisiones, así como la calidad de los estimados de emisión.

**Tabla 1.2 Técnicas de estimación de emisiones recomendadas**

CATEGORÍA DE FUENTE	SUBCATEGORIA	CONTAMINANTE	TECNICAS DE ESTIMACIÓN*			
			FE	MF	BM	ME
Producción de Gas y Petróleo	Proceso	COVs, HAP	2	1		
	Fugitivas (incluyendo fugas de equipo)	COVs	1	2		
	Combustión	CO	2	1		
		NO <sub>x</sub>	2	1		
		SO <sub>x</sub>	3	1	2	
		COVs	2	1		
		PM	2	1		
	Tanques de Almacenamiento	COVs	3		2	1

\* El valor asignado corresponde en orden decreciente a la técnica recomendada. Si un método no tiene calificación alguna, quiere decir que no está disponible para la fuente particular de emisiones y el tipo de contaminante referidos.

Fuente: Radian Corporation "Manuales del Programa de Inventarios de Emisiones de México" VOLUMEN IV - DESARROLLO DEL INVENTARIO DE FUENTES PUNTUALES. Extracción de la tabla 3 1

## Capítulo II

### MARCO TEORICO

#### 2.1 El Petróleo.

Proveniente del latín *Petroleum* (Petra-piedra y Oleum aceite), la palabra petróleo significa aceite de piedra. El petróleo es una mezcla en la que coexisten compuestos denominados hidrocarburos, constituidos por átomos de carbono e hidrogeno además de pequeñas proporciones de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales.<sup>12</sup>

En función de la composición, temperatura y presión a la que es sometido, el color varía entre el ámbar y el negro. Su densidad es menor que la del agua y en estado gaseoso es inodoro, incoloro e insípido.

##### 2.1.1 Origen.

Se sabe que la formación del petróleo esta asociada al desarrollo de rocas sedimentarias que crean depósitos en ambientes marinos o próximos al mar, y que es el resultado de procesos de descomposición de organismos de origen vegetal y animal. Para dar lugar a un yacimiento donde se acumule petróleo y gas es necesario que se presenten cuatro condiciones:

1. Debe existir una roca almacenadora porosa y permeable, de forma que bajo presión, el petróleo pueda moverse a través de ella.

2. Debe presentarse bajo una roca impermeable que funcione como sello, para que se evite el escape del petróleo a la superficie.
3. El depósito debe tener forma de "trampa"; es decir, que las rocas impermeables se encuentren dispuestas en tal forma que el petróleo no pueda moverse hacia los lados.
4. Deben existir rocas cuyo contenido orgánico se haya convertido en petróleo por efecto de la presión y de la temperatura.

La mayoría de las trampas se componen de dos planos convergentes hacia arriba (anticlinal) asociados a domos de sal, en donde los fluidos se canalizan selectivamente (Fig. 2.2). En general el orden de aparición de fluidos depende de su densidad: el gas en la zona superior, debajo el petróleo y más abajo el agua.

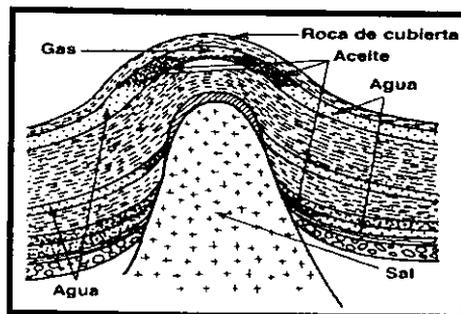


Fig. 2.1 Trampa anticlinal

### 2.1.2 Composición.

De manera general puede decirse que el petróleo está formado por los siguientes elementos químicos: carbono de 83 a 87 %, e hidrógeno de 10 a 14 %. También contiene algunas impurezas mezcladas como oxígeno, azufre y nitrógeno así como trazas de hierro, níquel, vanadio, y otros metales.

Las familias de hidrocarburos que caracterizan al petróleo son las parafinas, isoparafinas, olefinas, naftenos y aromáticos: las cadenas lineales de carbono asociadas a hidrógeno, constituyen las parafinas; cuando las cadenas son ramificadas se tienen las isoparafinas; al presentarse dobles uniones entre los átomos de carbono se forman las olefinas: las moléculas en las que se forman ciclos de carbono son los naftenos, y cuando estos ciclos presentan dobles uniones alternas (anillo bencénico) se tiene la familia de los aromáticos.<sup>13</sup>

Los compuestos difieren en tamaño, estructura y se integran en soluciones líquidas, asociadas a un gas al que se conoce como gas natural. Los compuestos fundamentales que constituyen al gas natural son hidrocarburos más sencillos como el metano, etano, propano y butano,.

Los compuestos químicos que constituyen el petróleo también se diferencian por su volatilidad. Cuando es calentado, los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular) se evaporan preferentemente, de tal manera que conforme aumenta la temperatura. los componentes más pesados van incorporándose al vapor.

### 2.1.3 Clasificación.

Para exportación, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo<sup>13</sup>:

- Maya. Pesado, con densidad de 922 Kg/m<sup>2</sup> (22 grados API) y 3.3% de azufre en peso.
- Istmo. Ligero, con densidad de 860 Kg/m<sup>2</sup> (33.6 grados API) y 1.3% de azufre en peso.
- Olmeca. Superligero, con densidad de 828 Kg/m<sup>2</sup> (39.3 grados API) y 0.8% de azufre en peso.

Las curvas de destilación TBP (del inglés "true boiling point", temperatura de ebullición verdadera) distinguen a los diferentes tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa. Por ejemplo, mientras que en el crudo Istmo se obtiene un rendimiento directo de 26% volumétrico de gasolina, en el Maya sólo se obtiene 15.7% (Fig.2.1).

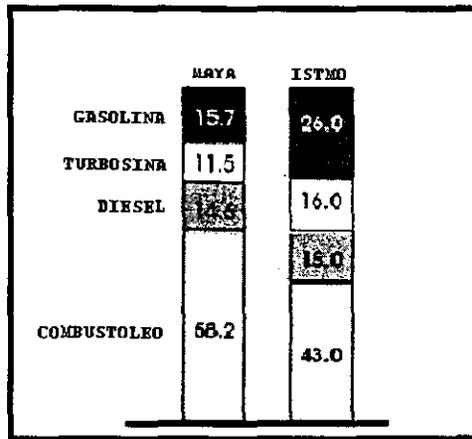


Fig. 2.2 Rendimiento del crudo Maya e Istmo

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que distingue las calidades del crudo).

Petróleo Crudo	Densidad ( $10^3 \text{ Kg/ m}^3$ )	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

## 2.2 Producción Petrolera en la Sonda de Campeche

México se encuentra dentro de los diez principales productores de hidrocarburos tanto por sus niveles de producción, que rebasan los 3 millones de barriles diarios de crudo, como por sus reservas probadas de petróleo crudo, que al 1 de Enero de 1999 alcanzan los 28,399 millones de barriles incluyendo condensados.<sup>14</sup>

Las reservas probadas de hidrocarburos en México se encuentran localizadas en tres principales regiones: Zona Marina (Sonda de Campeche), Zona Norte y Zona Sur.

La zona de producción marina se localiza en un área de 150 x 120 metros cuadrados y a Enero de 1999 está conformada con 156 plataformas que cubren las distintas funciones necesarias para la explotación y producen un promedio de 2.36 millones de barriles diarios (MMBPD) de crudo y 1686 millones de pies cúbicos por día (MMPCD) de gas que corresponden al 76.8 y 35.2% del total nacional respectivamente.<sup>14</sup>

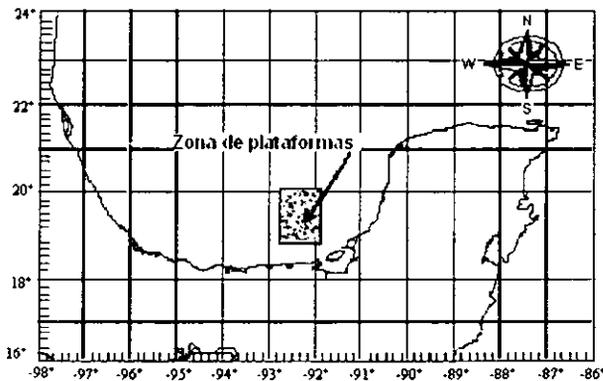


Fig. 2.3 Localización de Plataformas en la Sonda de Campeche

El crudo recolectado en esta zona, se envía por ductos submarinos a la terminal de almacenamiento de Dos Bocas o hacia el centro embarcador de Cayo de Arcas. El gas, por su parte, se manda a la estación terrestre de recompresión Atasta, de donde se transporta a las plantas de acondicionamiento de Ciudad PEMEX.

### **2.2.1 Actividades petroleras costa afuera**

Las actividades desarrolladas costa afuera son básicamente las mismas que en tierra. La localización de un yacimiento petrolero se realiza mediante actividades de exploración y sondeo.

La exploración es un conjunto de actividades de campo y de gabinete que tienen como objetivo descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos o nuevas extensiones de las existentes.

Actualmente los métodos geofísicos de exploración, son técnicas que pueden determinar las condiciones de las capas profundas del subsuelo mediante la medición de las propiedades físicas de las rocas superficiales o bien de las obtenidas de los pozos perforados. Los resultados, interpretados adecuadamente con criterios geológicos, han dado lugar al descubrimiento de casi el 80% de las reservas actuales en el mundo.<sup>12</sup>

Para permitir la realización de perforaciones de prueba en el mar y determinar si las reservas son económicamente suficientes para soportar la producción (sondeo), es necesario contar con instalaciones de soporte para los equipos de perforación. Estas pueden ser de dos tipos: móviles o estacionarias.

Debido a que las perforaciones de prueba no siempre arrojan resultados positivos, hoy en día casi nunca se utilizan las instalaciones estacionarias excepto en pozos donde ya se comprobó por medio de instalaciones móviles la existencia del yacimiento, pero que por diversas razones se desea continuar obteniendo pruebas.

Los sistemas móviles de perforación fueron desarrollados con fines exploratorios, pero también en varias ocasiones se utilizan como plataformas de perforación para pozos ya comprobados. Existen cuatro tipos de instalaciones móviles para la perforación de prueba.<sup>5</sup>

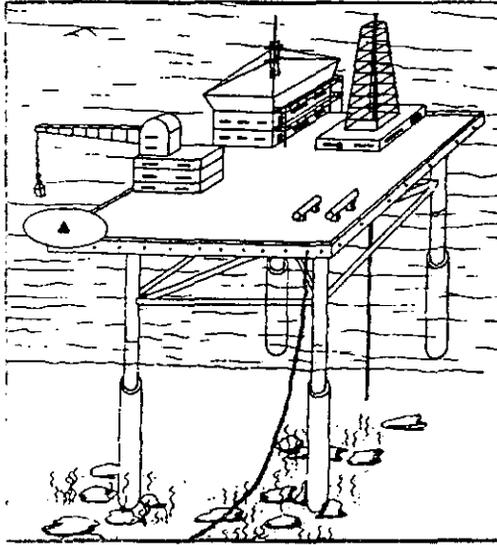
- Plataforma Auto-elevada.
- Plataforma Lastrable (Totalmente sumergible)
- Plataformas flotantes: Unidad semisumergible y  
Barco de perforación.

A continuación se explica brevemente en que consiste cada una de ellas:

*Plataforma Auto-elevada.*- Esta plataforma tiene varios niveles, en cada uno de ellos se distribuyen los diferentes equipos de perforación, las plantas generadoras de energía, tanques de almacenamiento y campamentos. Su construcción permite que la plataforma sea remolcada hasta el punto de operación en donde un número determinado de patas se incorporan a la plataforma y bajan hasta apoyarse en el fondo marino. Ya apoyada, la plataforma se levanta sobre el nivel del mar para evitar los choques del oleaje.

*Plataforma lastrable.*- Este tipo de plataformas cuentan con un sistema de flotadores en la parte inferior. Al igual que en que en las plataformas auto-elevables, la torre de perforación y la instalación de todos los equipos involucrados se pueden ubicar sobre ella. También se transporta hasta el punto deseado y después se apoya sobre el lecho marino al llenar sus flotadores con agua.

Los flotadores se apoyan en el fondo marino, y una vez terminadas las pruebas, se pone de nuevo a flote la estructura eliminando el agua de los flotadores. De esta manera, la plataforma puede transportarse a otra zona. En la figura 2.4 se muestra un esquema de este tipo de plataformas móviles.



**Fig. 2.4 Plataforma lastrable**

*Unidad semisumergible.*- Se encuentra formada por varios niveles para soportar el equipo y la torre de perforación. La plataforma se transporta por medio de remolques, o en ocasiones, cuenta con un sistema de autopropulsión. Cuando la plataforma se ubica en la zona deseada, se llenan y se estabilizan sus flotadores (Fig 2.5).

Además de los flotadores cuentan con un sistema de anclaje para mejorar su estabilidad, sin embargo, no se puede evitar un desplazamiento relativo entre el equipo de perforación en el fondo del mar y la plataforma.<sup>16</sup>

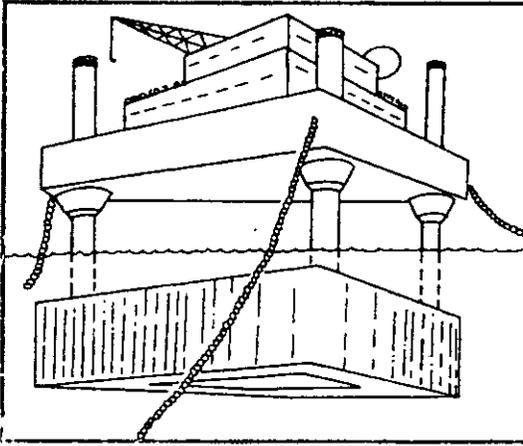


Fig. 2.5 Plataforma sumergible

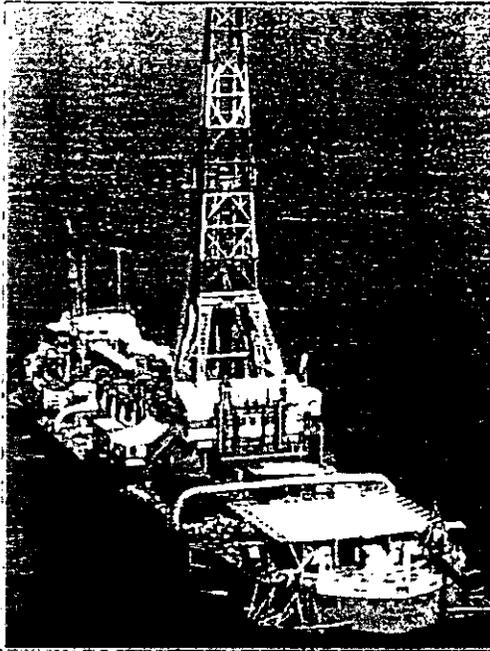


Fig. 2.6 Barco de perforación

*Barco de perforación.*- Son barcos acondicionados para soportar los equipos necesarios y la torre de perforación. (Fig 2.6) A pesar de que son muy sensibles al oleaje, son comúnmente utilizados ya que son uno de los sistemas más baratos para la perforación de prueba.

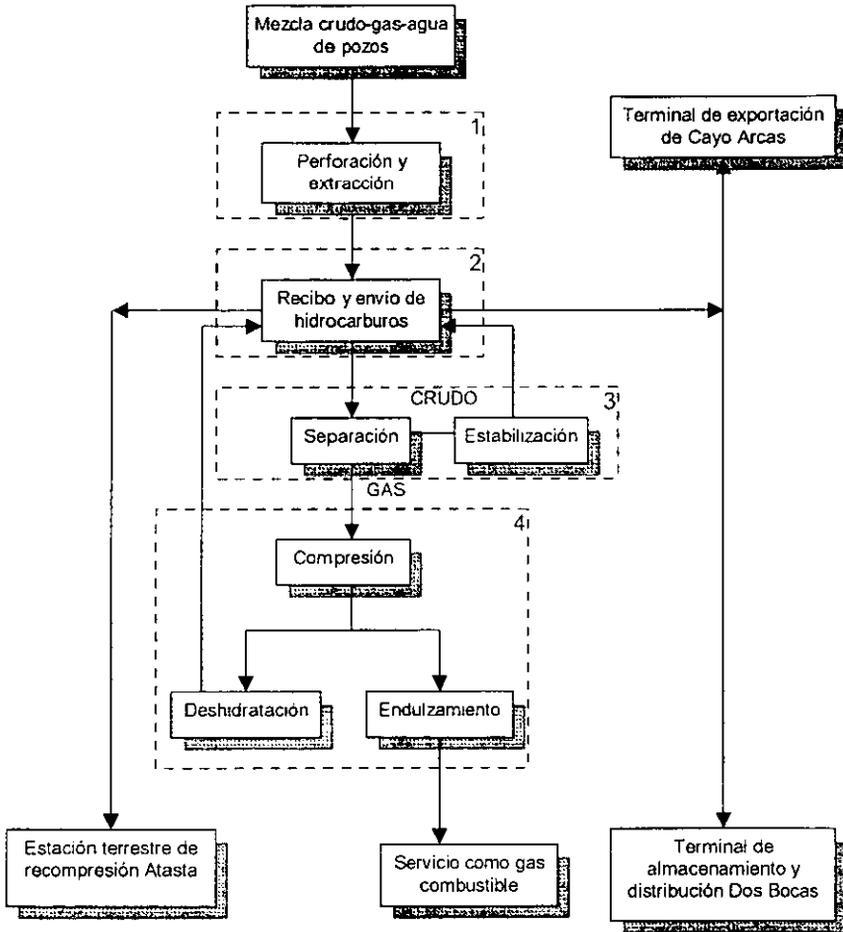
La principal desventaja que presentan es que los desplazamientos con respecto al pozo, así como los desplazamientos verticales, son grandes. Esto impide que los trabajos de perforación se realicen cuando se presenten olas con altura mayor de cuatro metros.

Los métodos de exploración y perforaciones de prueba son vitales para la extracción de hidrocarburos costa afuera, ya que si se toma la decisión de explotar un pozo, y una vez instalada la infraestructura necesaria se descubre que el supuesto depósito no existe, el tiempo invertido y el costo elevado de construcción se habrán perdido. De manera que si el descubrimiento ofrece buenas posibilidades detectadas mediante los procesos anteriores, y el análisis económico resulta favorable, el yacimiento puede explotarse.

La explotación marina se desarrolla básicamente con el uso de estructuras fijas capaces de soportar todo el equipo necesario de perforación y producción para extraer crudo y gas de las capas interiores del fondo oceánico. Estas estructuras son comúnmente conocidas como plataformas marinas.

### **2.2.2 Plataformas marinas.**

Las plataformas marinas son instalaciones industriales de acero, conformadas de acuerdo a sus funciones. Las operaciones principales que se desarrollan en las plataformas marinas de la Sonda de Campeche para la extracción y acondicionamiento de crudo y gas<sup>17,18</sup>, se ilustran en la figura 2.7.



**Fig. 2.7 Procesamiento general de crudo y gas en la Sonda de Campeche**

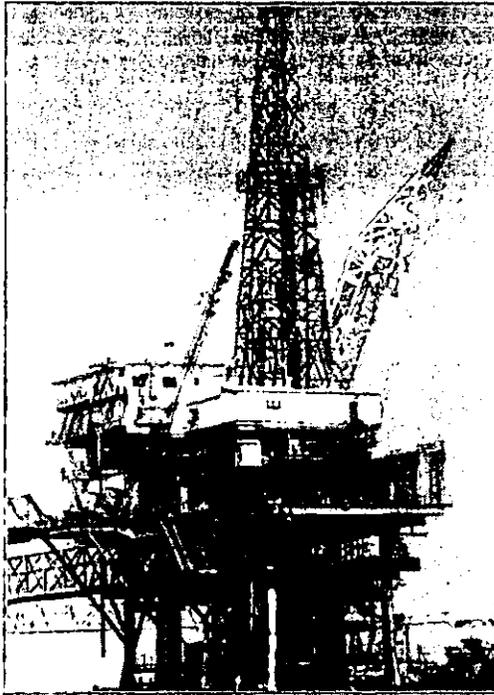
- 1. Plataformas de perforación.
- 2. Plataformas de enlace,
- 3. Plataformas de producción,
- 4. Plataformas de compresión

Estas operaciones se llevan a cabo en complejos, que corresponden generalmente a un conjunto de plataformas interconectadas por puentes, entre las cuales hay perforación, producción, enlace, compresión y habitación, además, existen instalaciones en las que se desarrollan operaciones auxiliares y que se pueden colocar adicionalmente en un complejo. De acuerdo a su función las plataformas se clasifican en<sup>15</sup>:

- Plataformas de perforación
- Plataformas de producción
- Plataformas de compresión de gas
- Plataformas de enlace
- Plataformas de rebombeo
- Plataformas de habitación
- Plataformas de almacenamiento
- Plataformas de separación y quemador
- Plataformas diversas

*Plataforma de perforación.*- Son construidas para colocar la tubería que va a perforar el pozo. Llevan varios paquetes entre sí, uno de ellos es el de la torre de perforación (Fig.2.8). También contiene los paquetes de motores para subir y bajar el equipo de perforación, los contenedores de combustible para accionarlos, sistema de acondicionamiento del lodo de perforación y depósitos de agua.

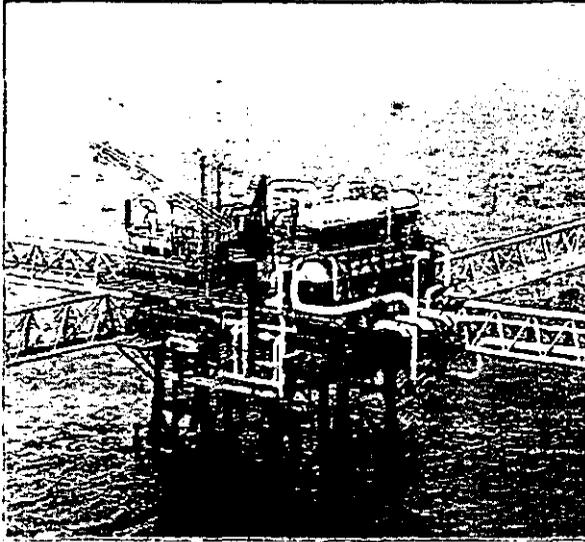
Una vez realizada la perforación, se retiran los equipos de perforación y entonces la plataforma sirve como protección a los diferentes pozos excavados. Después se equipa con un colector de varias ramas para conducir el crudo hacia la plataforma de producción.



**Fig. 2.8** Plataforma de perforación

*Plataforma de producción.*- Es básicamente una plataforma utilizada para la separación de la mezcla de crudo-gas-agua proveniente del pozo y la estabilización del crudo para su envío a tierra (Fig. 2.9). Para realizar la separación, la plataforma cuenta con dos etapas, en las que, dependiendo del destino final del crudo, se lleva a cabo la estabilización para evitar el desprendimiento de vapores durante el transporte.

La mezcla se envía a la primera etapa de separación, operando a 689 KPa (100 psig); el líquido obtenido se expande y se alimenta en una segunda etapa, cuya presión varía entre 172 y 69KPa (25-10 psig). Durante el proceso se inyectan algunos productos químicos para evitar la formación de espuma y la corrosión.<sup>15</sup>



**Fig. 2.9 Plataforma de producción**

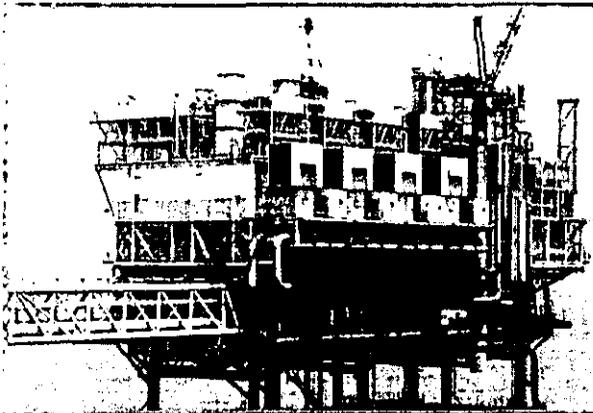
Debido a la naturaleza tóxica y corrosiva de los gases que pudieran desprenderse, el crudo obtenido en la última etapa de separación se mantiene a una presión de 69 a 83 KPa (10 a 12 psias), que es una presión por debajo de la atmosférica que evita la liberación de gases. El gas natural obtenido puede ser enviado por compresores y tuberías a una plataforma de compresión o a quemadores. También puede ser rebombado por medio de pozos de inyección, con el fin de devolver la energía perdida al yacimiento.

Dentro de la plataforma existen equipos de mantenimiento y limpieza para las tuberías. Estos equipos están constituidos básicamente por los llamados diablos (pigs), que son dispositivos de un tipo especial de hule muy resistente con forma de bala. El diablo entra por la cubeta de la trampa y se desplaza a través de la tubería por la presión del gas comprimido o fluido que viene detrás.

*Plataforma de compresión de gas.*- Estas estructuras tienen la función de alojar el equipo necesario para la compresión de gas, a una presión suficiente en la que sea posible su envío a tierra.

Están constituidas por módulos de compresión (por lo general alrededor de cuatro) que elevan la presión del gas amargo a valores de aproximadamente 8.27 MPa (1200psias); la capacidad de los módulos puede variar pero en promedio es de 90 MMPCD.<sup>15</sup>

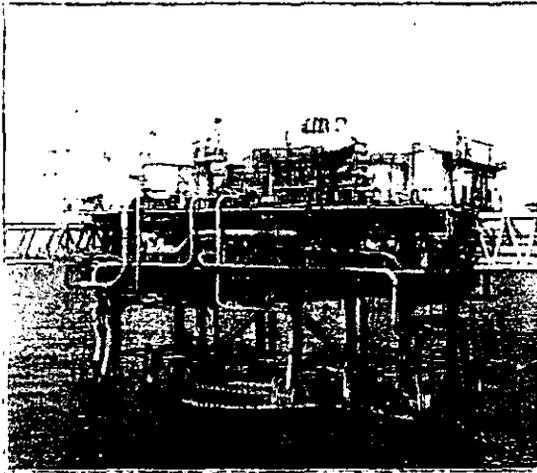
Cuentan además, con equipo deshidratador y endulzador de gas. La deshidratación del gas se lleva a cabo en una planta que opera con dietilenglicol (DEG) o trietilenglicol (TEG). La finalidad de éstas es reducir el contenido de agua en el gas que se envía a tierra hasta  $0.112\text{Kg}/\text{Mm}^3$  (7lb/MMPC), para evitar problemas durante el transporte. En la figura 2.10 se muestra una plataforma de este tipo.



**Fig. 2.10** Plataforma de compresión

Para tratar el gas que será usado como combustible, generalmente se requiere de más de una planta endulzadora. En el proceso se utiliza dietanolamina (DEA) al 30% en peso para reducir el contenido de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono hasta 4 y 1 000 ppm respectivamente.

*Plataformas de enlace.-* Son medios de unión entre las plataformas de perforación y las de producción o tratamiento. Se utilizan para la recolección de la mezcla crudo-gas-agua proveniente de las plataformas de perforación y su distribución adecuada a las plataformas de producción.

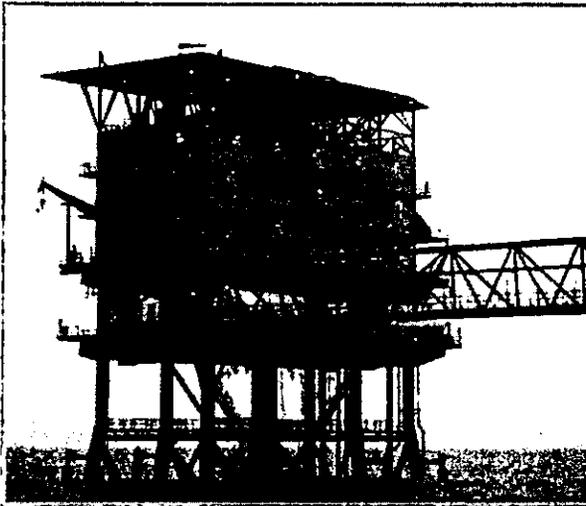


**Fig. 2.11** Plataforma de enlace

En estas plataformas se recolectan los líquidos obtenidos durante las corridas de diablos, con la finalidad de enviarlos dosificadamente hacia la costa, evitando así problemas de manejo de grandes volúmenes de líquidos en las estaciones de recibo.

*Plataformas de rebombeo.*- Son plataformas instaladas en puntos intermedios de las líneas de transporte de crudo y su función es la de restablecer la presión necesaria para mantener la velocidad adecuada de flujo. Se encuentra equipada con diferentes tipos de bombas, motores y generadores de energía eléctrica. El número de bombas puede variar pero generalmente es de ocho o más turbo bombas; los motores por lo regular son de combustión interna.

*Plataforma habitacional.*- Son las plataformas diseñadas para que el personal que trabaja en las diferentes plataformas goce de todas las facilidades para satisfacer sus necesidades, tanto de vivienda como fisiológicas así como de recreación.



**Fig. 2.12** Plataforma habitacional

Están conformadas por área de muelles, paquete habitacional y un helipuerto en la parte superior, áreas de servicio y esparcimiento como son comedor y baños para el personal a bordo, cocina, lavandería, oficinas, consultorio médico y sala de TV.

En las áreas exteriores, se encuentran equipos de salvamento, sistema de agua contra incendio, planta potabilizadora de agua, planta de tratamiento de aguas negras, generadores de energía eléctrica, así como incinerador de basura.

*Plataforma de almacenamiento.*- Debido al volumen de combustible diesel requerido para la alimentación de los motores, algunas veces se construyen estas plataformas para contenerlo. Están formadas por diferentes tanques de almacenamiento, lo más común es encontrar alrededor de cinco tanques por plataforma, el volumen promedio de almacenamiento es de 2 500 000 litros (660 676 galones) de diesel.

*Plataformas de separación y quemador.*- Se construyen cuando no existe la infraestructura para el tratamiento de gas obtenido. Su finalidad es eliminar rápidamente este gas para evitar la posibilidad de accidente.

La eliminación de gas se realiza mediante quemadores. El quemador generalmente se encuentra constituido por una torre cónica de estructura metálica. Generalmente se localizan en plataformas lo mas separado posible de las plataformas de perforación y producción por razones de seguridad.

Generalmente se alojan tres diferente líneas de tubería en las torres cónicas del quemador: la línea de gas central, la línea de gas alimentadora de la flama del piloto, y la línea de la flama de ignición. Se puede llegar a encontrar una línea adicional en las torres que es para uso en caso de emergencia, si se vuelve necesario quemar temporalmente la producción total de crudo proveniente del pozo.

*Plataformas diversas.*- Dentro de estas plataformas se clasifican todas las instalaciones que se pueden colocar adicionalmente en un complejo de explotación.

Entre estas se encuentran las plataformas estabilizadoras, que se encargan de separar el gas que proviene de las plataformas de compresión, así como algunos metales pesados que se desprenden del crudo debido al enfriamiento que sufre este al ser conducido por la tubería submarina.

También se encuentran las plataformas de inyección de agua, que se utilizan para reinyectar agua a los pozos que necesitan mayor presión para arrojar el crudo a la superficie (Fig.2.13).

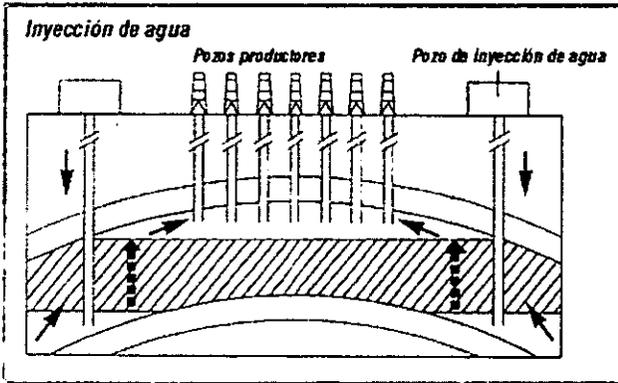


Fig. 2.13 Inyección de agua

## Capítulo III

### EMISIONES ATMOSFERICAS

#### 3.1 Fuentes de emisión en plataformas marinas.

De acuerdo con las actividades de producción de petróleo y gas costa afuera, las emisiones contaminantes están determinadas por las siguientes fuentes:<sup>11</sup>

##### *Subcategorías de fuentes puntuales*

- Equipo de combustión interna
- Calentadores a fuego directo
- Quemadores
- Venteos
- Tanques de almacenamiento
- Fugas en tuberías y equipos.

##### *Fuentes de área*

Dentro de esta categoría se pueden mencionar, instalaciones móviles de perforación y sondeo, helicópteros y barcas de transporte.

Las emisiones derivadas de estas fuentes incluyen contaminantes como monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), compuestos orgánicos volátiles (COVs), partículas (PM), dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), hidrocarburos policíclicos aromáticos (PAHs), ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) y otros contaminantes peligrosos (HAPs).

De acuerdo con las fuentes de emisión mencionadas anteriormente, las emisiones atmosféricas se pueden clasificar como:

- (a) Emisiones por Combustión
- (b) Emisiones por Venteos
- (c) Emisiones por Almacenamiento
- (d) Emisiones fugitivas

*Emisiones por combustión.* La combustión puede ser externa, cuando se trata de calderas y calentadores; o interna en el caso de motores y turbinas de gas.<sup>19</sup> Generalmente se clasifica de forma separada a los quemadores, que se utilizan para controlar las emisiones de COVs y para convertir H<sub>2</sub>S y compuestos de azufre a SO<sub>2</sub>.<sup>11</sup> Calderas y calentadores, motores de combustión interna, turbinas y quemadores, emiten contaminantes como PAHs, NO<sub>x</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, COVs, PM, SO<sub>2</sub>.

*Emisiones por venteos.* A veces el equipo es detenido por emergencias u operaciones de mantenimiento. Cualquier gas remanente en el equipo y la tubería correspondiente debe ser liberado para reducir la presión del servicio anterior. Este proceso es llamado desfogue (blowdown).<sup>20</sup> En recipientes que no operan a presión atmosférica, una cierta cantidad de gas puede ser venteado para proteger el tanque y eliminar la sobrepresión.

Todos los procesos en los que un gas es liberado a la atmósfera se consideran como venteos.<sup>11</sup> Las emisiones por este tipo de actividad dependen de la composición del fluido. Para el caso de petróleo o gas las emisiones principalmente son de COVs, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

*Emisiones por almacenamiento.* Se usan tanques para almacenar condensados del proceso, así como otros materiales usados o generados durante la producción. Los contaminantes arrojados son COVs.

Las emisiones en tanques de almacenamiento incluyen pérdidas por trabajo y pérdidas por respiración. Las pérdidas por trabajo se refieren a la combinación de perdidas por carga y descarga del tanque.<sup>3</sup>

Conforme el líquido entra al tanque y se eleva su nivel, el volumen del espacio de vapor en la parte superior de ese tanque debe disminuir. Normalmente ese espacio de vapor se conecta por medio de un desfogue a la atmósfera, de modo que el vapor es expulsado. Al extraer el líquido del tanque, fluirá aire por el desfogue para llenar el espacio que se deja libre al caer el nivel de ese líquido.<sup>3</sup>

Si el tanque no contara con ese desfogue, el cambio de nivel en el líquido causaría una sobrepresión durante el llenado, o un vacío durante la extracción. El aire puede saturarse y cuando se lleve a cabo la operación de carga siguiente, la expulsión de aire arrastrará vapores del líquido contenido en el tanque.

Las pérdidas por respiración se deben a la expulsión de vapor por expansión térmica asociada a cambios diarios de temperatura. Cuando la temperatura aumenta, el volumen del líquido y el vapor aumentan, ocasionando que el vapor salga del tanque a través del venteo. Cuando la temperatura disminuye, entra aire al tanque, lo que tiene un efecto similar a la descarga de líquido mencionado anteriormente.

*Emisiones fugitivas.* Las emisiones fugitivas, son escapes de superficies selladas asociadas con el equipo de proceso.<sup>11</sup> Las fuentes específicas de emisiones fugitivas incluyen varios componentes de equipos como válvulas, bridas y conexiones.<sup>21</sup> Los contaminantes asociados son COVs, H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.

Las emisiones en cada una de las plataformas, están relacionadas con las actividades particulares que se desarrollan en ellas. A continuación se describen cuales son estas actividades y emisiones asociadas.

### 3.1.1 Sistemas móviles.

Las actividades en sistemas móviles incluyen:

- Exploración
- Preparación del sitio de perforación
- Perforación de prueba
- Pruebas del pozo

Los contaminantes liberados por exploración y preparación de sitio de perforación resultan de emisiones por combustión de motores o turbinas utilizados para contrarrestar las corrientes.

Durante las operaciones de perforación de prueba, lodos especialmente formulados circulan a través del pozo para remover los cortes alrededor de la barrena, proveer lubricación, proteger las paredes del pozo, y para controlar la presión de salida. El lodo en la superficie es enviado a un proceso en el cual se despresuriza y posteriormente sus propiedades reológicas se ajustan por adición de productos químicos y remoción de las rocas arrastradas.<sup>19</sup>

Si el equipo de perforación penetra a una reserva que contiene gas, parte del gas puede introducirse en el lodo. Cuando el fluido de perforación es despresurizado el gas sale de la solución. Si el gas se colecta y se envía a quemador, los contaminantes asociados son: SO<sub>2</sub>, PM, CO, CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PAHs.

Por otro lado, el uso de lodos de perforación base orgánica, resultan en emisiones adicionales de H<sub>2</sub>S, CH<sub>4</sub>, COVs y HAPs. Cuando se usa este tipo de líquidos, el crudo se disuelve y al pasar a través de los agitadores dentro del proceso de acondicionamiento, los vapores liberados se exponen directamente a la atmósfera.<sup>20</sup>

Otro tipo de emisiones ocasionadas por perforaciones de prueba, resultan de los llamados reventones (blowouts). Cuando la barrena pasa a través de yacimientos de gas y la densidad del lodo no es tan grande como para controlar el incremento repentino en la presión, el gas puede presionar rápidamente el líquido de perforación fuera del pozo ocasionando emisiones por venteos.<sup>20</sup>

Los cortes separados del lodo en la superficie, son bombeados a una fosa de desechos que los almacena. Las emisiones derivadas son COVs.

Las pruebas de pozos se realizan cuando un pozo explorado tiene un potencial de reserva desconocido por medición del flujo del gas o crudo para determinar si las reservas son económicamente suficientes para soportar la producción. El gas liberado durante la prueba es quemado o venteado directamente a la atmósfera, mientras que el crudo se colecta en un tanque.<sup>20</sup> Lo anterior ocasiona emisiones por combustión y/o emisiones por venteo.

### **3.1.2 Plataformas de perforación.**

Si se trata de una reserva probada, la perforación se realiza en plataformas fijas. Los contaminantes atmosféricos asociados son similares a los mencionados anteriormente para actividades de perforación de prueba. La única fuente continua de emisiones durante la perforación, es la generación de energía eléctrica (ver sección 3.1.8.5). La mayor cantidad de energía requerida proviene de la operación de las bombas de lodo de perforación y de la barrena.

### **3.1.3 Plataformas de producción.**

Después de la extracción de hidrocarburos, el siguiente paso del proceso involucra la separación crudo-gas-agua.

En la primera etapa de separación se utiliza un separador de tres fases. En la segunda etapa el gas entra a los rectificadores donde se recuperan las espumas que aún están contenidas en la corriente.

La corriente de gas fluye por la parte superior del rectificador a través de una línea que tiene dos ramificaciones, en la primera se ubican válvulas de seguridad que en caso de que se abran, dirigen el gas hacia la línea de desfogue y de ahí hasta el quemador. La segunda ramificación se interconecta al sistema de compresión.<sup>15</sup>

Los contaminantes que resultan de los alivios de presión, se traducen en emisiones por combustión. Las fugas en componentes de tuberías (válvulas, bridas, conectores y accesorios) resultan en emisiones de COVs y HAPs.

Algunas veces el crudo puede contener hasta 25% de agua en forma de emulsión aún después de los procesos de separación. En esos casos el crudo es calentado o enviado a una unidad electroquímica para romper la emulsión y remover los remanentes de agua. Las emisiones que resultan de los calentadores incluyen emisiones por combustión.<sup>20</sup>

Una fuente adicional de emisiones resultan de las turbobombas utilizadas para conducir el crudo por tubería, que arrojan emisiones por combustión. En el diagrama 3.1 se ilustran las fuentes de emisión en este tipo de plataformas (no se incluyen emisiones por calentadores).

#### **3.1.4 Plataformas de compresión.**

El gas generado de la plataforma de producción, debe comprimirse para ser transportado. En las plataformas de compresión se cuenta con sistema de compresión, sistema de deshidratación y sistema de endulzamiento de gas.<sup>15</sup>

**Compresión de gas.**

Las emisiones del sistema de compresión de gas, generalmente son el resultado de la combustión en turbinas. En adición a las emisiones por combustión, las emisiones fugitivas de los sellos del compresor y en la tubería deben ser consideradas, así como los venteos y desfuegos (diagrama 3.2).

**Dehidratación con glicol.**

Las unidades de dehidratación se usan para remover agua de las corrientes de gas para prevenir la formación de hidratos y la corrosión en la tubería.<sup>20</sup>

El gas se hace pasar a través de una corriente de Trietilenglicol (TEG), Dietilenglicol (DEG) o Etilenglicol (EG). El gas húmedo entra al desorbedor en el fondo de la columna y fluye hacia arriba a través de una serie de borboteadores. El contacto directo con el glicol, reduce el contenido de agua en el gas a un nivel de menos de 16 Kg/Mm<sup>3</sup> (1lb/MMPC) de gas.<sup>15</sup>

Durante el proceso de absorción, algunos compuestos aromáticos incluyendo el benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (BTEX), hexano así como otros compuestos orgánicos volátiles (COVs) y contaminantes peligrosos del aire (HAPs) presentes en la corriente de gas, se absorben a lo largo de la columna junto con el vapor de agua en la corriente de glicol.

El glicol gastado pasa a una columna de regeneración en donde se remueven el agua y los demás contaminantes, por calentamiento. En muchas instalaciones costa afuera el calor necesario para la regeneración puede proporcionarse con calentadores a fuego directo, o mediante un fluido de transferencia proveniente de una fuente apropiada de calor (cerca de 204°C) como los vapores de descarga de las turbinas de gas o un sistema de calentamiento de aceite.<sup>20</sup>

Las emisiones de la unidad de deshidratación con glicol incluyen las emisiones por combustión (solo si se trata de un calentador a fuego directo), las pérdidas de glicol, las emisiones fugitivas y las emisiones asociadas con el venteo de la torre deshidratadora así como los venteos del proceso de regeneración de glicol.

Por otro lado, el DEG y TEG que no se consideran HAPs pueden degradarse debido a las altas temperaturas formando compuestos como EG que si es considerado un HAP. En el diagrama 3.3 se muestran las emisiones contaminantes por el proceso de deshidratación de gas.

#### ***Remoción de gases ácidos.***

Los gases ácidos sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) y dióxido de carbono ( $CO_2$ ) corroen la tubería y pueden causar serios problemas. El gas debe librarse de estos contaminantes, o "endulzarse", cuando va a ser utilizado como combustible

El método más común para la remoción de gas ácido, utiliza soluciones acuosas de dietanolaminas (DEA), monoetanolaminas (MEA), metildietanolaminas (MDEA), y diglicolaminas(DGA).

El gas natural fluye a contracorriente de una solución de amina que puede absorber gases ácidos. Después de que la solución se satura, es enviada al regenerador. El regenerador calienta la solución y los gases absorbidos son liberados.<sup>15</sup>

Los gases liberados de la columna por esta razón pueden dirigirse directamente a la atmósfera, a un quemador o a una unidad de recuperación de azufre. Las unidades diseñadas para remover sólo  $CO_2$ , generalmente ventean a la atmósfera. mientras que las diseñadas para eliminar  $H_2S$  y  $CO_2$ , dirigen los gases ácidos al quemador o a un sistema de recuperación de azufre.<sup>22</sup>

En este sistema existen emisiones fugitivas en válvulas, bridas, u otras conexiones y también venteos debido al mantenimiento rutinario de reparación o limpieza. En el diagrama 3.4 se encuentran representadas las emisiones derivadas del endulzamiento de gas.

### 3.1.5 Plataformas de enlace.

En este tipo de plataformas se reciben y distribuyen productos de otras plataformas: se recibe la mezcla crudo-gas-agua proveniente de las plataformas de perforación, el crudo separado de la mezcla en plataformas de producción y el gas de plataformas de compresión, para distribuirlos a plataformas de producción, a la terminal marítima de almacenamiento (Dos Bocas) y a la estación terrestre de recompresión (Atasta) respectivamente.<sup>18</sup>

Las plataformas de este tipo, están equipadas con cabezales de recepción y envío de crudo y gas. Además cuentan con trampas de diablos. Un diablo es un dispositivo físico, generalmente en forma de bala, que puede variar en tamaño y tipo de material como plástico, espumas de uretano y caucho. Los diablos se utilizan para asistir la transferencia de producto, la separación del producto y la limpieza del ducto.<sup>15</sup>

En las corridas de diablos, el diablo se inserta en una trampa y es conducido a través de la tubería por medio de un fluido que lo empuja.

En líneas de baja presión es necesario abrir la trampa destino para asegurar la presión diferencial, ocasionando emisiones por venteo. Cuando el diablo llega a la trampa, el fluido utilizado para el transporte puede liberarse a la atmósfera. En el caso de limpieza de ductos, los desechos removidos también son contaminantes atmosféricos.<sup>20</sup>

El diagrama 3.5 ilustra las emisiones contaminantes de las actividades desarrolladas en plataformas de enlace, que incluyen emisiones de COVs, HAP y CH<sub>4</sub> por corridas de diablos.

### **3.1.6 Plataformas habitacionales.**

Las emisiones en plataformas habitacionales están relacionadas con la generación de energía eléctrica, de la cual se hablará en la sección 3.1.8.5, y con el consumo de gas destinado a necesidades básicas requeridas por el personal alojado en estas plataformas como preparación de alimentos, calentamiento de agua y secado de ropa.

### **3.1.7 Plataformas de inyección de agua.**

Las plataformas de inyección captan el agua de mar y la acondicionan para su inyección de acuerdo a condiciones específicas de control. El acondicionamiento de agua incluye filtración, desaereación y bombeo, además de la inyección de productos químicos a lo largo del proceso.

Las emisiones en plataformas de inyección de agua están relacionadas con la combustión en turbobombas y a la generación de Hipoclorito de sodio (NaOCl). El NaOCl es utilizado para controlar el contenido bacteriológico del agua extraída del mar.

### **3.1.8 Servicios auxiliares.**

Los servicios auxiliares que a continuación se mencionan, se consideran fuentes de emisión en plataformas, de acuerdo con los contaminantes arrojados que a su vez corresponden con actividades de combustión, venteos, almacenamiento y fugas de equipos y accesorios de tubería.

### 3.1.8.1 Gas inerte.

Este servicio tiene la finalidad de cubrir las necesidades de gas de agotamiento, atmósfera inerte, gas de purga y gas de respaldo para instrumentos.

El gas inerte se obtienen por combustión de gas natural. El paquete está formado por una cámara de combustión, compresor, enfriador y separadores de condensados de alta y baja presión.<sup>23</sup>

De acuerdo con lo anterior, los contaminantes asociados a la cámara de combustión y a emisiones fugitivas son CO, CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, COVs, y SO<sub>2</sub>, PM y PAHs. (Diagrama 3.6)

### 3.1.8.2 Aceite de calentamiento.

El aceite de calentamiento se utiliza como fluido de transferencia de calor. El aceite se calienta en un horno que opera principalmente con gas combustible, y que da lugar a emisiones por combustión.

La circulación del aceite de calentamiento a través del horno es forzada por una bomba centrífuga localizada entre la alimentación del horno y el retorno de aceite de calentamiento proveniente de los usuarios. Para fluidos de alta presión de vapor requiere de un sistema presurizado, utilizando un gas inerte a una presión de 172 a 1034 KPa (25 a 150psig).<sup>23</sup> En el diagrama 3.7 se muestran las emisiones asociadas a este servicio.

### 3.1.8.3 Diesel.

En plataformas se utiliza diesel como combustible para los generadores de energía, bombas contra incendio, horno del sistema de aceite de calentamiento y del sistema generador de gas inerte, grúas y en algunas ocasiones como diluyente químico.<sup>20</sup>

El sistema está conformado para los servicios de recepción, purificación, almacenamiento y distribución.<sup>23</sup> El almacenamiento da lugar a emisiones de COVs. El diesel generalmente se almacena en un tanque con capacidad equivalente a la máxima demanda de operación diaria durante 14 días. El diagrama 3.8 ilustra el sistema descrito y sus emisiones contaminantes.

#### **3.1.8.4 Tratamiento de agua amarga.**

Antes de descargarse al mar el agua amarga debe tratarse. La mezcla gas amargo-crudo-agua se envía al sistema de tratamiento de desechos aceitosos y a la torre agotadora de gas ácido.

El aceite recuperado se envía a almacenamiento, el agua amarga separada se envía a control de nivel a la torre agotadora de gas ácido en donde fluye a contracorriente con gas inerte a través del lecho empacado. El agua tratada sale por el fondo de la torre para enviarse directamente al mar.<sup>23</sup>

El gas inerte arrastra los gases ácidos presentes en el agua para después enviarse al sistema de desfogue. Las emisiones derivadas de este servicio (diagrama 3.9) corresponden a los venteos dirigidos al quemador y a emisiones fugitivas del equipo y tubería que interviene en el proceso.

#### **3.1.8.5 Energía eléctrica.**

El uso de la energía eléctrica y el grado de dependencia de este varía para cada plataforma.

Se emplea básicamente para accionar los diferentes equipos de las unidades de proceso y de servicios, así como; a los sistemas de comunicación, alumbrado e instrumentos.

El sistema esta constituido por la fuente generadora (turbogenerador), equipo de transformación (transformadores), dispositivos de conmutación y protección (subestación eléctrica), tendido de línea y distribución a usuarios.<sup>23</sup>

Para la operación de turbogeneradores se requiere de un sistema de lubricación que proporcione suficiente aceite frío a los cojinetes, engranes y ejes estriados de la turbina de gas para evitar excesiva fricción y calentamiento. Por otro lado, la potencia del fluido requerido para operar los componentes de control es proporcionada por el sistema de suministro hidráulico.

Uno de los sistemas auxiliares requeridos por el generador, lo constituye el aceite lubricante. Este tiene la finalidad de proporcionar lubricación a las distintas partes del generador, con el fin de evitar desgastes y sobrecalentamiento. El sistema descrito y las emisiones asociadas con la combustión, se ilustran en el diagrama 3.10.

#### **3.1.8.6 Tratamiento químico.**

El objetivo de este servicio es suministrar y distribuir los productos químicos necesarios en cada proceso. El paquete de tratamiento consta de tanques de almacenamiento y bombas dosificadoras. Las emisiones relacionadas con este servicio corresponden a las derivadas de los tanques de almacenamiento, de acuerdo con las composición del fluido almacenado, y las fugitivas correspondientes a sellos de bombas, válvulas, bridas y conexiones.

#### **3.1.8.7 Sistema de desfogue.**

Este sistema recolecta los desfogues de alta y baja presión, además separa los condensados y los envía a la plataformas de enlace para su envío a tierra.

Los desfuegos de alta presión se dirigen a un separador, los condensados generados se envían a tierra por conducto de una bomba y a través de las plataformas de enlace. Los desfuegos de baja presión, son conducidos al quemador previo paso por un tanque de sello líquido. Por medio de una pierna de condensados, los líquidos son retenidos y drenados antes de llegar al quemador.

Los quemadores se utilizan para controlar las emisiones de COVs y para convertir  $H_2S$  y compuestos de azufre a  $SO_2$ . También pueden utilizarse para controlar las emisiones en unidades de deshidratación con glicol, y unidades de endulzamiento con aminas (Proceso Girbotol).

El quemado controlado y seguro del gas por razones comerciales o técnicas es una fuente muy importante de emisiones por combustión.

#### **3.1.8.9 Generación de ácido sulfuroso.**

Los gases ácidos ( $H_2S$  y  $CO_2$ ) obtenidos en la etapa de regeneración de amina de las plantas de endulzamiento, algunas veces se envían a un proceso de combustión y absorción. En una cámara de combustión, se lleva a efecto la reacción de  $H_2S$  para formar bióxido de azufre ( $SO_2$ ) a  $650^\circ C$ .

Los gases se enfrían y pasan a la parte inferior de una torre absorbadora, donde en contacto a contracorriente con agua filtrada de mar genera ácido sulfuroso. Los gases pobres en  $SO_2$  de la torre contactora se dirigen al quemador y salen a la atmósfera por conducto de la chimenea.

La finalidad de este producto es controlar el pH y secuestrar el oxígeno residual en el proceso de desareación de las plataformas de inyección de agua. Las emisiones asociadas a este servicio corresponden a emisiones por combustión, venteo y emisiones fugitivas.

### 3.2 Estimación de las emisiones.

Con el fin de establecer los métodos de estimación utilizados en la realización del inventario de emisiones en la Sonda de Campeche se compilaron factores de emisión y metodologías para realizar un inventario teórico.

La mayor parte de los factores de emisión se obtuvieron de estudios realizados por el American Petroleum Institute (API, 1993, 1995 y 1996), la Asistencia Petrolera Empresarial Latinoamericana (ARPEL, 1998), y el documento *Compilation of Air Pollution Emissions Factors (AP-42)*, Volumen I: Stationary Point and Area Sources (EPA,2000).

Además se revisaron documentos publicados por Air & Waste Management Association (1996 y 1997), en donde se evalúan las diferentes técnicas de estimación de las emisiones.

La ecuación básica utilizada para calcular las emisiones con factores de emisión es la siguiente:<sup>5a. 22</sup>

$$E_x = FE_x \times Q \quad \text{Ec. 3.1}$$

Donde

$E_x$ es la emisión anual del contaminante X	Kg/año]
$FE_x$ es el factor de emisión del contaminante X	[Kg/componente-h]
Q es el nivel de actividad asociado.	[Componentes-h]

#### 3.2.1 Sistemas móviles y plataformas de perforación.

Como se mencionó en la sección 3.2.1, cuando el fluido de perforación es despresurizado el gas sale de la solución. La tabla 3.1 contiene los factores de emisión utilizados para estimar la cantidad de gases relevados a la atmósfera por este tipo de operaciones.

**Tabla 3.1 Emisión de gases por despresurización en fluidos de perforación acuosos (kg/m<sup>3</sup> de agua).**

Emisión	Temperatura °C	Presión (Bar)		
		50	60	70
Metano	5	0.05	0.04	0.04
	60	0.83	0.75	0.68
	100	1.33	1.18	1.24
	150	1.68	1.55	1.5
Etano	5	0.1	0.08	0.07
	60	1.12	1.03	0.96
	100	1.27	1.2	1.18
	150	1.37	1.34	1.34
Propano	5	0.15	0.11	0.1
	60	0.7	0.64	0.61
	100	0.72	0.6	0.64
	150	0.77	0.72	0.69
Butano	5	0.18	0.16	0.15
	60	0.42	0.42	0.42
	100	0.42	0.42	0.42
	150	0.42	0.42	0.42
H <sub>2</sub> S*	5	5.82	4.81	4.67
	60	63.14	66.29	70.32
	100	63.14	66.29	70.32
	150	63.14	66.29	70.32
CO <sub>2</sub>	5	1.69	1.2	0.86
	60	37.73	33.27	29.73
	100	49.7	45.73	42.19
	150	54.1	51.1	48.54

\* Para gas amargo.

Fuente: ARPEL "Atmospheric Emissions Inventory Methodologies in the Petroleum Industry", 1998

Un segundo tipo de emisiones del sistema degasificador de lodos ocurre cuando el líquido de perforación es base orgánica. En este caso el lodo puede disolver más rápido el crudo que el agua, así que cuando el lodo pasa a través del agitador, los vapores de crudo se exponen directamente a la atmósfera.

Para estimar las emisiones se puede utilizar el factor de 0.04314 kg de vapor/m<sup>3</sup> de lodo.<sup>19</sup> La especiación se obtiene utilizando la composición representativa de los vapores.

Las emisiones en tanques de lodos se pueden estimar utilizando los factores de emisión reportados por ARPEL (1998), suponiendo que cada equipo de perforación tiene tres tanques de lodo activos, cada uno de los cuales es rectangular, con un área superficial de  $22.3 \text{ m}^2$  y una temperatura promedio de  $60^\circ\text{C}$ . Si el tiempo de perforación no está disponible se puede suponer que 9.3 días se requieren para la perforación de un pozo.

Cuando se encuentre disponible información sobre dimensiones, color, presión de vapor y composición química del líquido almacenado, es conveniente utilizar el programa TANKs de la EPA. Los datos de entrada para este programa incluyen además condiciones meteorológicas del lugar.

En cuanto a las emisiones por pruebas de pozos, datos canadienses y estadounidenses indican que en promedio, cerca de  $800 \text{ m}^3$  de gas en condiciones estándar (aproximadamente 780kg) se emiten por pozo, en operaciones de prueba y limpieza.<sup>20</sup>

La única fuente continua durante la perforación, es la asociada al consumo de energía. La mayor parte de la energía se requiere para accionar las bombas del lodo de perforación y la barrena, sin embargo, un aspecto de la perforación costera afuera que no es común en las operaciones en tierra es que la perforación en aguas profundas requiere barcos de perforación o equipo semisumergible, ninguno de los cuales descansa en el piso oceánico.

Dames y Moore han estimado que los requerimientos de energía para la colocación dinámica que contrarresta las corrientes son de 5 595 KW.<sup>19</sup> Para el equipo de combustión interna que suministre la energía, se deben consultar los datos del fabricante y/o relacionar las emisiones con el tipo de combustible utilizado. Los factores de emisión para algunos equipos de combustión interna se encuentran en el capítulo 3 del AP-42.

Los fluidos de perforación que usan una base aromática (comúnmente 80% en volumen de diesel y 20% de agua), son llamados fluidos invertidos. Los factores de la tabla 3.2 se pueden usar para estimar las emisiones fugitivas de los componentes de tubería.<sup>20</sup> La especiación al igual que en todos los casos de emisiones fugitivas se obtiene con la composición del fluido que pasa por la tubería.

**Tabla 3.2 Emisiones fugitivas durante la Perforación.**

Componente	Perforación (lodo invertido) Kg/pozo/día
Conexión	3.94 E-03
Brida	1.85 E-03
Terminal abierta	2.90 E-02
Sello de bomba	7.63 E-03
Válvula	3.19 E-02
Otros	0.181

\*La categoría otros incluye instrumentos, válvulas de relevo, sellos de compresores y venteos.

Fuente: ARPEL "Atmospheric Emissions Inventory Methodologies in the Petroleum Industry", 1998. y API No 4615.

El número total de componentes en un sitio puede obtenerse por conteo del número de válvulas y usando la tabla 3.3 para estimar la cantidad de los otros componentes. Esta tabla fue desarrollada por un inventario en tres estudios separados en los cuales se tomaron en cuenta 48 lugares sumando un total de 470 000 componentes.<sup>21</sup>

**Tabla 3.3 Porcentaje de componentes totales por tipo en instalaciones costa afuera**

Lugar	Conexión	Válvula	Terminal abierta	Otros
Pacífico	81.5%	14%	2.5%	2%
Golfo de México	80.5%	15%	2.5%	2%

Otros componentes incluyen sellos de bombas, sellos de compresores, válvulas de relevo, instrumentos

Fuente: API 4589

Por otra parte, durante estudios recientes de operaciones de producción del petróleo, se encontró que el número de bridas es igual el número de válvulas, que el número de conexiones es cerca de tres veces el número de válvulas, que cerca del 10% de las válvulas tienen un extremo que puede estar abierto a la atmósfera y que el número de la categoría otros de la tabla 3.2 en un sitio es aproximadamente 5% del número de válvulas. No se encontró correlación entre el número de válvulas y sellos de bombas.<sup>24</sup>

### 3.2.2 Plataformas de producción.

El cálculo de las emisiones por venteos en separadores y rectificadores se basa en el volumen de gas venteado y la composición química del gas. Dependiendo si el gas es venteado o quemado, la metodología de estimación se describe en la sección 3.2.7.

Las emisiones asociadas al rompimiento de la emulsión crudo-agua por calentamiento pueden estimarse con los factores de emisión de la tabla 3.4, reportados para pequeños calentadores (carga térmica menor a 10GJ/h).<sup>20</sup>

**Tabla 3.4 Emisiones en calentadores de gas con carga térmica menor a 10GJ/h**

Contaminante	g/m <sup>3</sup> de combustible	g/GJ
CO <sub>2</sub>	1880	50270
CO	0.561	15*
CH <sub>4</sub>	0.043	1.15
NMHC	0.40	1.08*
NO <sub>x</sub>	1.601	42.8
NO <sub>2</sub>	0.00131	0.035*
Particulas	1.608	43*
SO <sub>2</sub>	0.0075	0.20

\* indica que están basados en calentadores grandes.

Se usó un poder calorífico típico de 37 4MJ/m<sup>3</sup> para gas natural.

Fuente ARPEL 'Atmospheric Emissions Inventory Methodologies in the Petroleum Industry', 1998

Las emisiones por operación de las turbobombas que conducen el crudo por la tubería, se calculan a partir de factores de emisión reportados en el AP-42 para turbinas de gas (tabla 3.5).

**Tabla 3.5 Factores de emisión para turbinas de gas**

Contaminante	Ton/PJ*
CO	3.5385E+01
CO <sub>2</sub>	4.7294E+04
NO <sub>x</sub>	1.3887E+02
SO <sub>2</sub>	404.152S**
CH <sub>4</sub>	3.7148E+00
COVs	8.8570E-01
PM total	2.8506E+00
PAH	9.5879E-04

\*Basados en un PCS para el gas combustible de 3851J/m<sup>3</sup>

\*\*S= % de azufre en el combustible

Fuente: AP-42, Volumen I, Capítulo 3, Sección 1, Noviembre, 2000

Las emisiones fugitivas por operaciones de producción de gas y crudo costa afuera se resumen en la tabla 3.6. Esta tabla puede aplicarse a líneas en las que se maneje gas o crudo, el cálculo aproximado del número de componentes, puede hacerse conociendo el número de válvulas como se menciona en la sección 3.2.1. para emisiones fugitivas en sistemas móviles y plataformas de perforación.

**Tabla 3.6 Factores de emisión para emisiones fugitivas en operaciones costa afuera. (kg/hr)**

Componente	Promedio	Concentración de hidrocarburos	
		0-10,000 ppm	Mas de 10,000ppm
Conector	1.08 E-04	9.67 E-06	0.02836
Brida	1.97 E-04	2.51 E-05	0.08504
Terminal abierta	1.02 E-03	1.78 E-05	0.03031
Sello de Bomba	1.96 E-04	1.96 E-04	0.07395
Válvula	5.16 E-04	1.61 E-05	0.06403
Otros	6.95 E-03	7.12 E-05	0.07285

\*La categoría otros incluye instrumentos, válvulas de relevo, sellos de compresores, y venteos.

Fuente API 4615

Estrictamente hablando, la composición del fluido que pasa a través del componente debe usarse para la especiación de las emisiones, sin embargo, en ausencia de datos específicos del sitio pueden utilizarse los listados en la tabla 3.7.

**Tabla 3.7 Factores de especiación para emisiones fugitivas en operaciones de producción de gas costa afuera.**

Sustancia	Composición
Metano	0.79100
NMHC	0.21000
COVs	0.11000
C6+	0.00673
Benceno	0.00133
Tolueno	0.00089
Etilbenceno	0.00016
Xileno	0.00027

Fuente. API 4615

En el API 4589 (1993), se encuentra reportado un factor de emisión global para emisiones fugitivas en operaciones costa afuera que también puede utilizarse. El factor de emisión es  $2.495 \times 10^{-3}$  Kg/día - componente (0.0055lb/día - componente).

### 3.2.3 Plataformas de compresión.

Los factores de emisión de la tabla 3.5 también deben utilizarse para estimar las emisiones asociadas a la combustión en compresores accionados por turbinas de gas. Puede utilizarse el poder calorífico del gas combustible generado en la plataforma o un valor típico de  $37.4 \text{ MJ/m}^3$ .

Las emisiones fugitivas en estas plataformas se pueden estimar utilizando las tablas 3.6 y 3.7 y la metodología descrita en la sección 3.2.1 para el cálculo aproximado del número de componentes por tipo.

**Deshidratación de gas.**

En general se puede utilizar el método de análisis del glicol rico y el pobre o el programa de simulación GRI-GLYCalc desarrollado por el Gas Research Institute (GRI)<sup>25</sup>. EL programa GRI-GLYCalc, está diseñado para estimar las emisiones de BTEX e hidrocarburos.

El método de análisis de la muestra de glicol rico - glicol pobre permite hacer un balance de materia para calcular las emisiones de la siguiente manera<sup>11</sup>:

$$\text{Ton/año} = (R - L) \times G \times (365 \times 10^{-4}) \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

- R - Concentración de contaminante en la muestra de glicol rico [mg/l]  
 L - Concentración de contaminante en la muestra de glicol pobre [mg/l]  
 G - Flujo de glicol en el sistema de deshidratación [m<sup>3</sup>/día]  
 365 x 10<sup>-4</sup> - Factor de conversión [l-día-ton/m<sup>3</sup>- mg-año]

A falta de otras especificaciones y suponiendo que el gas es venteado, las emisiones por regeneración de TEG y DEG se dan a continuación en la tabla 3.8.

**Tabla 3.8 Emisiones por regeneración de glicol  
(kg/1000m3 de gas a STP)**

Componente	TEG	DEG
Benceno	0.0162	0.0052
Metano	0.2214	0.0492
Etano	0.1111	0.0247
C <sub>3</sub> - C <sub>5</sub>	0.1602	0.0356
CO <sub>2</sub>	0.0697	0.0155

Fuente: ARPEL "Atmospheric Emissions Inventory Methodologies in the Petroleum Industry", 1998

Para regeneradores de glicol con calentador a fuego directo se pueden usar los factores de emisión para pequeños calentadores (menos de 10GJ/h) mencionados en la sección 3.2.2. Los requerimientos de combustible dependen del contenido de agua en el gas, pero si no existen datos disponibles un promedio es 13 039.93 J/m<sup>3</sup> de gas procesado (350 000 BTU/ 10<sup>6</sup> ft<sup>3</sup> de gas procesado).<sup>20</sup>

Existen muy pocos datos acerca de la cantidad de emisiones de glicol por el deshidratador. Mapes (1971) reportó una pérdida de glicol por venteo de aproximadamente 13.36 x 10<sup>-3</sup> m<sup>3</sup> de glicol/10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> de gas (0.1gal/10<sup>6</sup> ft<sup>3</sup> de gas).<sup>19</sup>

### ***Remoción de gases ácidos***

Se ha desarrollado un programa llamado AMINECalc para estimar las emisiones de HAPs y COVs en unidades de endulzamiento con aminas.<sup>22, 25</sup>

Por otro lado, también puede usarse el método de análisis de amina rica-amina pobre, en donde se hace un balance de materia para obtener un ecuación semejante a la ecuación 3.2.<sup>11,22</sup> Si los venteos son enviados al quemador las emisiones corresponden a la combustión en quemadores. El método de cálculo para emisiones en quemadores, se describe en la sección 3.2.7.

### **3.2.4 Plataformas de enlace.**

En líneas de baja presión se estima que el venteo resultante de aperturas de trampas, que asegura la existencia de suficiente presión diferencial para el transporte de diablos, y los venteos de tubería asociados a la reparación o instalación de tubería, liberan a la atmósfera aproximadamente 1.26 kg de gas por pozo activo por año.<sup>20</sup>

También se estima que la cantidad total de gas venteado como resultado de pull-backs, es de 0.55 kg de gas por pozo por año<sup>20</sup> (se le llama pull-back a la acción de ventear a la atmósfera pequeñas secciones de tubería durante diez segundos para remover el agua contenida en ellas).

En líneas de alta presión las emisiones ocurren cuando las trampas de diablos son despresurizadas por apertura. Las cámaras son típicamente de 1 m de longitud y tienen un diámetro de 5 cm más grande que el diámetro de la tubería. No todo el sistema de alta presión es limpiado (sólo cerca del 40%), y la frecuencia varía de semanalmente a anualmente, pero un promedio puede ser 5 a 6 veces por año.<sup>20</sup>

De acuerdo con los datos anteriores, las emisiones por remoción de agua puede estimarse con los factores de la tabla 3.9.

**Tabla 3.9 Emisiones por remoción de agua en líneas de alta presión.**  
(kg de gas / operación)

Diámetro nominal mm	Presión de la línea (bars)			
	10	20	50	100
101.6	0.28	0.54	1.31	2.59
152.4	0.5	0.96	2.33	4.61
203.2	0.77	1.48	3.59	7.1
254	1.15	2.2	5.35	10.6
304.8	1.58	3.02	7.34	14.53

Fuente: ARPEL "Atmospheric Emissions Inventory Methodologies in the Petroleum Industry", 1998

En algunos casos es necesaria la depresión de largas secciones de tubería para hacer reparaciones o instalación de nuevas líneas. Una compañía ha estimado que el promedio de gas relevado durante depresiones en sistemas de recolección a altas presiones es de 3017kg.<sup>20</sup>

### **3.2.5 Plataformas habitacionales.**

En plataformas habitacionales las emisiones por combustión de gas pueden determinarse usando los factores de emisión listados en el AP-42 volumen I.

### **3.2.6 Plataformas de inyección de agua.**

Las emisiones por combustión en turbinas se pueden estimar utilizando los factores de emisión de la tabla 3.5. Las emisiones derivadas del sistema de generación de hipoclorito de sodio corresponden al tanque acumulador de hidrógeno y se pueden calcular como emisiones por venteo (sección 3.2.7).

### **3.2.7 Servicios auxiliares.**

Las emisiones en servicios auxiliares, y en general, las de cualquier actividad, se pueden calcular utilizando factores de emisión y metodologías para combustión, venteo, almacenamiento y fugas .

#### ***Combustión***

Las emisiones en motores y turbinas de gas, responsables de la operación de compresores, bombas y generadores de energía eléctrica, se pueden estimar con factores de emisión listados en el Volumen 1, Capítulo 3 del documento del AP-42 para fuentes de combustión interna. Los datos de carga específica y tipo de motor deben conocerse ya que la velocidad de emisión depende del tipo de motor y del combustible utilizado.

En exploración, se usa casi siempre petróleo crudo destilado. En el desarrollo de la perforación, la elección del combustible depende de los efluentes del pozo mismo. La mayor parte del equipo destinado a generación de energía para la etapa de perforación es del tipo diesel - eléctrico con motores reciprocantes.

En otros casos el combustible es gas natural, dual (gas y diesel) o propano. Los factores de emisión de la tabla 3.10 se utilizan para estimar las emisiones en motores de combustible dual.

**Tabla 3.10 Factores de emisión para turbogeneradores con combustible dual**

Contaminante	Ton/PJ
CO	4.9874E+02
CO <sub>2</sub>	4.7294E+04
NO <sub>x</sub>	1.1609E+03
SO <sub>2</sub> *	214.9749S <sub>1</sub> +382.6553S <sub>2</sub>
CH <sub>4</sub>	2.5797E+02
COVs	8.5990E+01

S<sub>1</sub>=%de azufre en el diesel

S<sub>2</sub>=% de azufre en el gas

\* Asumiendo que todo el S es convertido a SO<sub>2</sub>, que el combustible dual es una mezcla de 5% de diesel y 95% de gas. Para diesel: PCS =44.8890MJ/Kg, densidad =850.87Kg/m<sup>3</sup> y para el gas combustible PCS de 39 1198 MJ/m<sup>3</sup>.

Fuente: AP-42 Cap. 3 Sección 4. Octubre. 2000

Los factores de emisión para equipos de combustión externa como calderas y calentadores que proveen calor o vapor para muchos procesos como generación de gas inerte, rehervidores de la unidad deshidratadora y de la unidad de endulzamiento, se encuentran reportados en el Capítulo I del AP-42 Vol. I. En el caso de quemadores elevados de gas natural con sistema de inyección de vapor los factores de emisión se listan en la tabla 3.11.

**Tabla 3.11 Emisiones en quemadores de gas natural asistidos con vapor.**

Contaminante	Toneladas/PJ*
CH <sub>4</sub>	1.28
COVs (NMHC)	1.2
NO <sub>x</sub>	59.9
N <sub>2</sub> O	Trazas
Partículas	43.0
CO	15.0
CO <sub>2</sub> para el gas natural	65350**
SO <sub>2</sub>	**

\*\* Preferentemente por análisis de componentes.

Fuente: ARPEL "Atmospheric Emissions Inventory Methodologies in the Petroleum Industry", 1998

El poder calorífico del gas es determinado utilizando los valores listados en la tabla 3.12 y el análisis del gas, o con el valor típico de 37.4 MJ/m<sup>3</sup> de gas.

**Tabla 3.12 Poder calorífico de los componentes del gas natural.**

Componente	Poder calorífico superior GJ/tonelada	Poder calorífico inferior GJ/tonelada
H <sub>2</sub>	141.7876	119.9551
H <sub>2</sub> S	16.5146	15.212
C <sub>1</sub>	55.5007	50.0137
C <sub>2</sub>	51.8791	47.4876
C <sub>3</sub>	50.3486	46.3549
iC <sub>4</sub>	49.4089	45.6222
nC <sub>4</sub>	49.5275	45.7408
iC <sub>5</sub>	48.9042	45.2430
nC <sub>5</sub>	49.0135	45.3547
C <sub>6</sub>	48.6306	45.0677

Fuente: ARPEL "Atmospheric Emissions Inventory Methodologies in the Petroleum Industry", 1998

Las emisiones de CO<sub>2</sub> y SO<sub>2</sub> se estiman asumiendo combustión completa del Carbono y azufre o aplicando la eficiencia del quemador.

Para quemadores sin sistema de inyección de vapor la eficiencia de combustión es menor. En general se puede suponer una eficiencia de 95% para sistemas sin sistema de inyección de vapor y utilizar los factores de la tabla 3.11.<sup>20</sup>

Para quemadores de gas amargo, pueden utilizarse los factores para gas amargo asociado a crudo pesado de la tabla 3.13.<sup>20</sup>

La generación de monóxido y productos de pirólisis como PAH puede ser mucho más grande de lo que se cree. Strosher (1996), realizó un estudio en el cual reporta concentraciones de PAH entre 1.5 y 2m de la llama visible en quemadores de gas amargo localizados en baterías de petróleo.<sup>26</sup>

Tabla 3.13 Emisiones en quemadores de gas amargo.

Contaminante	Kg/m <sup>3</sup> de gas quemado
CH4	0.0099
COVs (NMHC)	0.0673
NOx	0.0016
Partículas	0.0021
CO	0.0216
CO <sub>2</sub>	*
SO <sub>2</sub>	*

\*Preferentemente por análisis de componentes  
 Fuente: ARPEL "Atmospheric Emissions Inventory Methodologies in the Petroleum Industry", 1998

Las emisiones en quemadores dependen de las condiciones climatológicas, contenido calórico del gas y condiciones de operación. Otros factores de emisión reportados para quemadores se encuentran en el capítulo 13 del AP-42 volumen I.

**Venteos**

El cálculo de las emisiones contaminantes por venteos se basa en el volumen de gas venteado y la composición química del gas de acuerdo con la siguiente expresión:

$$E_x = \frac{Q \cdot MW \cdot X_x}{C} \quad \text{Ec. 3.3}$$

Donde:

- E<sub>x</sub> - Emisiones del contaminante x [g/día]
- Q - Flujo volumétrico [Mm<sup>3</sup>/día]
- MW - Peso molecular del gas [g/g-mol]
- X<sub>x</sub> - Fracción en peso del contaminante x en la corriente de gas [g de x/g totales]
- C - Volumen molar del gas ideal, a 15°C y 1 atm. [0.0236602 m<sup>3</sup>/g-mol]

Esta ecuación es la forma más acertada para calcular emisiones por venteo, bombas actuadas con gas, reventones (blowouts), desfuegos y prueba de pozos. También puede utilizarse para las emisiones de gases ácidos por venteos en unidades de endulzamiento.

***Tanques de almacenamiento.***

En el capítulo 7 del AP-42 volumen I se describe la metodología utilizada en el programa TANKs para estimar las emisiones por trabajo y respiración en tanques de almacenamiento.<sup>25</sup>

Los datos de entrada incluyen dimensiones, color, presión de vapor y composición química del líquido almacenado, además de condiciones meteorológicas del lugar.

Para pérdidas por expansión repentina (flasheo) es preferible utilizar el modelo desarrollado por el API y el GRI: E&PTank. Este modelo es válido para líquidos entre 15 y 68° API. También pueden utilizarse las correlaciones de Vazquez-Beggs/Rollins, McCain, y Creeger.<sup>22</sup>

***Emisiones fugitivas.***

Las emisiones fugitivas en servicios deben estimarse de acuerdo al análisis del fluido que pasa por el componente. No existen datos registrados de la cantidad de contaminante por componente excepto las mencionadas anteriormente para servicio de gas y crudo mostrados en la tabla 3.6 y la especiación de la tabla 3.7.

La tabla 3.7 es utilizada para la especiación de la instalación completa y no para corrientes individuales. Las siguientes ecuaciones pueden dar una aproximación de las emisiones de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> para gas amargo.

$$E_{CO_2} = E_{CH_4} \left( \frac{Y_{CO_2}}{Y_{CH_4}} \right) 2.743 \quad ; \quad E_{H_2S} = E_{CH_4} \left( \frac{Y_{H_2S}}{Y_{CH_4}} \right) 2.124 \quad \text{Ec. 3.4 y 3.5}$$

Donde:

$E_{CO_2}$ =Emisiones de CO <sub>2</sub>	[Kg/año]
$E_{CH_4}$ =Emisiones de CH <sub>4</sub>	[Kg/año]
$E_{H_2S}$ =Emisiones de H <sub>2</sub> S	[Kg/año]
$Y_{CO_2}$ =Fracción mol de CO <sub>2</sub> en la corriente de gas	[mol de CO <sub>2</sub> /mol totales]
$Y_{CH_4}$ =Fracción mol de CH <sub>4</sub> en la corriente de gas	[mol de CH <sub>4</sub> /mol totales]
$Y_{H_2S}$ =Fracción mol de H <sub>2</sub> S en la corriente de gas	[mol de H <sub>2</sub> S/mol totales]

Es recomendable que las emisiones para actividades específicas sean estimadas separadamente, sin embargo, si la información necesaria no está disponible, pueden usarse valores integrales que contemplen un conjunto de actividades.

El API estima que 0.2034 toneladas de metano son emitidas por cada pozo perforado. Estos resultados incluyen emisiones por venteo, combustión incompleta en quemadores y en operaciones de motores, calderas, etc. Basándose en la composición típica de gas natural, las emisiones de hidrocarburos excepto metano son 0.0324 toneladas por pozo.<sup>20</sup>

Muchos motores de compresores arrancan usando presión de gas para mover la manivela. El gas es entonces quemado o venteado. La cantidad venteada depende del tamaño del motor, el tamaño del ciclo de encendido y el número de estos.

Basado en estimaciones de fabricantes, las emisiones por arranque de un compresor típico son aproximadamente 5.66kg de gas. El número de arranques del compresor es variable, pero un estudio ha estimado tres arranques del compresor por año.<sup>20</sup>

Algunas veces, el gas natural es utilizado para accionar pequeñas bombas de inyección de químicos. Una razón de emisión típica para bombas de inyección química es de 0.42 kg/hr/bomba.<sup>20</sup>

En algunos casos, el gas natural es utilizado como medio actuador de instrumentos. Los factores para instrumentos actuados con gas se muestran en la tabla 3.13

**Tabla 3.14 Factores de emisión para instrumentación que utilizan gas como actuador. (kg/h/componente)**

Componente	Presión de operación (bars)	
	1.4	2.4
Transmisor	0.226	0.535
Controlador	1.132	2.141
I/P Transductor	1.132	2.141
P/P Posicionador	0.604	1.338
I/P Posicionador	0.755	1.606

Fuente: ARPEL "Atmospheric Emissions Inventory Methodologies in the Petroleum Industry", 1998

## Capítulo IV

### ESTUDIO DE CASO

#### 4.1 Plataformas de compresión.

Para realizar un inventario de emisiones es necesario conocer los procesos y actividades contaminantes que se llevan a cabo en el lugar de estudio, así como los niveles de actividad. Para ejemplificar en éste estudio a continuación se describen las características de una plataforma típica de compresión.

##### 4.1.1 Descripción de la instalación.

Las plataformas de compresión forman parte de un complejo o conjunto de plataformas, entre las cuales se encuentran perforación, enlace y producción.

Su función principal consiste en comprimir y acondicionar el gas procedente de la plataforma de producción para posteriormente enviarse a la estación de recompresión terrestre "Atasta".

Las secciones más importantes dentro de ésta instalación son:

- Sistema de compresión de gas amargo
- Sistema de deshidratación de gas amargo
- Sistema de endulzamiento de gas

### Sistema de compresión de gas amargo

Está constituido por cuatro módulos de compresión con capacidad de 2.5485Mm<sup>3</sup>/día (90 MMPCSD) cada uno. Cada módulo de compresión tiene tres compresores centrifugos que son accionados por una turbina de gas.

Los turbocompresores de baja presión tienen la función de comprimir el gas procedente del rectificador de gas que recibe carga de la etapa de separación de baja presión de la plataforma de producción. El gas descargado se une a la succión de la segunda etapa de compresión. En esta etapa, los turbocompresores de alta presión tienen comprimen el gas procedente de los rectificadores de alta presión, que a su vez también reciben carga de la primera etapa de separación de la plataforma de producción (ver diagrama 3.2). La tabla 4.1 muestra la composición del gas que se alimenta a la plataforma de compresión.

**Tabla 4.1 Composición del gas amargo**

Componente	%mol
CH <sub>4</sub>	63.4400
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	17.1330
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	8.4600
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2.4570
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.6360
CO <sub>2</sub>	4.2550
N <sub>2</sub>	0.6810
H <sub>2</sub> O	0.0020
H <sub>2</sub> S	2.9360

Fuente: IMP

### Sistema de deshidratación de gas amargo

La sección de deshidratación tiene la función de eliminar agua de la corriente de gas amargo procedente de la sección de compresión, con el fin de acondicionarlo para su envío a tierra (Atasta), previo paso por la plataforma de enlace. La planta de deshidratación tipo paquete. utiliza Trietilenglicol (TEG) como medio de absorción de agua, para un flujo de 8.4950 Mm<sup>3</sup> de gas amargo/día (300MMPCSD). La composición del gas deshidratado se muestra en la tabla 4.2.

**Tabla 4.2 Composición del gas amargo deshidratado**

Componente	%mol
CH <sub>4</sub>	68.3700
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	12.4800
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	5.4000
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2.0000
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1.0900
CO <sub>2</sub>	5.3300
N <sub>2</sub>	1.0000
O <sub>2</sub>	0.1000
H <sub>2</sub> S	4.2200

Fuente:IMP

En la sección de regeneración se utiliza aceite de calentamiento como medio de suministro de calor (Ver diagrama 3.3).

#### Sistema de endulzamiento de gas

El sistema está conformado por tres plantas tipo paquete que emplean Dietanolamina (DEA) al 30% como agente absorbente de gases ácidos, con capacidad de 339 802.2 m<sup>3</sup>/d (12MMPCSD) cada una.

De la corriente del gas de descarga de los módulos de compresión se deriva una corriente hacia las plantas endulzadoras. De las tres plantas dos operan normalmente y una permanece como relevo. Cada planta cuenta con sección de absorción de gases ácidos y sección de regeneración de DEA, que utiliza aceite de calentamiento como fluido de transferencia de calor (ver diagrama 3.4).

La tabla 4.3 muestra la composición del gas combustible utilizado en la plataforma, con poder calorífico neto de 48.6576 MJ/m<sup>3</sup> (1306 BTU/pie<sup>3</sup>) a 15°C, proveniente del sistema de endulzamiento; por otra parte, la composición del gas ácido generado en la sección de regeneración de DEA se muestra en la tabla 4.4. Estos gases con poder calorífico neto de 8. 52067 MJ/m<sup>3</sup> (288.7 BTU/pie<sup>3</sup>) a 15°C son enviados al sistema de desfogue y de ahí al quemador.

Tabla 4.3 Composición del gas combustible

Componente	%mol
CH <sub>4</sub>	64.1050
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	18.6720
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	11.1690
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	4.3560
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.8500
CO <sub>2</sub>	0.1020
N <sub>2</sub>	0.5280
H <sub>2</sub> O	0.2180
H <sub>2</sub> S	0.0004

Fuente: IMP

Tabla 4.4 Composición de los gases ácidos generados  
en la sección de regeneración de DEA

Componente	%mol
H <sub>2</sub> S	25.4210
CO <sub>2</sub>	61.1180
H <sub>2</sub> O	6.4790
CH <sub>4</sub>	4.9710
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1.3510
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.3710
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.1270
N <sub>2</sub>	0.1620

Fuente: IMP

### Servicios auxiliares

Para su operación la plataforma cuenta con los siguientes servicios auxiliares:

- Generación de gas inerte
- Almacenamiento y distribución de diesel
- Distribución de gas combustible
- Suministro y distribución de agua de mar
- Producción y distribución de agua potable
- Tratamiento de agua aceitosa
- Aceite de calentamiento
- Compresión y distribución de aire para instrumentos y servicios

- Inyección de agentes químicos
- Almacenamiento de líquidos
- Sistema de desfogues
- Generación y distribución de energía eléctrica
- Acondicionamiento de aire
- Sistemas de intercomunicación y telecomunicación
- Grúa
- Equipos contra incendio y salvamento.

#### 4.1.2 Equipo contaminante y niveles de actividad.

En el capítulo anterior se han mencionado los equipos contaminantes y las liberaciones asociadas para cada una de las secciones de las plataformas de compresión y los servicios auxiliares. Las emisiones contaminantes de esta plataforma se derivan de:

- Fugas
- Equipo de combustión
- Tanques de almacenamiento
- Venteos.

Los niveles de actividad en este estudio resultan de recopilaciones y estimaciones que provienen de la literatura consultada.

#### *Fugas*

Las emisiones fugitivas de compuestos orgánicos volátiles pueden proceder de equipos de producción con fugas en sus sellos, válvulas, bridas, conexiones y líneas abiertas.

Para efecto de este estudio y a falta de datos sobre el número de componentes en plataformas de compresión, se utilizará el promedio de componentes totales reportados por API, para plataformas ubicadas en el Golfo de México y en el Pacífico<sup>21</sup>. En el anexo se muestran estos datos. Se considera un número de bombas máximo de 10 y que la plataforma opera 8760 horas al año.

### **Equipo de combustión**

Las motobombas (sistema de agua contra incendio), los turbocompresores (sistema de compresión) y los turbogeneradores (sistema de generación de energía eléctrica) son equipos de combustión interna que deben considerarse. Los niveles de actividad que se muestran en la tabla 4.5, corresponden a consumos de combustible y tiempo de operación de estos equipos.

**Tabla 4.5 Niveles de actividad de equipos de combustión interna**

Nombre	Combustible	Consumo (m <sup>3</sup> /d)	Operación
Motobomba	Diesel	5.014	Auxiliar
Motobomba	Diesel	5.014	Auxiliar
Turbocompresor de AP	Gas Combustible*	162821.887	Total
Turbocompresor de AP	Gas Combustible*	162821.887	Total
Turbocompresor de AP	Gas Combustible*	162821.887	Total
Turbocompresor de AP	Gas Combustible*	162821.887	Total
Turbocompresor de BP	Gas Combustible*	11326.740	Total
Turbocompresor de BP	Gas Combustible*	11326.740	Fuera de s.
Turbocompresor de BP	Gas Combustible*	11326.740	Total
Turbogenerador TG1	Gas Combustible*	16990.110	Fuera de s.
	Diesel**	1.037	Fuera de s.
Turbogenerador TG2	Gas Combustible*	16990.110	Relevo
	Diesel**	1.037	Relevo
Turbogenerador TG3	Gas Combustible*	16990.110	Total
	Diesel**	1.037	Total

\*En condiciones estándar (15°C y 1 atm)

\*\* De acuerdo un gasto de 5% de Diesel y 95% de Gas Combustible. AP-42 Vol. 1 Cap.3

El horno del sistema de aceite de calentamiento y el del generador de gas inerte utilizan diesel como combustible para el arranque, o en situaciones en las que no es posible el suministro de gas. La tabla 4.6 indica el consumo de combustible y tiempo de operación del equipo de combustión externa.

Tabla 4.6 Niveles de actividad de equipo de combustión a flama abierta

Nombre	Combustible	Consumo m <sup>3</sup> /d	Operación
Horno de calentamiento de aceite*	Gas Combustible	19821.795	Total
	Diesel	2.880	Auxiliar
Horno del sistema generador de gas inerte*	Gas Combustible	4587.329	Total
	Diesel	1.469	Auxiliar

\* Este equipo sólo utiliza diesel en operaciones de arranque.

Por otro lado, el quemador elevado es un sistema de control de emisiones de hidrocarburos y de gases ácidos. Los gases provenientes del equipo de endulzamiento y aquellos descargados por depresurización y limpieza de equipos en toda la plataforma se dirigen a este dispositivo.

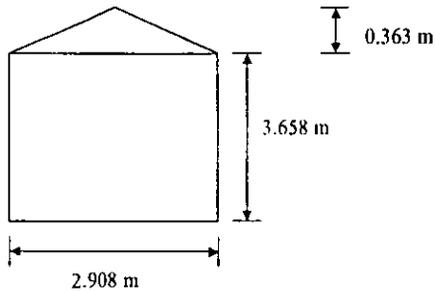
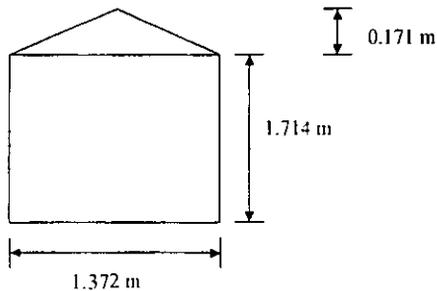
La cantidad de gas ácido proveniente de las dos torres regeneradoras de amina del sistema de endulzamiento de gas, es de 32 026.357 m<sup>3</sup>/d (1.131MMPCSD) para un tratamiento de gas amargo de 594653.85 m<sup>3</sup>/d (21MMPCSD).

La cantidad de gas dirigido al quemador por razones de limpieza o libranza se menciona posteriormente en el apartado de emisiones por venteo. Todo el equipo en operación total trabaja 8 760 horas al año.

### **Tanques de almacenamiento**

Como se menciona en el capítulo anterior, los tanques de almacenamiento de diesel son fuente de emisión de hidrocarburos. Los tanques generalmente se encuentran al 70% de su capacidad de diseño (20,000 l y 2000 l) y se tienen operaciones de carga dos veces por semana. Las propiedades del diesel se encuentran en el anexo.

De acuerdo con el sistema de almacenamiento y distribución de diesel (Ver diagrama 3.8), la plataforma cuenta con dos tanques de techo fijo cuyas características geométricas se ilustran a continuación.

**Tanque de diesel sucio****Tanque de diesel limpio****Venteos**

La cantidad y volumen de los venteos depende de cada día en particular, para recopilar esta información es necesario contar con bitácoras de todos los equipos. En este estudio se considerarán las frecuencias y descargas propuestas para todos los tipos de plataformas: Las operaciones de libranza ocurren cada seis meses para algunas secciones de la plataforma, mientras que el mantenimiento y remplazo puede variar entre 3, 6 y 12 meses. En general, se considera un flujo de 3017Kg de gas venteado cada seis meses<sup>20</sup>. La contribución de cada tipo de gas (amargo, combustible y deshidratado) es la misma.

Por otra parte, los gases generados en la sección de regeneración de glicol del sistema de deshidratación de gas, son venteados a la atmósfera. El flujo de gas en el sistema es de  $9.5711\text{Mm}^3/\text{día}$ .

## 4.2 Emisiones.

El cálculo de las emisiones está basado en los factores de emisión y metodologías mencionadas en el capítulo tres. En el caso de emisiones por almacenamiento, en el anexo se explica la secuencia de cálculo utilizada por el software TANKS 4.0, para tanques verticales de techo fijo con tapa cónica.

### 4.2.1 Emisiones fugitivas.

Usando las correlaciones descritas en la sección 3.2.1 para los diferentes tipos de componentes de tubería, y con los datos descritos en la sección de emisiones fugitivas de este capítulo se tiene que:

$$\text{No. de válvulas} = (\text{No. de componentes} - \text{No. de sellos}) / 5.15 \quad \text{Ec. 4.1}$$

$$\text{No. de válvulas} = (13856 - 10) / 5.15 = 2689$$

Así:

Componente	Método de estimación	Total
Componentes totales	Ver anexo	13856*
Sellos de bombas	Consideración sección 4.2.1	10
Válvulas (V)	Ecuación 4.1	2689
Conexiones	$3 \times (V)^*$	8067
Terminales abiertas	$0.1 \times (V)^*$	269
Otros	$0.05 \times (V)^*$	134
Bridas	$1 \times (V)^*$	2689

\* Correlaciones extraídas de la sección 3.2.1

El cálculo de las emisiones se realiza utilizando la ecuación 3.1:

$$E_x = FE_x \times Q \quad \text{Ec. 3.1}$$

Donde

$E_x$ es la emisión anual del contaminante X	Kg/año]
$FE_x$ es el factor de emisión del contaminante X	[Kg/componente-h]
Q es el nivel de actividad asociado.	[Componentes-h]

En este caso, el nivel de actividad (Q) corresponde al número de componentes por tipo y las horas de operación, mientras que el contaminante se refiere sólo a hidrocarburos totales.

La tabla 4.7 muestra en la segunda columna, el número de componentes agrupados por tipo, en la tercera columna, el factor de emisión promedio extraído de la tabla 3.6, y en la cuarta, las emisiones totales de hidrocarburos calculadas por hora.

La última columna ilustra las emisiones anuales de hidrocarburos, considerando un tiempo de servicio de 8760 horas al año para todos los componentes.

**Tabla 4.7 Emisiones fugitivas**

Componente	No. de componentes	Factor de emisión (kg/h-componente)	Emisiones fugitivas (kg/h)	Emisiones anuales (Kg)
Conexiones	8067	1.08E-04	0.8712	7632.0274
Bridas	2689	1.97E-04	0.5297	4640.4611
Terminal abierta	269	1.02E-03	0.2744	2403.5688
Sello de Bombas	10	1.96E-04	0.0020	17.1696
Válvulas	2689	5.16E-04	1.3875	12154.7102
Otros	134	6.95E-03	0.9313	8158.1880
<b>Total</b>	<b>13858</b>		<b>3.9961</b>	<b>35006.1251</b>

La composición de las emisiones de hidrocarburos (tabla 4.8) se calcula a partir de la tabla 3.7 y la siguiente ecuación:

$$E_x = F_x \times EA_x \quad \text{Ec. 4.2}$$

Donde:

- $E_x$  = Emisiones de contaminante x [Kg/año]
- $F_x$  = Fracción masa del contaminante x [g de X/ g totales]
- $EA_x$  = Emisiones anuales de contaminante x [Kg/año]

**Tabla 4.8 Emisiones fugitivas totales por contaminante**

Sustancia	Fracción masa	Emisiones fugitivas totales (kg/año)	Emisiones por contaminante (kg/año)
Metano	0.79100	35006.1251	27689.8449
NMHC	0.20900	35006.1251	7316.2801
VOC	0.11000	35006.1251	3850.6738
C6+	0.00673	35006.1251	235.5912
Benceno	0.00133	35006.1251	46.5581
Tolueno	0.00089	35006.1251	31.1555
Etilbenceno	0.00016	35006.1251	5.6010
Xileno	0.00027	35006.1251	9.4517

Para el cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, se considera que la contribución de cada contaminante corresponde a la composición de gas de entrada a la plataforma (gas amargo) Así, utilizando las ecuaciones 3.4 y 3.5:

$$E_{CO_2} = E_{CH_4} \left( \frac{Y_{CO_2}}{Y_{CH_4}} \right) 2.743 \quad ; \quad E_{H_2S} = E_{CH_4} \left( \frac{Y_{H_2S}}{Y_{CH_4}} \right) 2.124 \quad \text{Ec. 3.4 y 3.5}$$

Y sustituyendo los datos la tabla 4.1 y 4.8:

- $E_{CH_4} = 27,689.8449 \text{Kg/año}$
- $Y_{CO_2} = 0.04255 \text{ mol de CO}_2/\text{mol totales}$
- $Y_{CH_4} = 0.6344 \text{ mol de CH}_4/\text{mol totales}$
- $Y_{H_2S} = 0.02936 \text{ mol de H}_2\text{S}/\text{mol totales}$

Se tiene que:

- $E_{CO_2} = 5.094.2789 \text{ Kg/año}$
- $E_{H_2S} = 2,721.8733 \text{ Kg/año}$

ESTA TIENE NO CALIFICACION  
DE LA EMPRESA

#### 4.2.2 Emisiones por combustión.

Para el cálculo de las emisiones en los turbocompresores se utiliza la ecuación 3.1, donde el nivel de actividad es la energía requerida por el equipo en base al consumo de combustible.

La energía requerida con base al consumo de combustible, se define como el producto de dos variables: el consumo de gas en el equipo y el poder calorífico del gas. Como se mencionó en la sección 4.1, el gas combustible utilizado en la plataforma de compresión, proveniente del sistema de endulzamiento tiene un poder calorífico de 48.6576 MJ/m<sup>3</sup>.

De acuerdo con la tabla 4.5, el consumo total de gas combustible en los turbocompresores es de 673.941.028 m<sup>3</sup>/d, y ya que el equipo opera 365 días al año, el consumo anual es de 245.9885 Mm<sup>3</sup>.

En la tabla 4.9 se encuentran los factores de emisión recopilados para turbinas de gas (tabla 3.5): el consumo anual de combustible y su poder calorífico y las emisiones anuales por contaminante.

**Tabla 4.9 Emisiones en turbocompresores**

Contaminante	Factor de emisión Ton/PJ*	Consumo de combustible m <sup>3</sup> /año	Poder calorífico PJ/m <sup>3</sup>	Emisiones ton/año
CO	2.7636E+01	245.9885E+06	4.8658E-08	330.7805
NO <sub>x</sub>	1.0846E+02	245.9885E+06	4.8658E-08	1298.2030
CH <sub>4</sub>	2.9013E+00	245.9885E+06	4.8658E-08	34.7259
COVs	6.9174E-01	245.9885E+06	4.8658E-08	8.2796
PM total	2.2263E+00	245.9885E+06	4.8658E-08	26.6473
PAH	7.4882E-04	245.9885E+06	4.8658E-08	0.0090
CO <sub>2</sub>		Por balance de materia		717,501.0171
SO <sub>2</sub>		Por balance de materia		213.0797

\*Basado en el poder calorífico del gas generado en la sección de endulzamiento.

1PJ = 1x 10<sup>15</sup>J

No se utilizaron los factores de emisión de la tabla 3.5 para estimar las emisiones de SO<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>, ya que cuando los datos de composición están disponibles, es más confiable obtener límites máximos de emisión realizando un balance de materia que supone una conversión completa del contenido de carbono y azufre en el combustible a CO<sub>2</sub> y SO<sub>2</sub> respectivamente.

De acuerdo con el balance de materia, para el CO<sub>2</sub> generado por la combustión de gas se tiene que:

$$E_{CO_2} = CO_2 \text{ (entrante)} + CO_2 \text{ (generado)} \quad \text{Ec. 4.3}$$

$$E_{CO_2 \text{ (generado)}} = Q \times Y_{HC} \times (1/C) \times n \times M_{CO_2} \times MW_{CO_2} \quad \text{EC. 4.4}$$

Donde:

$E_{CO_2}$ = Emisiones de CO <sub>2</sub>	[g/año]
$Q$ = Consumo de combustible	[m <sup>3</sup> /año]
$Y_{HC}$ = Fracción mol del HC	[mol de HC/ mol totales]
$C$ = Volumen molar del gas a 15°C y 1atm.	[0.023643 m <sup>3</sup> /g-mol]
$n$ = Generación de CO <sub>2</sub> por mol de HC quemado	[mol de CO <sub>2</sub> /mol de HC]
$M_{CO_2}$ = Conversión de C a CO <sub>2</sub>	[mol de CO <sub>2</sub> /mol C]
$MW_{CO_2}$ = Peso molecular del CO <sub>2</sub>	[44 g/g-mol]

Para cada especie de hidrocarburo (HC), la generación de CO<sub>2</sub> por combustión se deriva del coeficiente "n" de la ecuación estequiométrica siguiente:



Utilizando los datos de la tabla 4.3:

$$E_{CO_2} = 717\,501.0171 \text{ ton/año}$$

Por otro lado, el balance de materia para el SO<sub>2</sub> resulta en la ecuación 4.5.

$$E_{SO_2} = Q \times Y_s \times (1/C) \times M_{SO_2} \times MW_{SO_2} \quad \text{EC. 4.5}$$

Donde:

E <sub>SO<sub>2</sub></sub> = Emisiones de SO <sub>2</sub>	[g/año]
Q= Flujo volumétrico	[m <sup>3</sup> /año]
Y <sub>s</sub> = Fracción mol de azufre en el gas	[mol de S/ mol totales]
C= Volumen molar del gas a 15°C y 1atm.	[0.023643 m <sup>3</sup> /g-mol]
M <sub>SO<sub>2</sub></sub> = Conversión de S a SO <sub>2</sub>	[mol de SO <sub>2</sub> /mol S]
MW <sub>SO<sub>2</sub></sub> = Peso molecular del SO <sub>2</sub>	[64 g/g-mol]

Considerando una concentración máxima de azufre de 320ppmv (0.032%v) en el gas combustible, obtenida de la NOM-086<sup>27</sup>, y sustituyendo en la ecuación 4.5 se tiene que:

$$E_{SO_2} = 213.0797 \text{ ton/año}$$

Para el cálculo de las emisiones en turbogeneradores, el nivel de actividad se estima considerando el aporte energético del gas combustible y el aporte energético del diesel separadamente, de acuerdo con la ecuación 4.6.

$$E = C_{GC} PC_{GC} + PC_D C_D \quad \text{Ec. 4.6}$$

Donde:

E - Consumo energético en base al consumo de combustible	[J/año]
C <sub>GC</sub> - Consumo de gas combustible	[m <sup>3</sup> /año]
C <sub>D</sub> - Consumo de diesel	[m <sup>3</sup> /año]
PC <sub>GC</sub> - Poder calorífico del gas a STP	[J/m <sup>3</sup> ]
PC <sub>D</sub> - Poder calorífico del diesel a STP	[J/m <sup>3</sup> ]

El consumo de gas combustible de acuerdo con la tabla 4.5 es de 16,990.11m<sup>3</sup>/día (6,201,390.15 m<sup>3</sup>/año) y el de diesel 1.037 m<sup>3</sup>/día (378.505 m<sup>3</sup>/año). El poder calorífico del gas combustible, como se ha mencionado anteriormente, es 48.6576 MJ/m<sup>3</sup> y el del diesel es de 3.8191 x10<sup>4</sup> MJ/m<sup>3</sup> (tabla A.2 anexo).

La tabla 4.10 muestra los factores de emisión para turbogeneradores que operan con combustible dual (tabla 3.10), el consumo de energía y las emisiones totales en turbogeneradores obtenidas a partir de las ecuaciones 4.6 y 3.1.

**Tabla 4.10 Emisiones en turbogeneradores**

Contaminante	Factor de emisión Ton/PJ	Consumo de energía PJ/año	Emisiones Ton/año
CO	4.9874E+02	3.1621E-01	157.7071
NO <sub>x</sub>	1.1609E+03	3.1621E-01	367.0769
CH <sub>4</sub>	2.5797E+02	3.1621E-01	81.5727
COVs	8.5990E+01	3.1621E-01	27.1909
CO <sub>2</sub>	Por balance de materia		19115.6281
SO <sub>2</sub>	Por balance de materia		8.5924

Las emisiones de CO<sub>2</sub> y SO<sub>2</sub> que aparecen en esta tabla corresponden los límites máximos de emisión por combustión de gas y diesel obtenidos por balance de materia.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> y SO<sub>2</sub> por consumo de gas combustible se estimaron utilizando las ecuaciones 4.3 a 4.5 y los datos de la tabla 4.3, de la misma forma que para turbocompresores.

En el caso de las emisiones de CO<sub>2</sub> y SO<sub>2</sub> por consumo de diesel se utilizaron sus propiedades (ver anexo) y un balance de materia que supone una conversión completa del contenido de carbono y azufre en el diesel a CO<sub>2</sub> y SO<sub>2</sub> respectivamente.

Para estimar las emisiones en los calentadores a fuego directo (sistema de generación de gas inerte y de aceite de calentamiento), es necesario considerar sólo el consumo de gas combustible y utilizar los factores de emisión reportados en el capítulo I sección 4 del AP-42 Vol. 1 (Ver anexo).

Los datos de la última columna de la tabla 4.11 se obtienen al aplicar la ecuación 3.1, en donde nivel de actividad corresponde al producto del consumo de gas ( $8.90933 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{año}$  de acuerdo con la tabla 4.6) y el poder calorífico del gas combustible.

Las emisiones de  $\text{CO}_2$  y  $\text{SO}_2$  se calculan con las ecuaciones 4.3 a 4.5 como se ha descrito anteriormente para turbocompresores.

**Tabla 4.11 Emisiones en calentadores a fuego directo**

Contaminante	Factor de emisión Ton/PJ	Consumo de combustible $\text{m}^3/\text{año}$	Poder calorífico superior $\text{PJ}/\text{m}^3$	Emisiones Ton/año
CO	2.7654E+01	8.9093E+06	4.8658E-08	11.9881
$\text{NO}_x$	3.2921E+01	8.9093E+06	4.8658E-08	14.2715
$\text{CH}_4$	7.5719E-01	8.9093E+06	4.8658E-08	0.3282
COVs	1.8107E+00	8.9093E+06	4.8658E-08	0.7849
PM total	2.5020E+00	8.9093E+06	4.8658E-08	1.0846
PAH	2.2986E-04	8.9093E+06	4.8658E-08	0.0001
$\text{CO}_2$	Por balance de materia			25986.8007
$\text{SO}_2$	Por balance de materia			7.7174

El gas generado en la sección de regeneración del sistema de endulzamiento de gas combustible, se dirige al quemador elevado a razón de  $32026.357 \text{ m}^3/\text{d}$  que anualmente representa un volumen de gas quemado de  $11.6896 \text{ Mm}^3$ .

Las emisiones atmosféricas en el quemador (tabla 4.12) se obtienen utilizando la ecuación 3.1 y los factores de emisión de la tabla 3.13, donde el nivel de actividad es el flujo del gas ácido.

Tabla 4.12 Emisiones en el quemador elevado

Contaminante	Factor de emisión Kg/m <sup>3</sup>	Flujo de gas ácido m <sup>3</sup> /año	Emisiones Ton/año
CH <sub>4</sub>	0.0099	1.1690E+07	115.7273
COVs (NMHC)	0.0673	1.1690E+07	786.7119
NO <sub>x</sub>	0.0016	1.1690E+07	18.7034
Partículas	0.0021	1.1690E+07	24.5482
CO	0.0216	1.1690E+07	252.4959
PAH	Ver anexo		300.4179
H <sub>2</sub> S	Ver anexo		150.4239

Las emisiones de PAHs y H<sub>2</sub>S se obtuvieron con factores de emisión basados en el reporte de Strosher (1996) utilizando el flujo de gas ácido y su poder calorífico (8.5206 MJ/m<sup>3</sup>) como nivel de actividad.

Las emisiones de la tabla 4.12 corresponden sólo a las derivadas del proceso de regeneración de dietanolamina. Las emisiones por quemado de gas proveniente de los relevos de presión se encuentran en la sección 4.2.4.

El contenido de SO<sub>2</sub> se estima considerando que todo el H<sub>2</sub>S es completamente convertido a SO<sub>2</sub>. De manera que:

$$E_{SO_2} = Q \times Y_{H_2S} \times (1/C) \times M_{SO_2} \times MW_{SO_2} \quad \text{EC. 4.7}$$

Donde:

Q= Flujo volumétrico	[m <sup>3</sup> /año]
Y <sub>H<sub>2</sub>S</sub> = Fracción mol de H <sub>2</sub> S en el gas	[mol de H <sub>2</sub> S/ mol totales]
C= Volumen molar del gas a 15°C y 1atm.	[0.023643 m <sup>3</sup> /g-mol]
M <sub>SO<sub>2</sub></sub> = Conversión de H <sub>2</sub> S a SO <sub>2</sub> = 1	[mol de SO <sub>2</sub> /mol H <sub>2</sub> S]
MW <sub>SO<sub>2</sub></sub> = Peso molecular del SO <sub>2</sub>	[g/g-mol]

Sustituyendo en la ecuación 4.7 de acuerdo con la composición de la tabla 4.4: E<sub>SO<sub>2</sub></sub>= 8043.9695 ton/año

Para calcular las emisiones de CO<sub>2</sub> en quemadores utilizan las ecuaciones 4.3 y 4.4, suponiendo que todo el C es convertido a CO<sub>2</sub>. De acuerdo con la tabla 4.4:

$$E_{CO_2(\text{generado})} = 2,020.3977 \text{ ton/año}$$

Se estimó la cantidad de CO<sub>2</sub> alimentada al quemador de acuerdo con la composición del gas ácido arrojado en la sección de regeneración de amina de las endulzadoras, dando un resultado de 13286.2779 Ton/año. De manera que al sustituir en la ecuación 4.3:

$$E_{CO_2} = 13286.2779 + 2020.3977 = 15306.6756 \text{ ton/año}$$

#### 4.2.3 Emisiones por almacenamiento.

Las emisiones por almacenamiento de diesel se calcularon con el software TANKs 4.0 tomando los datos de la sección 4.1.2 para la geometría del tanque y niveles de actividad, además de las propiedades del diesel. La metodología del programa, los datos meteorológicos, las fuentes consultadas y resultados detallados se encuentran en el anexo. Las emisiones obtenidas se ilustran en la tabla 4.13.

**Tabla 4.13 Emisiones por almacenamiento de diesel**

Componente	Tanque de diesel sucio (Kg/año)	Tanque de diesel limpio (Kg/año)	Totales (Kg/año)
COVs	141.0778	14.9010	156.0188

#### 4.2.4 Emisiones por venteo.

De acuerdo con los datos de actividad propuestos por ARPEL (1998), y con la composición de los gases se tiene la siguiente tabla como resultado de un balance de materia (Ver anexo).

Tabla 4.14. Emisiones por venteo de gas

Componente	Kg/año
CH <sub>4</sub>	2659.9639
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1224.4558
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	928.9805
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	431.2071
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	157.8217
CO <sub>2</sub>	365.2954
N <sub>2</sub>	52.7258
H <sub>2</sub> O	3.2992
H <sub>2</sub> S	208.8563

Estas emisiones realmente son llevadas al sistema de desfogue, y después al quemador. De acuerdo con los factores de emisión de la tabla 3.13 y las ecuaciones 4.3, 4.4 y 4.7, las emisiones a la atmósfera se resumen en la tabla 4.15.

Tabla 4.15 Emisiones en el quemador elevado  
(resultado de venteos)

Contaminante	Factor de emisión Kg/m <sup>3</sup>	Flujo de gas ácido m <sup>3</sup> /año	Emisiones Ton/año
CH <sub>4</sub>	0.0099	6012.7472	0.0595
COVs (NMHC)	0.0673	6012.7472	0.4047
NO <sub>x</sub>	0.0016	6012.7472	0.0096
Partículas	0.0021	6012.7472	0.0126
CO	0.0216	6012.7472	0.1299
PAH	*		0.1533
CO <sub>2</sub>	Por balance de materia*		15.8496
SO <sub>2</sub>	Por balance de materia*		0.3931

\*Ver anexo.

Las emisiones asociadas a la regeneración de glicol del sistema de deshidratación de gas amargo se muestran en la tabla 4.16. Se utilizaron los factores de la tabla 3.8 y la ecuación 3.1, en donde el nivel de actividad es la cantidad de gas procesado: 3 100.7 Mm<sup>3</sup>/año.

Tabla 4.16 Emisiones por regeneración de glicol

Contaminante	Kg/1000 m <sup>3</sup> de gas	Gas deshidratado 1000m <sup>3</sup> /año	Kg/año	Ton/año
Benceno	0.0162	3.1007E+06	50231.3400	50.23134
Metano	0.2214	3.1007E+06	686494.9800	686.49498
Etano	0.1111	3.1007E+06	344487.7700	344.48777
C <sub>3</sub> - C <sub>5</sub>	0.1602	3.1007E+06	496732.1400	496.73214
CO <sub>2</sub>	0.0697	3.1007E+06	216118.7900	216.11879

## Capítulo V

# RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados generados por las estimaciones del capítulo anterior: los contaminantes convencionales en la tabla 5.1 y los gases de invernadero en la tabla 5.2.

**Tabla 5.1 Emisiones de contaminantes convencionales en una plataforma de compresión (ton/año)**

Contaminante	Emisiones fugitivas	Emisiones por combustión	Emisiones por almacenamiento	Emisiones por venteos	Total
CO	0.0000	753.1015	0.0000	0.0000	753.1015
NO <sub>x</sub>	0.0000	1698.2644	0.0000	0.0000	1698.2644
SO <sub>2</sub>	0.0000	8273.7521	0.0000	0.0000	8273.7521
H <sub>2</sub> S	2.7219	150.4239	0.0000	0.0000	153.1458
COVs	7.3163	823.3720	0.1560	891.4513	1722.2956
PM total	0.0000	52.2927	0.0000	0.0000	52.2927
PAH	0.0000	300.5803	0.0000	0.0000	300.5803
Totales	10.0382	12051.7869	0.1560	891.4513	12953.4324

**Tabla 5.2 Emisiones de gases de invernadero en una plataforma de compresión (ton/año)**

Contaminante	Emisiones fugitivas	Emisiones por combustión	Emisiones por almacenamiento	Emisiones por venteos	Total
CH <sub>4</sub>	27.6898	232.4136	0.0000	686.49498	946.5984
CO <sub>2</sub>	5.0943	777925.9711	0.0000	216.11879	778147.1842
Totales	32.7841	778158.3847	0.0000	902.6138	779093.7826

En las tablas 5.1 y 5.2 , las emisiones por combustión incluyen compresores, generadores de energía eléctrica, quemadores a fuego directo, quemadores elevados, e indirectamente, venteos con descargas intermitentes durante el procesamiento de gas (requeridos por arranque, paro y mantenimiento de la planta). Las emisiones en estos equipos se encuentra de forma desglosada en las tablas 5.3 y 5.4.

**Tabla 5.3 Emisiones de contaminantes convencionales por combustión (ton/año)**

Contaminante	Compresores	Generadores	Calentadores a fuego directo	Quemador elevado	Quemador elevado*
CO	330.7805	157.7071	11.9881	252.4959	0.1299
NO <sub>x</sub>	1298.203	367.0769	14.2715	18.7034	0.0096
SO <sub>2</sub>	213.0797	8.5924	7.7174	8043.9695	0.3931
H <sub>2</sub> S	0.0000	0.0000	0.0000	150.4239	0.0000
COVs	8.2796	27.1909	0.7849	786.7119	0.4047
PM total	26.6473	0.0000	1.0846	24.5482	0.0126
PAH	0.009	0.0000	0.0001	300.4179	0.1533

\* Resultado de venteos

**Tabla 5.4 Emisiones de gases de invernadero por combustión (ton/año)**

Contaminante	Compresores	Generadores	Calentadores a fuego directo	Quemador elevado	Quemador elevado*
CH <sub>4</sub>	34.7259	81.5727	0.3282	115.7273	0.0595
CO <sub>2</sub>	717501.0171	19115.6281	25986.8007	15306.6756	15.8496

\* Resultado de venteos

Las tablas 5.5. y 5.6 muestran de manera desglosada las fuentes de emisión y los contaminantes asociados en una plataforma de compresión. En estas tablas se muestran además los porcentajes de emisión con respecto a las fuentes generadoras.

Tabla 5.5 Relación de contaminantes convencionales emitidos en una plataforma de compresión.

Unidades	Fugas	Compresores	Generador	Calentadores a fuego directo	Quemador elevado	Quemador elevado*	Tanques de almacenamiento	Venteos	Total
<b>CO</b>									
Ton/año	0.0000	330.7805	157.7071	11.9881	252.4959	0.1299	0.0000	0.0000	753.1015
% de emisión	0.00	43.92	20.94	1.59	33.58	0.017	0.000	0.000	100.000
<b>NO<sub>x</sub></b>									
Ton/año	0.0000	1298.2030	367.0769	14.2715	18.7034	0.0096	0.0000	0.0000	1698.2644
% de emisión	0.00	76.44	21.62	0.84	1.10	0.00	0.00	0.00	100.00
<b>SO<sub>2</sub></b>									
Ton/año	0.0000	213.0797	8.5924	7.7174	8043.9695	0.3931	0.0000	0.0000	8273.7521
% de emisión	0.00	2.58	0.10	0.09	97.22	0.01	0.00	0.00	100.00
<b>H<sub>2</sub>S</b>									
Ton/año	2.7219	0.0000	0.0000	0.0000	150.4239	0.0000	0.0000	0.0000	153.1458
% de emisión	1.78	0.000	0.00	0.00	98.22	0.00	0.00	0.00	100.00
<b>COVs</b>									
Ton/año	7.3163	8.2796	27.1909	0.7849	786.7119	0.4047	0.1560	891.4513	1722.2956
% de emisión	0.43	0.48	1.58	0.05	45.68	0.02	0.01	51.76	100.00
<b>PM total</b>									
Ton/año	0.0000	26.6473	0.0000	1.0846	24.5482	0.0126	0.0000	0.0000	52.2927
% de emisión	0.00	50.96	0.00	2.08	46.94	0.02	0.00	0.00	100.00
<b>PAH</b>									
Ton/año	0.0000	0.009	0.0000	0.0001	300.4179	0.1533	0.0000	0.0000	300.5803
% de emisión	0.00	0.00	0.00	0.00	99.95	0.05	0.00	0.00	100.00
<b>Totales</b>									
Ton/año	10.0382	1876.9991	560.5673	35.8466	9577.2707	0.1560	1.1032	891.4513	12953.4324
% de emisión	0.0775	14.4904	4.3276	0.2767	73.9362	0.0012	0.0085	6.8820	100.0000

Las celdas sombreadas señalan la principal fuente de emisión por contaminante.

\* Resultado de venteos

Tabla 5.6 Relación de gases de invernadero emitidos en una plataforma de compresión.

Unidades	Fugas	Compresores	Generador	Calentadores a fuego directo	Quemador elevado	Quemador elevado*	Tanques de almacenamiento	Venteos	Total
<b>CH<sub>4</sub></b>									
Ton/año	27.6898	34.7259	81.5727	0.3282	115.7273	0.0595	0.0000	686.49498	946.5984
% de emisión	2.93	3.67	8.62	0.04	12.23	0.00	0.00	72.52	100.00
<b>CO<sub>2</sub></b>									
Ton/año	5.0943	717501.0171	19115.6281	25986.8007	15306.6756	15.8496	0.0000	216.11879	778147.1842
% de emisión	0.00	92.21	2.46	3.34	1.97	0.00	0.00	0.03	100.00
<b>Totales</b>									
Ton/año	32.7841	717535.743	19197.2008	25987.1289	15422.4029	0.0000	15.9091	902.6138	779093.7826
% de emisión	0.0042	92.0988	2.4640	3.3356	1.9795	0.0000	0.0020	0.1159	100.0000

Las celdas sombreadas señalan la principal fuente de emisión por contaminante.

\* Resultado de venteos

## Capítulo VI

### CONCLUSIONES

Después de analizar las fuentes de emisión ó subcategorías de fuentes puntuales que están asociadas con las emisiones en plataformas marinas se concluye que, de manera general son:

- Equipos de combustión
- Venteos,
- Tanques de almacenamiento, y
- Fugas en tuberías y equipos.

Se encontraron factores de emisión reportados y metodologías adecuadas para la estimación de las emisiones, sin embargo, debe tenerse en cuenta que los factores de emisión para un tipo de fuente específica pueden no ser satisfactorios para otra por lo que es imprescindible el conocimiento de los procesos además de todos los componentes que intervienen.

Las emisiones totales de contaminantes convencionales en la plataforma de compresión ascienden aproximadamente a 12,953 ton/año. Los contaminantes convencionales liberados en mayor cantidad son el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) con una razón de emisión de 8,273.8 ton/año, los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) a razón de 1698.3 ton/año y los compuestos orgánicos volátiles excepto metano (COVs) de los cuales se emiten 1,722.3 ton/año (tabla 5.5).

El 97.22% de las emisiones de  $\text{SO}_2$  provienen del sistema de regeneración de dietanolamina en el cual interviene el quemador elevado, además, este equipo es el principal emisor de contaminantes convencionales aportando el 98.22% del ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ) y el 99.95% de los hidrocarburos policíclicos aromáticos (PAHs).

La principal fuente de  $\text{NO}_x$  son los módulos de compresión con 76.44% de las emisiones totales para este contaminante. Por otra parte, en estos equipos se emiten 330.78 ton/año de monóxido de carbono (43.92% del total) y 26.65 ton/año de las partículas (50.96% del total generado en la plataforma).

Se encontró que los venteos del sistema de regeneración de glicol resultan en la mayor fuente de emisiones de COVs aportando 891.45 ton/año.

Los gases de invernadero considerados en este estudio se emiten a razón de 779093 ton/año, de los cuales el 99.88% corresponden a emisiones de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y el resto a metano ( $\text{CH}_4$ ). La principal fuente de emisiones de  $\text{CO}_2$  son los compresores, mientras que el  $\text{CH}_4$  se emite principalmente por venteos del sistema de regeneración de glicol. (tabla 5.6)

Se reconocen oportunidades de minimización de emisiones atmosféricas en el quemador elevado (que interviene en el sistema de regeneración de dietanolamina), en los módulos de compresión y en el sistema de regeneración de glicol.

Para reducir las emisiones en el equipo de combustión interna (que incluyen a las turbinas de gas de los compresores) se recomienda un sistema de control de emisiones por inyección de agua o vapor que reduce la temperatura de combustión y así las emisiones de  $\text{NO}_x$ .

Por otro lado, se sugiere que los gases ácidos provenientes de la sección de regeneración de dietanolamina, sean dirigidos a una unidad de recuperación de azufre (en lugar de dirigirlos hacia el quemador), en especial a un paquete de generación de ácido sulfuroso ( $H_2SO_3$ ), ya que este producto puede utilizarse como bactericida y como secuestrante de oxígeno en plataformas de inyección de agua.

Para reducir las emisiones de hidrocarburos, se sugiere que los venteos provenientes de la regeneración de glicol se envíen al quemador elevado; y para reducir las emisiones propias de este equipo pueden utilizarse medios de mezclado del gas con el aire antes de la ignición para aumentar la eficiencia de combustión y suprimir la formación de PM, PAHs y  $H_2S$ . La mezcla gas - aire en los quemadores puede inducirse ya sea por inyección de vapor o agua, o mediante un mejor diseño de las boquillas terminales.

Los inventarios de emisiones teóricos basados en factores de emisión y balances de materia, son fuentes de datos preliminares que pueden realizarse en un periodo de tiempo corto y permiten identificar que contaminantes son emitidos, la tasa de emisión y las principales fuentes emisoras. Sin embargo, se recomienda realizar estudios específicos encaminados a la generación de factores de emisión locales, ya que los factores de emisión disponibles actualmente fueron desarrollados en otros países y pueden no ser representativos a las condiciones de operación en México.

## REFERENCIAS

1. PEMEX  
"Informe de Seguridad, Salud y Medio Ambiente"  
PEMEX, México, 2000  
[http://www.pemex.com/p\\_seguridad.html](http://www.pemex.com/p_seguridad.html)
  
2. DICKSON, T. R.  
"Química Enfoque Ecológico"  
LIMUSA, México, 1986
  
3. WARK, Kenneth; WARNER, Cecil F.  
"Contaminación del Aire Origen y Control"  
LIMUSA, México, 1999
  
4. STRAUSS, W.; MAINWARING, S. J.  
"Contaminación del Aire Causas Efectos y Soluciones"  
TRILLAS, México, 1993
  
5. RADIAN CORPORATION  
"Manuales del Programa de Inventarios de Emisiones de México"  
(a) VOLUMEN III - TÉCNICAS BÁSICAS DE ESTIMACIÓN DE EMISIONES.  
(b) VOLUMEN IV - DESARROLLO DEL INVENTARIO DE FUENTES PUNTUALES  
10389 Old Placerville Road  
Sacramento, CA  
Mayo 17, 1996.  
[http://www.ine.gob.mx/dgqia/cal\\_aire/espanol/invtemi.html](http://www.ine.gob.mx/dgqia/cal_aire/espanol/invtemi.html)

6. STEINER, C.; GARDNER, L.; CAUSLEY, M.; YOCKE, M.; STEORTS, W.  
"Inventory Quality Issues Associated with the Development of an Emissions Inventory for the Minerals Management Service Gulf of Mexico Air Quality Study"  
The Emission Inventory: Perception and Reality  
Pasadena California Octubre 18-20, 1993  
Air & Waste Management Association
  
7. BOND, J.; SUN, J.; MICHEL, C.; DUTCHER, J.; WOLFF, R.; McCLELLAN, R.  
"Biological Fate of inhaled Organic Compounds Associated with Particulate Matter"  
Proceedings of the second US - Dutch International Symposium on Aerosols  
Williamsburg, Virginia, US. Mayo 19-25, 1985  
AEROSOLS Research Risk Assessment and Control Strategies  
Editado por LEE, SCHNEIDER, GRANT, VERKERK. Lewis Publishers
  
8. VAN CAUWENBERGHE, K.H.  
"Sampling, Size Distribution, Reactivity and Analysis of Organic Aerosol Constituents"  
Proceedings of the second US - Dutch International Symposium  
Williamsburg, Virginia, US. Mayo 19-25, 1985  
AEROSOLS: Research Risk Assessment and Control Strategies  
Lewis Publishers  
Editado por LEE, SCHNEIDER, GRANT, VERKERK. Lewis Publishers
  
9. HARTE, J.; HOLDREN, C.; SCHNEIDER, R.  
"Guía de las Sustancias Contaminantes: El libro de los Tóxicos de la A a la Z"  
GRIJALBO, México 1995.
  
10. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA)  
"Locating and Estimating Air Emissions from Sources of Polycyclic Organic Matter"  
Julio, 1998  
<http://www.epa.gov/ttn/chief>
  
11. BOYER E. Bryan; BRODNAX, Kenneth.  
"Emission Estimation Methods for Oil and Gas Operations"  
The Emission Inventory: Key to Planning, Permits, Compliance and Reporting.  
New Orleans, Louisiana  
Septiembre 4-6, 1996.  
Air & Waste Management Association

12. COVANTES, Hugo  
"El Petróleo"  
PETROLEOS MEXICANOS 1988
  
13. INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO  
"El Petróleo"  
<http://www.imp.mx/petroleo/apuntes>
  
14. PEMEX  
"Anuario Estadístico 1999"  
PEMEX. México, 2000.  
<http://www.pemex.com>
  
15. MORATINOS ESTAVILL, José L.  
"Plataformas Marinas"  
Tesis de Licenciatura. Facultad de Ingeniería. Ciudad Universitaria. 1989
  
16. PEMEX  
"Geotecnia Marina en la Sonda de Campeche"  
México. 1985
  
17. PEMEX  
"Sonda de Campeche- Abkatún - Atasta"  
Subdirección de Proyecto y Construcción de Obras, México, 1984.
  
18. PEMEX  
"Complejo Pol - Plataformas Marinas Sonda de Campeche"  
Subdirección de Proyecto y Construcción de Obras, México, 1987.
  
19. STEPHENS, R.; BRAXTON, C.; STEPHENS, M.  
"Atmospheric Emissions from Offshore Oil and Gas Development and Production"  
EPA- 450/3-77-026. NTIS 1977
  
20. Asistencia Petrolera Empresarial Latinoamericana (ARPEL)  
"Atmospheric Emissions inventory Methodologies in the Petroleum Industry"  
Calgary, Alberta Canada.  
Agosto, 1998

- 
21. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE  
"Fugitive Hydrocarbon Emissions from Oil and Gas Production Operations"  
Health and Environmental Sciences Department  
Publicación API No. 4589; Washington, DC.  
Diciembre, 1993
22. EASTERN RESEARCH GROUP, INC.  
"Preferred and Alternative Methods for Estimating Air Emissions from Oil and Gas Field Production and Processing Operations"  
Point Sources Committee  
Emission Inventory Improvement Program. Vol. 2. Parte 10  
Septiembre, 1999  
<http://www.epa.gov/ttn/chief/eiio/techreport/volume02/index.html>
23. HERNANDEZ SANCHEZ, Raúl.  
"Estimación de la Capacidad de los Servicios Auxiliares en una Plataforma"  
Tesis de Licenciatura. Facultad de Estudios Superiores Cuautitlán. 1985
24. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE  
"Calculation Workbook For Oil and Gas Production Equipment Fugitive Emissions"  
Health and Environmental Sciences Department  
Publicación API No. 4638; Washington, DC.  
Julio, 1996
25. MARTINO, Paul.  
"Petroleum Production Emission Estimating Techniques and Software"  
Emission Inventory: Planning for the Future  
Research Triangle Park, North Carolina.  
Octubre 28-30, 1997.  
Air & Waste Management Association
26. STROCHER, M.  
"Investigations of Flare Gas Emissions in Alberta"  
Environmental Technologies  
Alberta Research Council  
Calgary, Alberta, 1996.
27. NOM-086-ECOL-94 "Calidad de Combustibles"  
[http://www.ine.gob.mx/dggia/cal\\_aire/espanol/nom86.html](http://www.ine.gob.mx/dggia/cal_aire/espanol/nom86.html)

## BIBLIOGRAFIA ADICIONAL

## AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

"Emissions Factors from Oil and Gas Production Operations"  
Health and Environmental Sciences Department  
Publicación API No. 4615; Washington, DC.  
Enero, 1995

## ENGLAND, G.; HANSELL, D.; McGRATH, T.

"Hazardous Air Pollutant Emissions from Gas- Fired Combustion Sources:  
Emissions and the Effects of Design and Fuel Type"  
A&WMA 91th Annual Meeting and Exhibition  
San Diego, California, Junio 14-18, 1998

## ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA)

"Compilation of Air Pollution Emissions Factors (AP-42), Volumen I: Stationary  
Point and Area Sources"  
Quinta edición. E Consulta: Octubre- Noviembre, 2000  
<http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/index.html>

## HOOVER., Lisa; MELTON, Steve.

"Case Study: Selection of Emission Estimation Approaches for an Emission  
Inventory of an Integrated Petrochemicals Production Facility."  
Emission Inventory: Planning for the Future  
Research Triangle Park, North Carolina.  
Octubre 28-30. 1997.  
Air & Waste Management Association

## JOSEPH, D.; LEE, J. et al.

"Evaluation of the Efficiency of Industrial Flares: Background Experimental Design  
Facility"  
National Technical Information Service , USA, 1983

## LIMA ROMERO, Ismael A.

"Métodos de Evaluación de los Contaminantes en las Fuentes Fijas y la Calidad  
del Aire"  
Tesis de Licenciatura. Escuela de Ingeniería Química. Ciudad Universitaria. 1998

## PHOL, J.H.; PAYNE, R. et al.

"Evaluation of the Efficiency of Industrial Flares: Test Results"  
National Technical Information Service , USA, 1984

## ACRONIMOS

<b>EPA</b>	Environmental Protection Agency ( <i>Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos</i> )
<b>AP</b>	Air Pollution
<b>API</b>	American Petroleum Institute ( <i>Instituto Americano del Petróleo</i> )
<b>ARPEL</b>	Asistencia Petrolera Empresarial Latinoamericana
<b>BM</b>	Balance de Materiales
<b>BTEX</b>	Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno
<b>CO</b>	Monóxido de Carbono
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de Carbono
<b>COVs</b>	Compuestos Orgánicos Volátiles
<b>DEG</b>	Dietilenglicol
<b>DEG</b>	Dietanolamina
<b>DGA</b>	Diglicolaminas
<b>EG</b>	Etilenglicol
<b>FE</b>	Factor de Emisión
<b>GRI</b>	Gas Research Institute ( <i>Instituto de Investigaciones de Gas</i> )
<b>H<sub>2</sub>S</b>	Acido Sulfhídrico
<b>HAP</b>	Hazardous Air Polutants ( <i>Compuestos Tóxicos del Aire</i> )
<b>MDEA</b>	Metildietanolaminas
<b>ME</b>	Modelo de Emisión
<b>MF</b>	Muestreo en la Fuente
<b>MMBPD</b>	Millones de Barriles Diarios
<b>MMPCD</b>	Millones de Pies Cubicos Diarios
<b>NaOCl</b>	Hipoclorito de Sodio
<b>NO</b>	Monóxido de Nitrógeno
<b>NO<sub>2</sub></b>	Dióxido de Nitrógeno
<b>NO<sub>x</sub></b>	Oxidos de Nitrógeno

<b>PAHs</b>	Polycyclic Aromatic Hydrocarbons ( <i>Hidrocarburos Policíclicos Aromáticos</i> )
<b>PANs</b>	Peroxiacetilenos
<b>PM</b>	Materia Particulada
<b>SO<sub>2</sub></b>	Dióxido de Azufre
<b>SO<sub>x</sub></b>	Oxidos de Azufre
<b>TEG</b>	Trietilenglicol

## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla</b>		<b>Pag.</b>
1.1	Composición del aire seco en la parte baja de la tropósfera	5
1.2	Técnicas de estimación de emisiones recomendadas	18
3.1	Emisión de gases por despresurización en fluidos de perforación acuosos	53
3.2	Emisiones fugitivas durante la perforación	55
3.3	Porcentaje de componentes totales por tipo en instalaciones costa afuera	55
3.4	Emisiones en calentadores de gas con carga térmica menor a 10GJ/h	56
3.5	Factores de emisión para turbinas de gas	57
3.6	Factores de emisión para emisiones fugitivas en operaciones costa afuera	57
3.7	Factores de especiación para emisiones fugitivas en operaciones de producción de gas costa afuera	58
3.8	Emisiones por regeneración de glicol	59
3.9	Emisiones por remoción de agua en líneas de alta presión	61
3.10	Factores de emisión para turbogeneradores con combustible dual	63
3.11	Emisiones en quemadores de gas natural asistidos con vapor	63
3.12	Poder calorífico de los componentes del gas natural	64
3.13	Emisiones en quemadores de gas amargo	65
3.14	Factores de emisión para instrumentos que utilizan gas como actuador	68
4.1	Composición del gas amargo	70
4.2	Composición del gas amargo deshidratado	71
4.3	Composición del gas combustible	72
4.4	Composición de los gases ácidos generados en la sección de regeneración de DEA	72
4.5	Niveles de actividad de equipos de combustión interna	74
4.6	Niveles de actividad de equipos de combustión a flama abierta	75
4.7	Emisiones fugitivas	78
4.8	Emisiones fugitivas totales por contaminante	79
4.9	Emisiones en turbocompresores	80
4.10	Emisiones en turbogeneradores	83
4.11	Emisiones en calentadores a fuego directo	84
4.12	Emisiones en el quemador elevado	85
4.13	Emisiones por almacenamiento de diesel	86
4.14	Emisiones por venteo de gas	87

## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla</b>		<b>Pag.</b>
4.15	Emisiones en el quemador elevado (resultado de venteos)	87
4.16	Emisiones por venteos en el sistema de regeneración de glicol	88
5.1	Emisiones de contaminantes convencionales en una plataforma de compresión	89
5.2	Emisiones de gases de invemadero en una plataforma de compresión	89
5.3	Emisiones de contaminantes convencionales por combustión	90
5.4	Emisiones de gases de invemadero por combustión	90
5.5	Relación de contaminantes convencionales emitidos en una plataforma de compresión	91
5.6	Relación de gases de invemadero emitidos en una plataforma de compresión	92

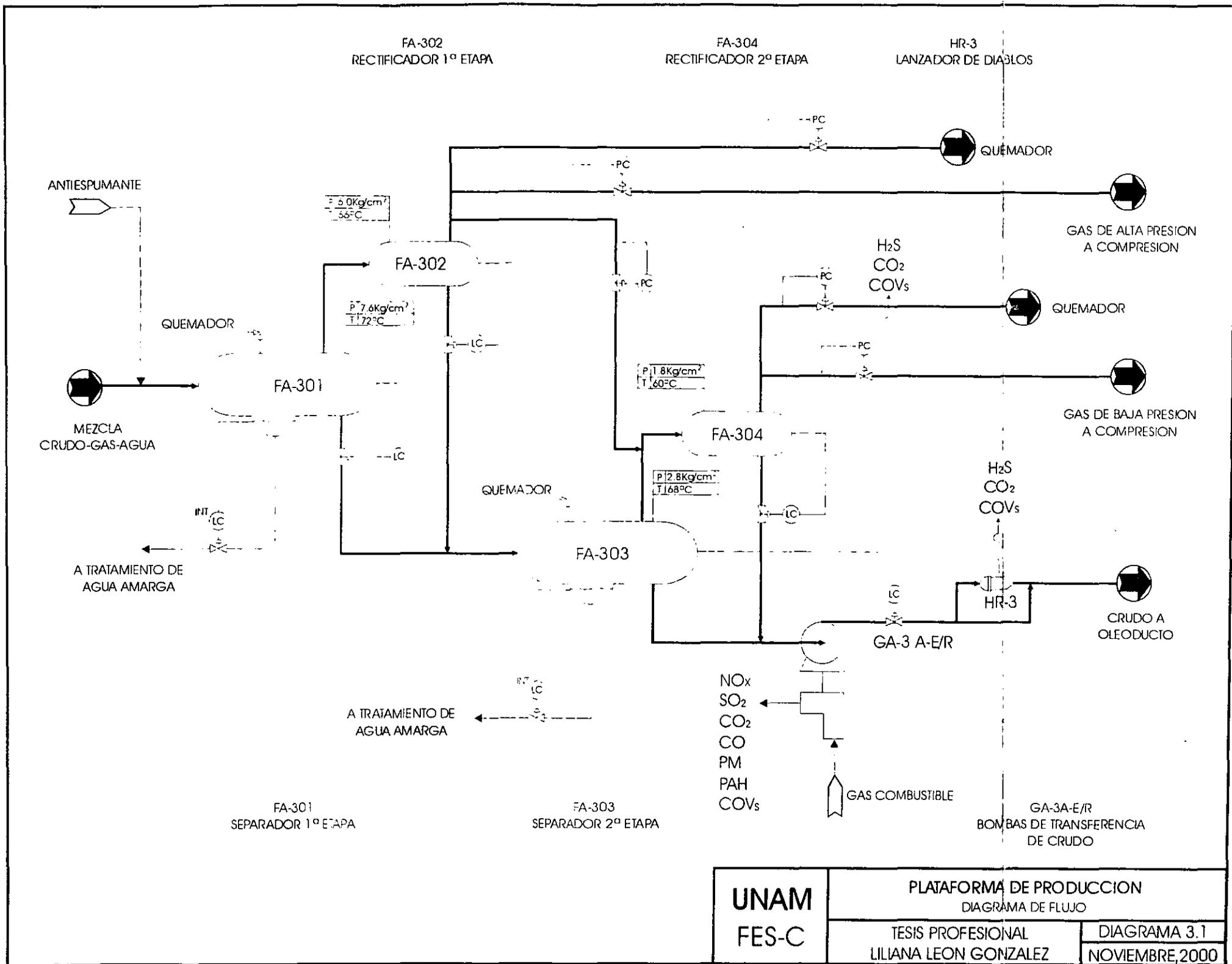
## INDICE DE FIGURAS

<b>Figura</b>		<b>Pag.</b>
1.1	Niveles de detalle de un inventario de fuentes puntuales	16
2.1	Trampa anticlinal	20
2.2	Rendimiento del crudo Maya e Istmo	22
2.3	Localización de plataformas en la Sonda de Campeche	23
2.4	Plataforma lastrable	26
2.5	Plataforma sumergible	27
2.6	Barco de perforación	27
2.7	Procesamiento general de crudo y gas en la Sonda de Campeche	29
2.8	Plataforma de perforación	31
2.9	Plataforma de producción	32
2.10	Plataforma de compresión	33
2.11	Plataforma de enlace	34
2.12	Plataforma habitacional	35
2.13	Inyección de agua	37

**A**NEXOS

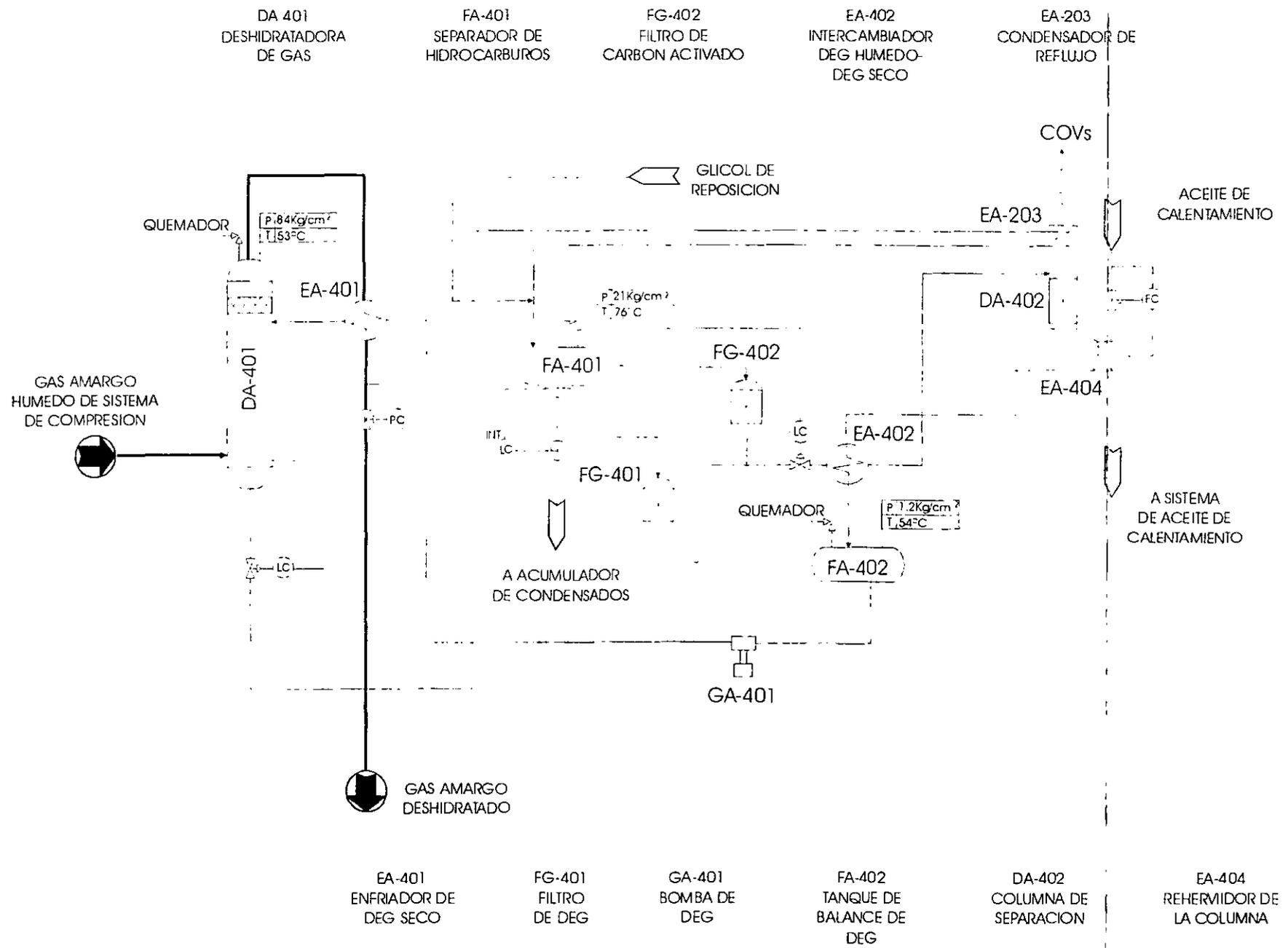
# A

## DIAGRAMAS DE FLUJO DE PROCESO

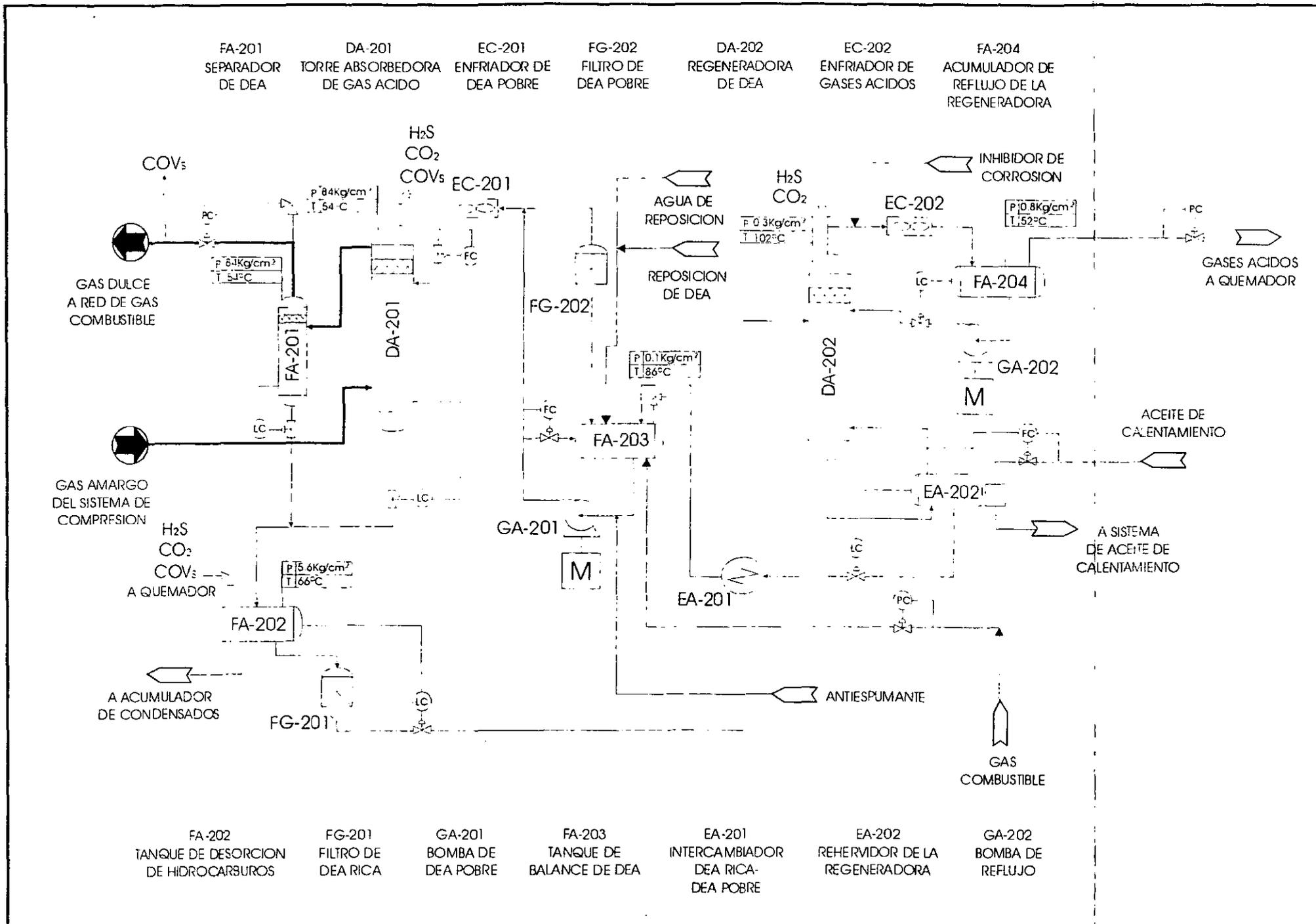


UNAM FES-C	PLATAFORMA DE PRODUCCION DIAGRAMA DE FLUJO	
	TESIS PROFESIONAL LILIANA LEON GONZALEZ	DIAGRAMA 3.1 NOVIEMBRE, 2000





<b>UNAM</b> <b>FES-C</b>	<b>PLANTA DE DESHIDRATACION DE GAS AMARGO</b>	
	DIAGRAMA DE FLUJO	
	TESIS PROFESIONAL	DIAGRAMA 3.3
	LILIANA LEON GONZALEZ	NOVIEMBRE, 2000



FA-201 SEPARADOR DE DEA  
 DA-201 TORRE ABSORBEDORA DE GAS ACIDO  
 EC-201 ENFRIADOR DE DEA POBRE  
 FG-202 FILTRO DE DEA POBRE  
 DA-202 REGENERADORA DE DEA  
 EC-202 ENFRIADOR DE GASES ACIDOS  
 FA-204 ACUMULADOR DE REFLUJO DE LA REGENERADORA

FA-202 TANQUE DE DESORCION DE HIDROCARBUROS  
 FG-201 FILTRO DE DEA RICA  
 GA-201 BOMBA DE DEA POBRE  
 FA-203 TANQUE DE BALANCE DE DEA  
 EA-201 INTERCAMBIADOR DEA RICA-DEA POBRE  
 EA-202 REHERVIDOR DE LA REGENERADORA  
 GA-202 BOMBA DE REFLUJO

UNAM FES-C	PLANTA ENDULZADORA DE GAS COMBUSTIBLE DIAGRAMA DE FLUJO	
	TESIS PROFESIONAL LILIANA LEON GONZALEZ	DIAGRAMA 3.4 NOVIEMBRE, 2000

HR-501  
TRAMPA DE  
DIABLOS

HR-502  
TRAMPA DE  
DIABLOS

FA-501  
SEPARADOR DE  
CONDENSADOS

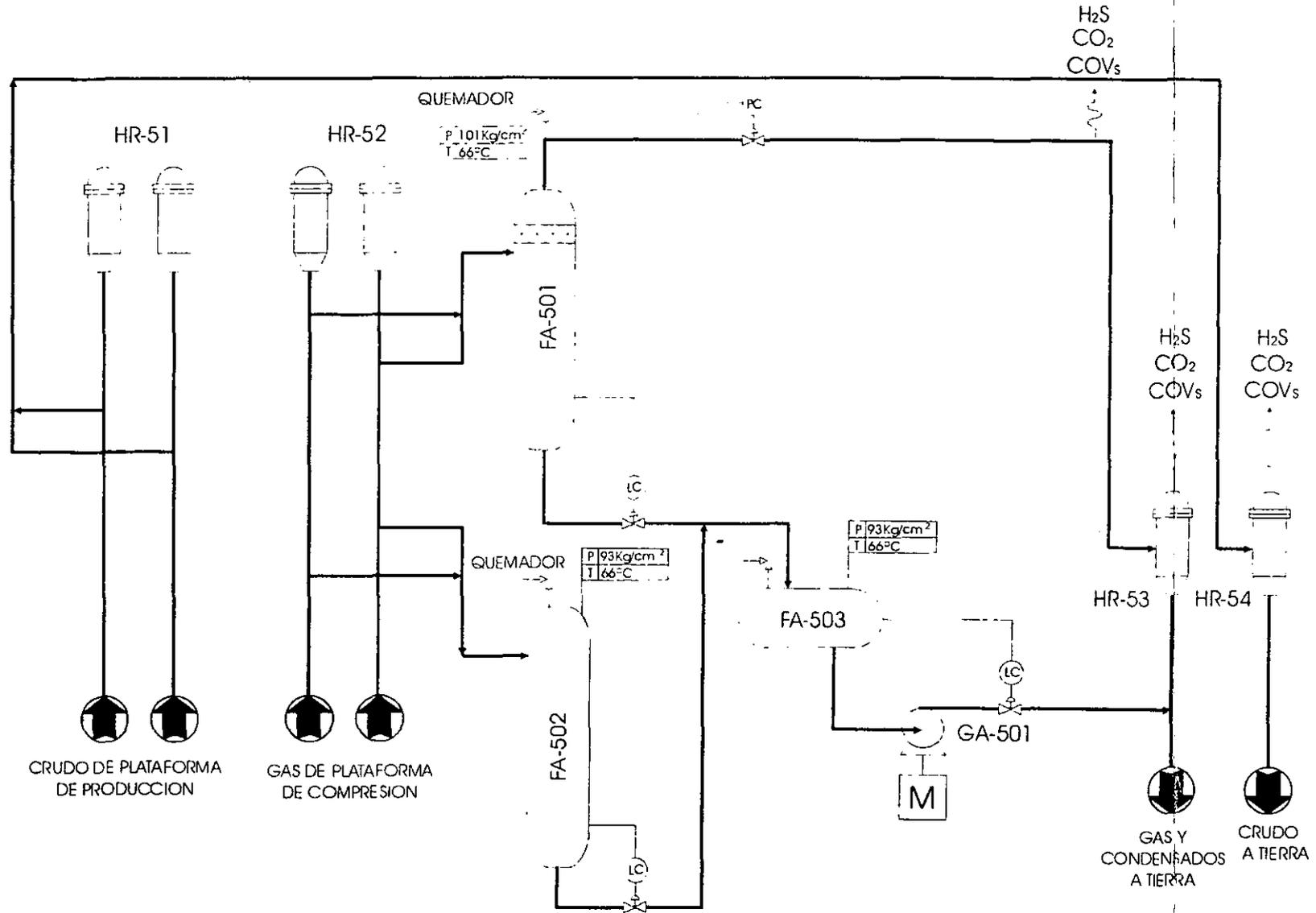
FA-502  
ALMACENADOR DE  
CONDENSADOS

FA-503  
TANQUE DE BALANCE  
DE CONDENSADOS

GA-501  
BOMBA DE  
CONDENSADOS

HR-53  
TRAMPA DE  
DIABLOS

HR-54  
TRAMPA DE  
DIABLOS



UNAM FES-C	PLATAFORMA DE ENLACE DIAGRAMA DE FLUJO	
	TESIS PROFESIONAL	DIAGRAMA 3.5
	LILIANA LEON GONZALEZ	NOVIEMBRE, 2000



GB-601  
SOPLADORES DEL  
QUEMADOR

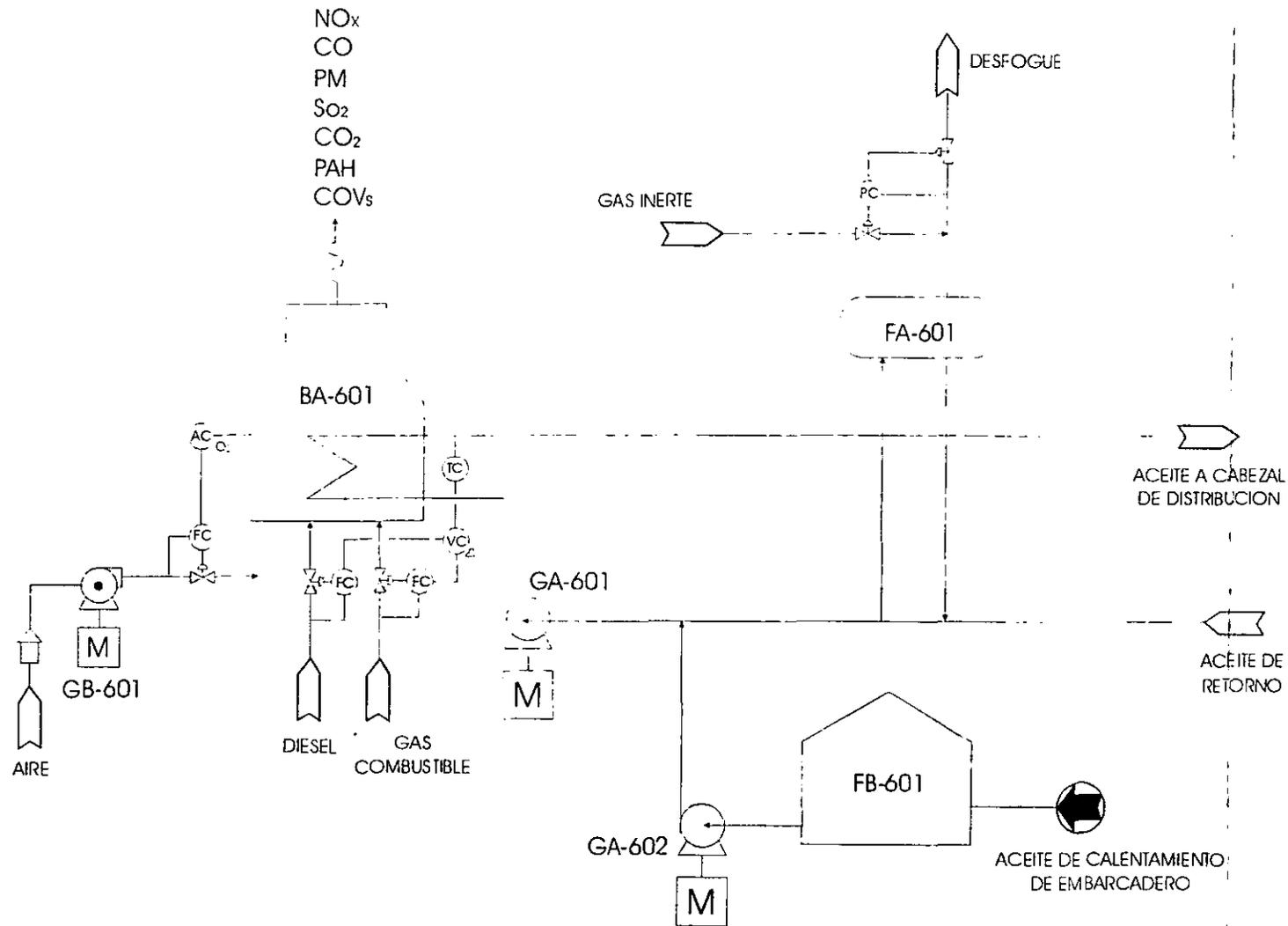
BA-601  
HORNO DE ACEITE  
DE CALENTAMIENTO

GA-601  
BOMBAS DE  
ALIMENTACION  
DE ACEITE

GA-602  
BOMBA DE  
REPOSICION DE  
ACEITE

FA-601  
TANQUE DE  
EXPANSION

FB-601  
TANQUE DE  
ALMACENAMIENTO  
DE ACEITE



UNAM FES-C	SISTEMA DE ACEITE DE CALENTAMIENTO DIAGRAMA DE FLUJO	
	TESIS PROFESIONAL LILIANA LEON GONZALEZ	DIAGRAMA 3.7 NOVIEMBRE, 2000

FB-110  
TANQUE DE  
RECEPCION DE  
DIESEL

FG-110  
FILTRO DE  
DIESEL SUCIO

FG-111  
FILTRO DE  
DIESEL

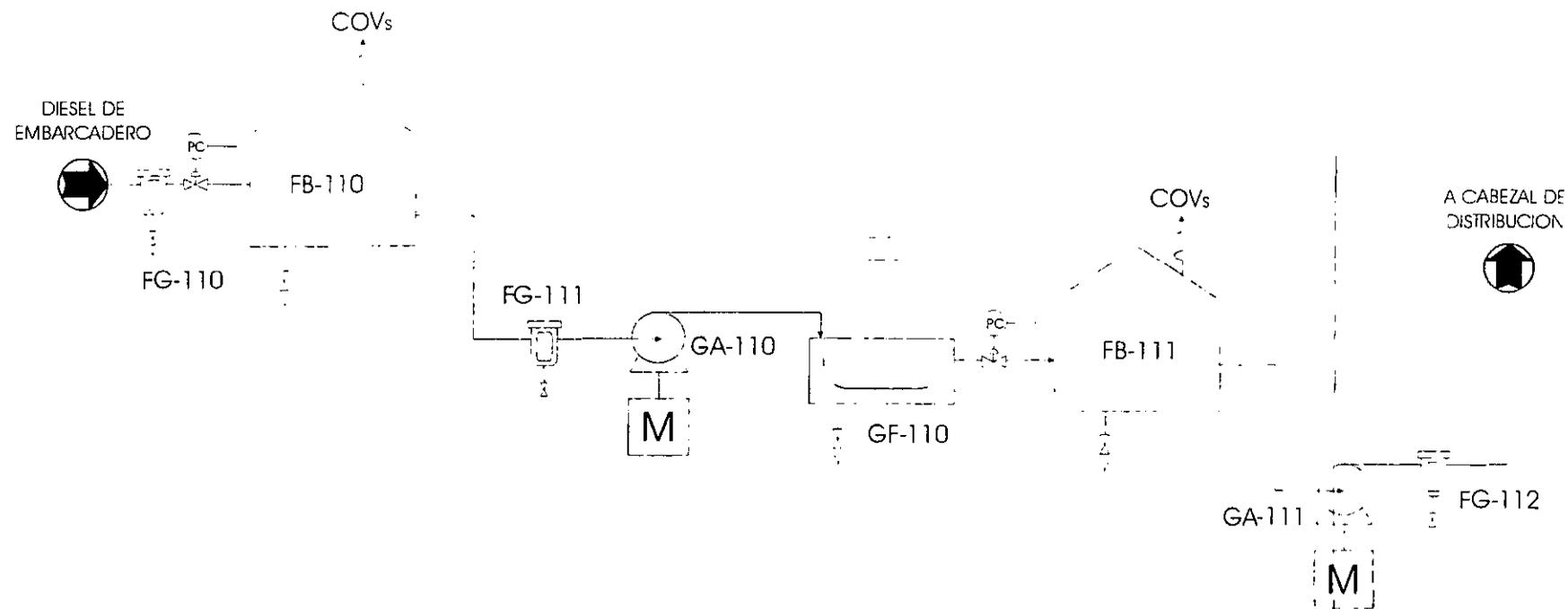
GA-110  
BOMBA DE  
DIESEL SUCIO

GF-110  
CENTRIFUGADORA  
DE DIESEL

FB-111  
TANQUE DE  
ALMACENAMIENTO  
DE DIESEL

GA-111  
BOMBA DE  
TRANSFERENCIA  
DE DIESEL

FG-112  
FILTRO DE  
DIESEL LIMPIO

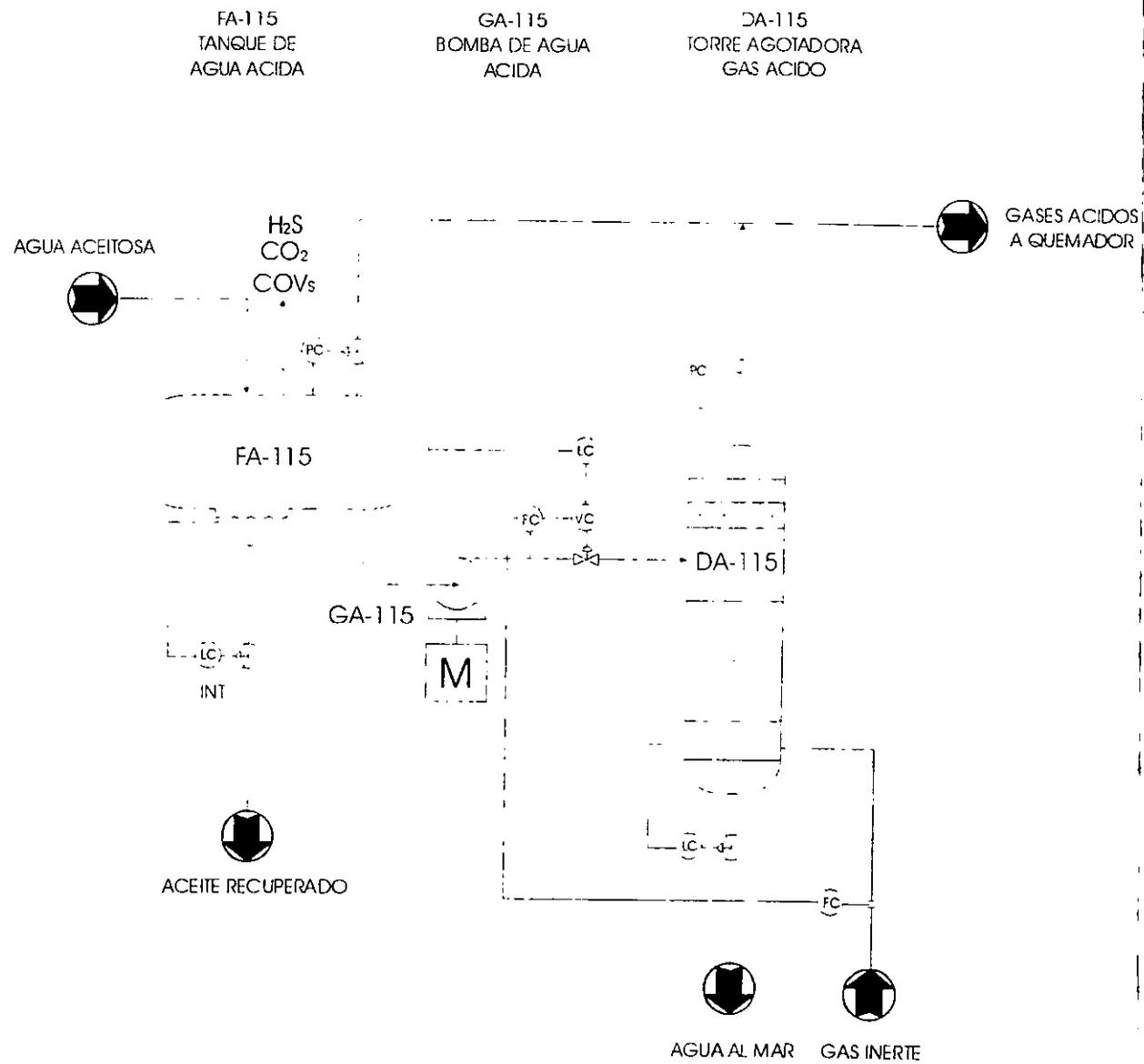


UNAM  
FES-C

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCION DE DIESEL  
DIAGRAMA DE FLUJO

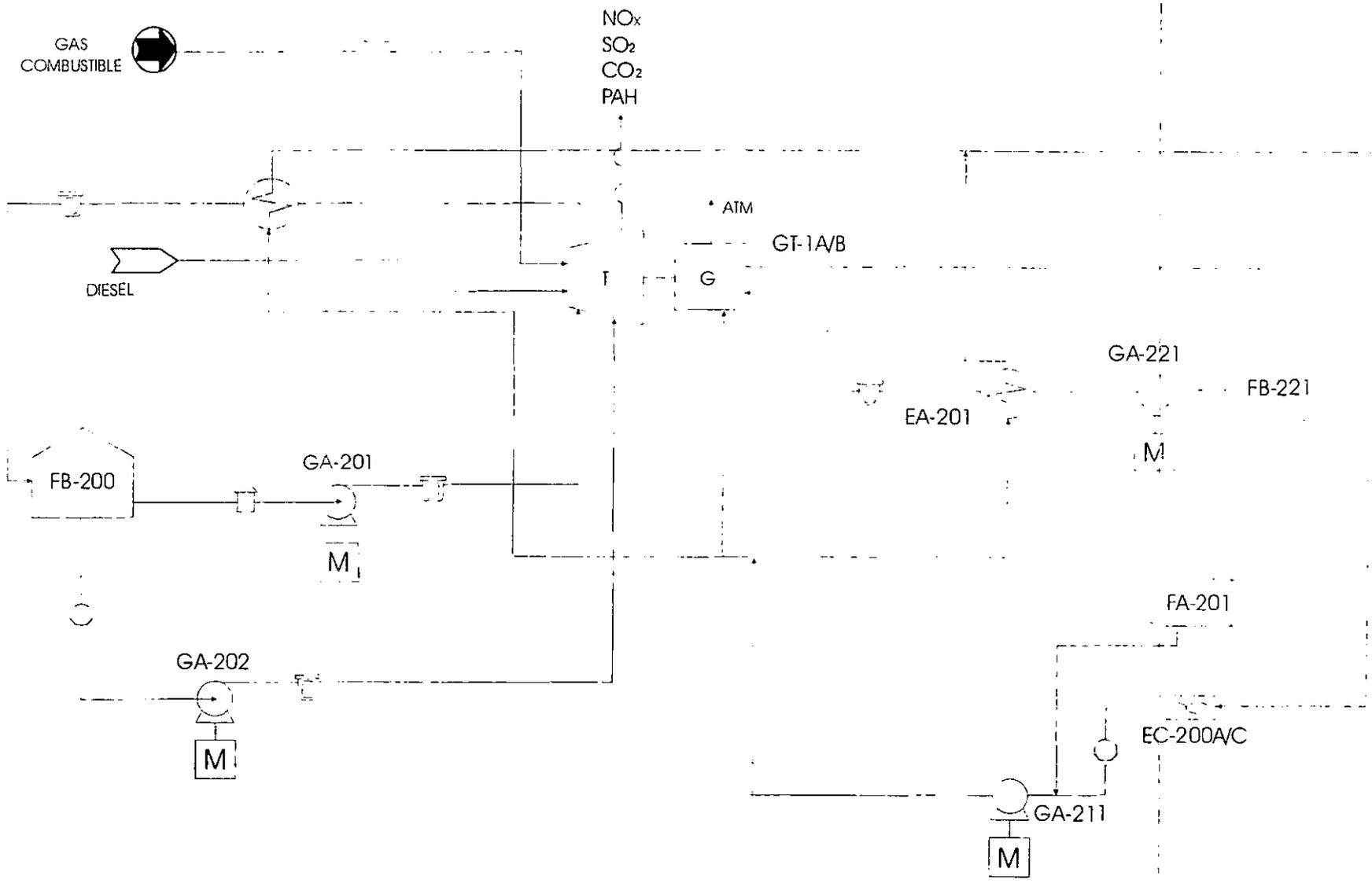
TESIS PROFESIONAL  
LILIANA LEON GONZALEZ

DIAGRAMA 3.8  
NOVIEMBRE, 2000



UNAM FES-C	SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA AMARGA DIAGRAMA DE FLUJO	
	TESIS PROFESIONAL LILIANA LEON GONZALEZ	DIAGRAMA 3.9 NOVIEMBRE, 2000

FB-200 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE ACEITE DE TURBINA  
 EA-201 ENFRIADOR DE ACEITE  
 GA-201 BOMBA DE ACEITE LUBRICANTE  
 GA-202 BOMBA DE ACEITE HIDRAULICO  
 GT-1 TURBOGENERADOR  
 EC-200 ENFRIADOR DE AGUA  
 GA-211 BOMBA DE DISTRIBUCION DE AGUA  
 FA-201 TANQUE DE BALNCE DE AGUA  
 GA-221 BOMBA DE ACEITE LUBRICANTE  
 FB-221 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE ACEITE LUBRICANTE



UNAM FES-C	TURBOGENERADORES DIAGRAMA DE FLUJO	
	TESIS PROFESIONAL LILIANA LEON GONZALEZ	DIAGRAMA 3.10
	NOVIEMBRE, 2000	

# **B**

## **NUMERO DE COMPONENTES EN PLATAFORMAS**

### Numero de componentes en plataformas.

Lugar	Plataforma	No. de componentes
Pacífico	1	16966
	2	17905
	3	24721
	4	11932
	5	11217
	6	16065
	7	13647
Golfo	1	15734
	2	10967
	3	10271
	4	8713
Promedio		13856

NOTA: Para el cálculo de componentes totales no se tomaron en cuenta los valores extremos

Fuente: API 4589, 1993

**C**

**FACTORES DE EMISION  
ADICIONALES**

Table 1.4-1. EMISSION FACTORS FOR NITROGEN OXIDES (NO<sub>x</sub>) AND CARBON MONOXIDE (CO)  
FROM NATURAL GAS COMBUSTION<sup>a</sup>

Combustor Type (MMBtu/hr Heat Input) [SCC]	NO <sub>x</sub> <sup>b</sup>		CO	
	Emission Factor (lb/10 <sup>6</sup> scf)	Emission Factor Rating	Emission Factor (lb/10 <sup>6</sup> scf)	Emission Factor Rating
Large Wall-Fired Boilers (>100) [1-01-006-01, 1-02-006-01, 1-03-006-01]				
Uncontrolled (Pre-NSPS) <sup>c</sup>	280	A	84	B
Uncontrolled (Post-NSPS) <sup>c</sup>	190	A	84	B
Controlled - Low NO <sub>x</sub> burners	140	A	84	B
Controlled - Flue gas recirculation	100	D	84	B
Small Boilers (<100) [1-01-006-02, 1-02-006-02, 1-03-006-02, 1-03-006-03]				
Uncontrolled	100	B	84	B
Controlled - Low NO <sub>x</sub> burners	50	D	84	B
Controlled - Low NO <sub>x</sub> burners/Flue gas recirculation	32	C	84	B
Tangential-Fired Boilers (All Sizes) [1-01-006-04]				
Uncontrolled	170	A	24	C
Controlled - Flue gas recirculation	76	D	98	D
Residential Furnaces (<0.3) [No SCC]				
Uncontrolled	94	B	40	B

<sup>a</sup> Reference 13. Units are in pounds of pollutant per million standard cubic feet of natural gas fired. To convert from lb/10<sup>6</sup> scf to kg/10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, multiply by 16. Emission factors are based on an average natural gas higher heating value of 1,020 Btu/scf. To convert from lb/10<sup>6</sup> scf to lb/MMBtu, divide by 1,020. The emission factors in this table may be converted to other natural gas heating values by multiplying the given emission factor by the ratio of the specified heating value to this average heating value. SCC = Source Classification Code. ND = no data. NA = not applicable.

<sup>b</sup> Expressed as NO<sub>x</sub>. For large and small wall fired boilers with SNCR control, apply a 24 percent reduction to the appropriate NO<sub>x</sub> emission factor. For tangential-fired boilers with SNCR control, apply a 13 percent reduction to the appropriate NO<sub>x</sub> emission factor.

<sup>c</sup> NSPS=New Source Performance Standard as defined in 40 CFR 60 Subparts D and Db. Post-NSPS units are boilers with greater than 250 MMBtu/hr of heat input that commenced construction modification, or reconstruction after August 17, 1971, and units with heat input capacities between 100 and 250 MMBtu/hr that commenced construction modification, or reconstruction after June 19, 1984.

TABLE 1.4-2. EMISSION FACTORS FOR CRITERIA POLLUTANTS AND GREENHOUSE GASES FROM NATURAL GAS COMBUSTION<sup>a</sup>

Pollutant	Emission Factor (lb/10 <sup>6</sup> scf)	Emission Factor Rating
CO <sub>2</sub> <sup>b</sup>	120,000	A
Lead	0.0005	D
N <sub>2</sub> O (Uncontrolled)	2.2	E
N <sub>2</sub> O (Controlled-low-NO <sub>x</sub> burner)	0.64	E
PM (Total) <sup>c</sup>	7.6	D
PM (Condensable) <sup>c</sup>	5.7	D
PM (Filterable) <sup>c</sup>	1.9	B
SO <sub>2</sub> <sup>d</sup>	0.6	A
TOC	11	B
Methane	2.3	B
VOC	5.5	C

<sup>a</sup> Reference 13. Units are in pounds of pollutant per million standard cubic feet of natural gas fired. Data are for all natural gas combustion sources. To convert from lb/10<sup>6</sup> scf to kg/10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, multiply by 16. To convert from lb/10<sup>6</sup> scf to lb/MMBtu, divide by 1.020. The emission factors in this table may be converted to other natural gas heating values by multiplying the given emission factor by the ratio of the specified heating value to this average heating value. TOC = Total Organic Compounds. VOC = Volatile Organic Compounds.

<sup>b</sup> Based on approximately 100% conversion of fuel carbon to CO<sub>2</sub>. CO<sub>2</sub>[lb/10<sup>6</sup> scf] = (3.67) (CON) (C)(D), where CON = fractional conversion of fuel carbon to CO<sub>2</sub>, C = carbon content of fuel by weight (0.76), and D = density of fuel, 4.2x10<sup>4</sup> lb/10<sup>6</sup> scf.

<sup>c</sup> All PM (total, condensable, and filterable) is assumed to be less than 1.0 micrometer in diameter. Therefore, the PM emission factors presented here may be used to estimate PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub> or PM<sub>1</sub> emissions. Total PM is the sum of the filterable PM and condensable PM. Condensable PM is the particulate matter collected using EPA Method 202 (or equivalent). Filterable PM is the particulate matter collected on, or prior to, the filter of an EPA Method 5 (or equivalent) sampling train.

<sup>d</sup> Based on 100% conversion of fuel sulfur to SO<sub>2</sub>. Assumes sulfur content is natural gas of 2,000 grains/10<sup>6</sup> scf. The SO<sub>2</sub> emission factor in this table can be converted to other natural gas sulfur contents by multiplying the SO<sub>2</sub> emission factor by the ratio of the site-specific sulfur content (grains/10<sup>6</sup> scf) to 2,000 grains/10<sup>6</sup> scf.

TABLE 1.4-3. EMISSION FACTORS FOR SPECIATED ORGANIC COMPOUNDS FROM NATURAL GAS COMBUSTION<sup>a</sup>

CAS No.	Pollutant	Emission Factor (lb/10 <sup>6</sup> scf)	Emission Factor Rating
91-57-6	2-Methylnaphthalene <sup>b,c</sup>	2.4E-05	D
56-49-5	3-Methylchloranthrene <sup>b,c</sup>	<1.8E-06	E
	7,12-Dimethylbenz(a)anthracene <sup>b,c</sup>	<1.6E-05	E
83-32-9	Acenaphthene <sup>b,c</sup>	<1.8E-06	E
203-96-8	Acenaphthylene <sup>b,c</sup>	<1.8E-06	E
120-12-7	Anthracene <sup>b,c</sup>	<2.4E-06	E
56-55-3	Benz(a)anthracene <sup>b,c</sup>	<1.8E-06	E
71-43-2	Benzene <sup>b</sup>	2.1E-03	B
50-32-8	Benzo(a)pyrene <sup>b,c</sup>	<1.2E-06	E
205-99-2	Benzo(b)fluoranthene <sup>b,c</sup>	<1.8E-06	E
191-24-2	Benzo(g,h,i)perylene <sup>b,c</sup>	<1.2E-06	E
205-82-3	Benzo(k)fluoranthene <sup>b,c</sup>	<1.8E-06	E
106-97-8	Butane	2.1E+00	E
218-01-9	Chrysene <sup>b,c</sup>	<1.8E-06	E
53-70-3	Dibenzo(a,h)anthracene <sup>b,c</sup>	<1.2E-06	E
25321-22-6	Dichlorobenzene <sup>b</sup>	1.2E-03	E
74-84-0	Ethane	3.1E+00	E
206-44-0	Fluoranthene <sup>b,c</sup>	3.0E-06	E
86-73-7	Fluorene <sup>b,c</sup>	2.8E-06	E
50-00-0	Formaldehyde <sup>b</sup>	7.5E-02	B
110-54-3	Hexane <sup>b</sup>	1.8E+00	E
193-39-5	Indeno(1,2,3-cd)pyrene <sup>b,c</sup>	<1.8E-06	E
91-20-3	Naphthalene <sup>b</sup>	6.1E-04	E
109-66-0	Pentane	2.6E+00	E
85-01-8	Phenanthrene <sup>b,c</sup>	1.7E-05	D

TABLE 1.4-3. EMISSION FACTORS FOR SPECIATED ORGANIC COMPOUNDS FROM NATURAL GAS COMBUSTION (Continued)

CAS No.	Pollutant	Emission Factor (lb/10 <sup>6</sup> scf)	Emission Factor Rating
74-98-6	Propane	1.6E+00	E
129-00-0	Pyrene <sup>b, c</sup>	5.0E-06	E
108-88-3	Toluene <sup>b</sup>	3.4E-03	C

<sup>a</sup> Reference 13. Units are in pounds of pollutant per million standard cubic feet of natural gas fired. Data are for all natural gas combustion sources. To convert from lb/10<sup>6</sup> scf to kg/10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, multiply by 16. To convert from lb/10<sup>6</sup> scf to lb/MMBtu, divide by 1,020. Emission Factors preceded with a less-than symbol are based on method detection limits.

<sup>b</sup> Hazardous Air Pollutant (HAP) as defined by Section 112(b) of the Clean Air Act.

<sup>c</sup> HAP because it is Polycyclic Organic Matter (POM). POM is a HAP as defined by Section 112(b) of the Clean Air Act.

**FACTOR DE EMISION PARA PAHS Y H<sub>2</sub>S GENERADOS  
EN QUEMADORES ELEVADOS.  
(GAS AMARGO)**

Stroscher (1996) reporta las siguientes concentraciones de PAHs y H<sub>2</sub>S a una distancia entre 1.5 y 2 m de la flama visible del quemador elevado, en donde los gases de salida del quemador representan el 2.4% del volumen de la muestra en base seca.

Componente	Concentración* mg/m <sup>3</sup> de (aire + gases de combustión).
PAH*	251.64
H <sub>2</sub> S	126.00

En su estudio, el gas amargo proveniente de un sistema de baterías de crudo se quema a razón de 0.45 m<sup>3</sup>/min. La composición del gas amargo en este lugar es la siguiente:

Componente	% mol
H <sub>2</sub> S	22.8
H <sub>2</sub>	0.2
O <sub>2</sub>	0.0
N <sub>2</sub>	8.2
CO <sub>2</sub>	2.0
C1	45.4
C2	10.7
C3	5.7
C4	2.4
C5	1.7
C6	0.5
C7	0.2
C8	0.1
C9	0.1

El poder calorífico reportado por Stroscher es de 38.5MJ/m<sup>3</sup>

Para calcular el factor de emisión se tomó en cuenta lo siguiente:

- El volumen de los gases de combustión es aproximadamente igual al volumen de los gases que se formarían si la conversión de C y H<sub>2</sub>S a CO<sub>2</sub> y SO<sub>2</sub> respectivamente, fuera del 100% de acuerdo con las siguientes reacciones.



Para gases: %mol = %volumen.

Fracción mol = %mol/100

Para cada especie de hidrocarburo contenido en el gas, el número de moles de CO<sub>2</sub> producto de la combustión completa, es "n" veces el número de moles de la especie, y por otra parte, el número de moles de SO<sub>2</sub> es igual al número de moles de H<sub>2</sub>S en el gas.

A partir de las consideraciones anteriores se obtienen los resultados siguientes:

Componente	Fracción mol	Flujo volumétrico* (m <sup>3</sup> /min)	Volumen por componente* (m <sup>3</sup> /min)	Volumen de combustión por componente* (m <sup>3</sup> /min)
H <sub>2</sub> S	22.8000	0.4500	0.1026	0.1026
CO <sub>2</sub>	2.0000	0.4500	0.0090	0.0090
C1	45.4000	0.4500	0.2043	0.2043
C2	10.7000	0.4500	0.0482	0.0963
C3	5.7000	0.4500	0.0257	0.0770
C4	2.4000	0.4500	0.0108	0.0432
C5	1.7000	0.4500	0.0077	0.0383
C6	0.5000	0.4500	0.0023	0.0135
C7	0.2000	0.4500	0.0009	0.0063
C8	0.1000	0.4500	0.0005	0.0036
C9	0.1000	0.4500	0.0005	0.0041
<b>Total</b>	<b>0.9100</b>		<b>0.4122</b>	<b>0.5981</b>

\* A 15°C y 1 atm

Es necesario hacer una corrección de temperatura para ajustar el volumen teórico de gases de combustión a las condiciones de muestreo. Utilizando la ley de los gases ideales:

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2}$$

Despejando V<sub>2</sub> y sustituyendo los siguientes datos:

$$P_1 = P_2$$

$$T_1 = 15^\circ\text{C}$$

$$T_2 = 125^\circ\text{C}$$

$$V_2 = \frac{0.5981 \times 125}{15} = 4.9838 \text{ m}^3$$

La cantidad de PAHs generada en base al flujo de entrada y su poder calorífico se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$FE_x = \frac{V_2 \times C_x}{0.024 \times PC \times Q}$$

$FE_x$  = Factor de emisión del contaminante x [ton/PJ]

$C_x$  = Concentración del contaminante x [ $\text{mg}/\text{m}^3$  de (aire + gases de combustión)]

PC = Poder calorífico del gas [ $\text{MJ}/\text{m}^3$  de gas]

Q = Flujo volumétrico del gas alimentado al quemador [ $\text{m}^3/\text{min}$ ]

0.024 es la fracción volumen de los gases de combustión en la muestra de análisis [ $\text{m}^3$  de gases de combustión/ $\text{m}^3$  de (aire + gases de combustión)]

Y entonces se tienen los siguientes factores de emisión:

$FE_{\text{PAH}} = 3016.1396 \text{ mg/MJ}$

$FE_{\text{H}_2\text{S}} = 1510.2273 \text{ mg/MJ}$

$\text{mg/MJ} = \text{ton/PJ}$

# **D**

## **CALCULO DE EMISIONES EN EL QUEMADOR ELEVADO**

## EMISION DE PAHS Y H<sub>2</sub>S EN EL QUEMADOR ELEVADO (REGENERACION DE DIETANOLAMINA)

Utilizando los niveles de actividad correspondientes al quemado de gas ácido generado en la sección de regeneración de DEA (11.6896 Mm<sup>3</sup>/año y 8.5206 MJ/m<sup>3</sup>) las emisiones para cada contaminante son:

$$E_{PAH} = 300.4179 \text{ ton/año}$$

$$E_{H_2S} = 150.4239 \text{ ton/año}$$

## EMISIONES EN EL QUEMADOR ELEVADO (RESULTADO DE VENTEOS)

### Emisiones por venteo.

La contribución a las emisiones por venteo de gas (gas amargo, gas dulce, gas deshidratado) se calcula utilizando las siguientes ecuaciones:

$$(1) \quad y_i = \frac{Y_i PM_i}{\sum_{i=1}^n Y_i PM_i}$$

donde:

y <sub>i</sub> =	Fracción masa del componente i	[ ]
Y <sub>i</sub> =	Fracción mol del componente i	[ ]
PM =	Peso molecular del componente i	[kg/kg-mol]

$$(2) \quad E_i = y_i \times M_T$$

donde:

E <sub>i</sub> =	Emisiones del componente i	[kg/año]
M <sub>T</sub> =	Masa total venteadaa2011.33	[2011.33 kg/año]

Para gas amargo:

Componente	Peso Molecular (kg/kg-mol) **	Fracción mol* (Y)	Fracción masa	Masa venteada (Kg/año)
CH <sub>4</sub>	16	0.6344	0.4237	852.1810
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30	0.1713	0.2145	431.5224
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44	0.0846	0.1554	312.5156
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58	0.0246	0.0595	119.6415
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72	0.0064	0.0191	38.4449
CO <sub>2</sub>	44	0.0426	0.0781	157.1813
N <sub>2</sub>	28	0.0068	0.0080	16.0086
H <sub>2</sub> O	18	0.0000	0.0000	0.0302
H <sub>2</sub> S	34	0.0294	0.0417	83.8077

\*De la tabla 4.1

Para gas combustible:

Componente	Peso Molecular (kg/kg-mol)	Fracción mol* (Y)	Fracción masa	Masa venteada (Kg/año)
CH <sub>4</sub>	16	0.6411	0.4248	854.4736
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30	0.1867	0.2320	466.6582
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44	0.1117	0.2035	409.4056
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58	0.0436	0.1046	210.4760
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72	0.0085	0.0253	50.9845
CO <sub>2</sub>	44	0.0010	0.0019	3.7389
N <sub>2</sub>	28	0.0053	0.0061	12.3163
H <sub>2</sub> O	18	0.0022	0.0016	3.2690
H <sub>2</sub> S	34	0.0000	0.0000	0.0113

\*De la tabla 4.3

Para gas amargo deshidratado:

Componente	Peso Molecular (kg/kg-mol)	Fracción mol* (Y)	Fracción masa	Masa venteado (kg/año)
CH <sub>4</sub>	16	0.6837	0.4740	953.3092
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30	0.1248	0.1622	326.2752
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44	0.0540	0.1029	207.0593
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58	0.0200	0.0503	101.0895
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72	0.0109	0.0340	68.3923
CO <sub>2</sub>	44	0.0533	0.1016	204.3752
N <sub>2</sub>	28	0.0100	0.0121	24.4009
O <sub>2</sub>	16	0.0010	0.0007	1.3943
H <sub>2</sub> S	34	0.0422	0.0622	125.0373

\*De la tabla 4.2

La masa total venteada se ilustra en la tabla siguiente:

Componente	Gas amargo (kg/año)	Gas combustible (kg/año)	Gas amargo deshidratado (kg/año)	Masa total de gas venteado (kg/año)
CH <sub>4</sub>	852.1810	854.4736	953.3092	2659.9639
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	431.5224	466.6582	326.2752	1224.4558
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	312.5156	409.4056	207.0593	928.9805
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	119.6415	210.4760	101.0895	431.2071
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	38.4449	50.9845	68.3923	157.8217
CO <sub>2</sub>	157.1813	3.7389	204.3752	365.2954
N <sub>2</sub>	16.0086	12.3163	24.4009	52.7258
H <sub>2</sub> O	0.0302	3.2690	0.0000	3.2992
H <sub>2</sub> S	83.8077	0.0113	125.0373	208.8563
O <sub>2</sub>	0.0000	0.0000	1.3943	1.3943

Para calcular las emisiones por combustión en quemadores, es necesario calcular el volumen de esta mezcla de gases.

El volumen total se calcula obteniendo el número de moles totales y multiplicando por el volumen molar (23.643 m<sup>3</sup>/kg-mol en condiciones estándar). El número de moles se calcula con la siguiente ecuación:

$$NM_i = ET_i / PM_i$$

donde:

NM = Número de moles del componente i [kg-mol/año]  
 ET<sub>i</sub> = Emisiones totales del componente i [kg/año]  
 PM<sub>i</sub> = Peso molecular del componente i [kg/kg-mol]

Componente	Masa total de gas venteado (kg/año)	Peso molecular (kg/kg-mol)	No. de moles kg-mol/año	Volumen m <sup>3</sup> /año
CH <sub>4</sub>	2659.9639	16	166.2477	3930.5954
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1224.4558	30	40.8152	964.9936
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	928.9805	44	21.1132	499.1792
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	431.2071	58	7.4346	175.7764
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	157.8217	72	2.1920	51.8247
CO <sub>2</sub>	365.2954	44	8.3022	196.2881
N <sub>2</sub>	52.7258	28	1.8831	44.5213
H <sub>2</sub> O	3.2992	18	0.1833	4.3335
H <sub>2</sub> S	208.8563	34	6.1428	145.2350
O <sub>2</sub>	1.3943	16	0.0871	2.0604
Total	6034.0000		254.4012	6012.7472

\* En condiciones estándar (15°C y 1 atm.)

Se considera que el gas se quema a las mismas condiciones que el gas proveniente del sistema de regeneración de DEA, debido al efecto de dilución. Utilizando los factores de la tabla 3.13, el factor de emisión calculado para PAHs, y el poder calorífico del gas ácido se obtienen los siguientes resultados:

**Emisiones en el quemador elevado  
(resultado de venteos)**

Contaminante	Factor de emisión kg/m <sup>3</sup>	Flujo de gas ácido m <sup>3</sup> /año	Emisiones Ton/año
CH <sub>4</sub>	0.0099	6012.7472	0.0595
COVs (NMHC)	0.0673	6012.7472	0.4047
NO <sub>x</sub>	0.0016	6012.7472	0.0096
Partículas	0.0021	6012.7472	0.0126
CO	0.0216	6012.7472	0.1299
PAH	*		0.1533

\* PC = 8.5206 MJ.m<sup>3</sup>, FE<sub>PAH</sub> = 3016.1396 ton/PJ.

El contenido de SO<sub>2</sub> se estima asumiendo que todo el H<sub>2</sub>S es completamente convertido a SO<sub>2</sub>. De manera que:

$$E_{SO_2} = NM_{H_2S} \times M_{SO_2}$$

donde:

N<sub>M<sub>H2S</sub></sub> = Numero de moles de H<sub>2</sub>S

[kg-mol/año]

M<sub>SO<sub>2</sub></sub> = Peso molecular del SO<sub>2</sub>

[64 kg/kg-mol]

Sustituyendo en la ecuación anterior se tiene que:

$$E_{SO_2} = 393.1392 \text{ kg/año}$$

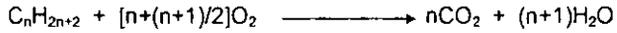
Para calcular las emisiones de CO<sub>2</sub> en quemadores se tiene que:

$$E_{CO_2} = CO_2 \text{ (entrante)} + CO_2 \text{ (generado)}$$

Suponiendo que todo el C es convertido a CO<sub>2</sub>

Componente	kg-mol de C/año	kg-mol de CO <sub>2</sub> generadas	PM del CO <sub>2</sub> kg/kg-mol	kg/año
C1	166.2477	166.2477	44	7314.8988
C2	40.8152	81.6304	44	3591.7376
C3	21.1132	63.3396	44	2786.9424
C4	7.4346	29.7384	44	1308.4896
C5	2.1920	10.96		482.2400
<b>Total</b>				<b>15484.3084</b>

La segunda columna de la tabla anterior se obtiene al multiplicar la fracción molar del componente, el flujo volumétrico total y 1/C. La tercer columna corresponde las moles generadas de CO<sub>2</sub>, es decir, la segunda columna multiplicada por "n" de acuerdo con la siguiente ecuación:



De manera que al sustituir se tiene que:

$$E_{CO_2} = 365.2954 + 15484.3084 = 15849.6038 \text{ Kg/año}$$

**E**

**CALCULO DE EMISIONES EN  
TANQUES DE ALMACENAMIENTO  
DE DIESEL**

**PROGRAMA TANKS 4.0**

## Metodología del TANK's 4.0

### Calculo de las emisiones en tanques de techo fijo.

Las pérdidas totales para tanques de techo fijo se expresan como sigue:

$$L_T = L_S + L_W$$

donde:

$L_T$  = Pérdidas totales, lb/año

$L_S$  = Pérdidas por respiración, lb/año

$L_W$  = Pérdidas por trabajo, lb/año

Las pérdidas por respiración corresponden a la expulsión de vapor del tanque debido a cambios diarios de temperatura que resultan en expansiones y contracciones del vapor. Estas emisiones pueden estimarse por:

$$L_S = 365 V_V W_V K_E K_S$$

donde:

365 = Constante, días/año

$V_V$  = Volumen del espacio vapor,  $\text{ft}^3$

$W_V$  = Densidad del vapor,  $\text{lb}/\text{ft}^3$

$K_E$  = Factor de expansión del espacio vapor, adimensional

$K_S$  = Factor de saturación del vapor, adimensional

El volumen del espacio vapor se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$V_V = (\pi/4) D^2 H_{VO}$$

donde:

$D$  = Diámetro del tanque, ft

$H_{VO}$  = Es la altura de un cilindro de diámetro,  $D$ , cuyo volumen es equivalente a el volumen del espacio vapor del tanque de techo fijo, incluyendo el volumen bajo el cono o domo, ft

La altura  $H_{VO}$  puede se estima por:

$$H_{VO} = H_S - H_L + H_{RO}$$

donde:

$H_S$  = Altura del tanque, ft

$H_L$  = Altura máxima del líquido, ft

$H_{RO}$  = Altura equivalente al volumen contenido bajo el techo del tanque, en un cilindro con diámetro  $D$ , ft

Para techo cónico,  $H_{RO}$ , se calcula de la manera siguiente:

$$H_{RO} = 1/3 H_R$$

donde:

$H_R$  = Altura del cono, ft

La densidad del vapor  $W_V$  se calcula usando la siguiente ecuación:

$$W_V = \frac{M_V P_{VA}}{RT_{LA}}$$

donde:

$M_V$  = Peso molecular del vapor, lb/lb-mol

$P_{VA}$  = Presión de vapor a la temperatura promedio de la superficie del líquido, psia

$R$  = Constante del gas ideal, 10.731 psia-ft<sup>3</sup>/lb-mol °R

$T_{LA}$  = Temperatura diaria promedio de la superficie del líquido, °R

La temperatura de la superficie del líquido puede obtenerse con la siguiente ecuación:

$$T_{LA} = 0.44 T_{AA} + 0.56 T_B + 0.0079 (\alpha I)$$

donde:

$T_{AA}$  = Temperatura diaria promedio, °R

$T_B$  = Temperatura del líquido, °R

$\alpha$  = Absorción solar de la pintura del tanque, adimensional

$I$  = Radiación solar diaria, Btu/ft<sup>2</sup> d

La temperatura del líquido se calcula usando la siguiente ecuación:

$$T_B = T_{AA} + 6 (\alpha - 1)$$

El factor de expansión del espacio vapor se calcula como sigue:

$$K_E = \frac{\Delta T_V}{T_{LA}} + \frac{\Delta P_V - \Delta P_B}{P_A - P_{VA}}$$

donde:

$\Delta T_V$  = Rango entre temperaturas del vapor diarias, °R

$\Delta P_V$  = Rango entre presiones de vapor diarias, psi

$\Delta P_B$  = Rango entre puntos de ajuste de la válvula de relevo, psi

$P_A$  = Presión atmosférica, psia

El rango entre temperaturas del vapor diarias.  $\Delta T_v$ , se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$\Delta T_v = 0.72\Delta T_A + 0.028 \alpha I$$

donde:

$\Delta T_A$  = Rango entre temperaturas ambiente diarias.

El factor de saturación del vapor,  $K_s$ , se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$K_s = \frac{1}{1 + 0.053P_{VA} H_{VO}}$$

Las pérdidas por trabajo ocurren cuando el tanque es llenado y la presión dentro de este excede la presión de ajuste de sobrepresión de la válvula de relevo y los vapores se expelen a la atmósfera. La ecuación con la cual pueden calcularse estas pérdidas es la siguiente:

$$L_w = 0.0010 M_V P_{VA} Q K_N K_P$$

donde:

$M_V$ = Peso molecular del vapor, lb/lb-mol

$P_{VA}$ = Presión de vapor a la temperatura de la superficie del líquido, psia

$Q$ = Carga anual, bbl/año

$K_N$ = Factor de carga, adimensional

$K_P$ = Factor del producto, adimensional

Valores de  $K_N$ = Para cargas  $>36$ ,  $K_N = (180 + N)/6N$

Para cargas  $<36$ ,  $K_N = 1$

$N$  = número de cargas anuales

Valores de  $K_P$ = 0.75 para petróleo crudo;

1.0 para otros líquidos orgánicos.

La carga anual se calcula con la siguiente ecuación:

$$Q = N V_{LX} / 42$$

donde:

$V_{LX}$  = Volumen máximo del líquido, galones

42 = Factor de conversión, galones/barril

## Condiciones meteorológicas en la ciudad de Campeche

<b>Temperatura</b>				
	Máxima		Mínima	
	°C	°F	°C	°F
Enero	27.8	82.04	18.1	64.58
Febrero	28.7	83.66	18.4	65.12
Marzo	31.6	88.88	20.6	69.08
Abril	33.4	92.12	22.3	72.14
Mayo	34	93.2	23.7	74.66
Junio	33.5	92.3	23.9	75.02
Julio	32.8	91.04	23	73.4
Agosto	32.4	90.32	22.9	73.22
Septiembre	31.8	89.24	22.9	73.22
Octubre	30.2	86.36	21.9	71.42
Noviembre	28.8	83.84	20.1	68.18
Diciembre	27.7	81.86	18.3	64.94
Promedio	31.058333	87.905	21.341667	70.415

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional ([www.cna.gob.mx/SMN.html](http://www.cna.gob.mx/SMN.html))

Temperatura media anual

26.4°C, 79.52°F

<b>Radiación solar</b>		
	cal/cm <sup>2</sup> -día	BTU/ft <sup>2</sup> -día
Enero	335	1235.0103
Febrero	401	1478.3258
Marzo	463	1706.8948
Abril	484	1784.3134
Mayo	456	1681.0886
Junio	417	1537.3113
Julio	406	1496.7587
Agosto	429	1581.5505
Septiembre	388	1430.4
Octubre	390	1437.7732
Noviembre	351	1293.9959
Diciembre	308	1135.4721
Promedio	402.333333	1483.2412

Fuente: MANRIQUE, José A. "Energía Solar: Fundamentos y Aplicaciones Fototérmicas" HARLA, México, 1994.

Velocidad del viento		
	M/s	mph
Enero	6.5267	14.601044
Febrero	6.3679	14.245765
Marzo	6.6333	14.839672
Abril	6.8733	15.376585
Mayo	7.0833	15.846383
Junio	5.8567	13.102163
Julio	5.1000	11.409396
Agosto	5.1000	11.409396
Septiembre	4.2667	9.5451156
Octubre	4.9000	10.961969
Noviembre	4.4333	9.9179717
Diciembre	6.2000	13.870246
Promedio	5.7784	12.927142

www.imp.mx (Intranet)

### Propiedades del diesel.

Poder calorífico	MJ/m <sup>3</sup> (Btu/pie <sup>3</sup> )	3.8191 x 10 <sup>4</sup> (19300)
Temp. de inflamación	°C	45
	°F	113
Azufre total	%peso	0.5
Carbono total	% peso	0.87
Número de cetano		48
Presión de vapor Reid	Kpa	4.89
	(Lb/pulg <sup>2</sup> )	0.71
Peso molecular del líquido	UMA	236.53
Peso molecular del vapor	UMA	113.49
Densidad a 20°C (68°F)	Kg/m <sup>3</sup>	850.87
	Gal/min	7.1
Destilación:		
El 10% destila a :	°C	213
El 50% destila a :	°C	263.5
El 90% destila a :	°C	326.4
Pendiente ASTM	°C/%	1.36

Diesel Impo

Vertical Fixed Roof Tank  
Campeche Campeche

**TANKS 4.0**  
**Emissions Report - Summary Format**  
**Tank Identification and Physical Characteristics**

**Identification**

User Identification:	Diesel Impo
City:	Campeche
State:	Campeche
Company:	
Type of Tank:	Vertical Fixed Roof Tank
Description:	Tanque de diesel Impo en una plataforma de compresion

**Tank Dimensions**

Shell Height (ft):	5.02
Diameter (ft):	4.50
Liquid Height (ft):	5.02
Avg. Liquid Height (ft):	3.81
Volume (gallons):	602.47
Turnovers:	56.00
Net Throughput (gal/yr):	33,738.11
Is Tank Heated (y/n):	N

**Paint Characteristics**

Shell Color/Shade:	White/White
Shell Condition:	Good
Roof Color/Shade:	White/White
Roof Condition:	Good

**Roof Characteristics**

Type:	Cone
Height (ft):	0.56
Slope (ft/ft) (Cone Roof):	0.25

**Breather Vent Settings**

Vacuum Settings (psig):	-0.03
Pressure Settings (psig):	0.03

Meteorological Data used in Emissions Calculations: Campeche, Campeche (Avg. Atmospheric Pressure = 14.7 csa)

### TANKS 4.0

#### Emissions Report - Summary Format

#### Liquid Contents of Storage Tank

Measure/Component	Meth	Dihl Liquid Surf Temperatures (deg F)			Liquid Temp (deg F)	Vapor Pressure (psia)			Vapor Mo Wt%	Liquid Mass Frac	Vapor Mass Frac	Mo Wt%	Basis for Vapor Pressure Calculations
		Avg	Min	Max		Avg	Min	Max					
Diesel	82	57.52	57.52	58.44	71.94	0.4526	0.3664	0.9192	10.4300				Open 4 RVP by ASTM Specification

Desel Impo

Venice Fixed Roof Tank  
Campeche Campeche

**TANKS 4.0**  
**Emissions Report - Summary Format**  
**Individual Tank Emission Totals**

**Annual Emissions Report**

<u>Components</u>	<u>Losses (t/a)</u>		<u>Total Emissions</u>
	<u>Working Loss</u>	<u>Breathing Loss</u>	
<u>Diesel</u>	28.97	3.96	32.93

## TANKS 4.0

### Emissions Report - Summary Format

#### Tank Identification and Physical Characteristics

**Identification**

User Identification	Diesel suco
City	Campeche
State	Campeche
Company	
Type of Tank	Vertical Fixed Roof Tank
Description	Tanque de diesel suco en una plataforma de compresi3n

**Tank Dimensions**

Shell Height (ft)	12.00
Diameter (ft)	9.54
Liquid Height (ft)	10.80
Avg. Liquid Height (ft)	3.50
Volume (gallons)	5,775.74
Turnovers	56.00
Net Throughput (gal/yr)	323,441.20
Is Tank Heated (yn)	N

**Paint Characteristics**

Shell Color/Shade	White/White
Shell Condition	Good
Roof Color/Shade	White/White
Roof Condition	Good

**Roof Characteristics**

Type	Cone
Height (ft)	1.19
Slope (ft/ft) (Cone Roof)	0.25

**Breather Vent Settings**

Vacuum Settings (psig)	-0.03
Pressure Settings (psig)	0.03

Meteorological Data used in Emissions Calculations: Campeche, Campeche (Avg Atmospheric Pressure = 14.7 psia)



**TANKS 4.0**  
**Emissions Report - Summary Format**  
**Individual Tank Emission Totals**

**Annual Emissions Report**

Component	Working Loss	Losses(lbs)		Total Emissions
		Working Loss	Breathing Loss	
Diesel	277.76	33.26		311.02

**TANKS 4.0**  
**Emissions Report - Summary Format**  
**Total Emissions Summaries - All Tanks in Report**

**Annual Emissions Report**

Tank Identification	Vertical Face: Roof Tank	Campeche, Campeche	Losses (lbs)
Diesel Impo	Vertical Face: Roof Tank	Campeche, Campeche	32.93
Diesel succo	Vertical Face: Roof Tank	Campeche, Campeche	311.02
Total Emissions for all Tanks			343.95