

# **METODOLOGÍAS PARA LA ESTIMACIÓN Y CÁLCULO DE EMISIONES DE CONTAMINANTES SUJETAS A REPORTE EN EL RETC**

## Contenido

INTRODUCCIÓN.....	4
UNIDADES DE MEDIDA .....	5
SÍMBOLOS.....	6
RESUMEN .....	7
I. ALCANCES GENERALES DEL RETC .....	8
Antecedentes.....	8
Parámetros de reporte .....	11
Actividades económicas sujetas a Reporte .....	12
II. METODOLOGÍAS.....	12
Conceptos básicos.....	14
Muestreo en la fuente .....	14
Ecuación General para los Gases Ideales .....	15
Condiciones normales .....	15
Condiciones Estándar .....	16
II.1.1 Monitoreo Discontinuo .....	17
II.1.2 Monitoreo Continuo (MC) .....	18
II.2 Cálculos de ingeniería.....	19
II.3 Balance de Materiales .....	20
II.4 Factores de emisión.....	21
III. CASOS PRÁCTICOS DE APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DE EMISIONES.....	22
Balance de materiales .....	22
CASO-1 BM .....	22
Caso2 BM.....	25
Monitoreo Continuo.....	27
Caso1 MC.....	27
Caso1 MD.....	29
Caso3 MD.....	36

Cálculos de Ingeniería.....	38
Caso1 Cl.....	38
Monitoreo Discontinuo /Factores de Emisión .....	44
Caso MD/FE.....	44
Factores de Emisión.....	47
Caso FE .....	47
IV. MATERIAL COMPLEMENTARIO .....	50
Anexo 1 .....	50
Anexo 2.....	54
Anexo 3.....	57
Anexo 4.....	74
Anexo 5.....	81
Páginas de Internet recomendadas.....	82
Bibliografía .....	82

## INTRODUCCIÓN

El Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes – RETC es una base de datos de emisiones de contaminantes al aire, agua, y suelo, y las transferencias de residuos peligrosos realizadas como resultado de las acciones de transformación de los recursos naturales y la provisión de servicios.

El RETC es una manera práctica de implementar el “derecho a saber” de la comunidad y es una herramienta efectiva para la gestión ambiental ya que brinda información al gobierno, la industria y al ciudadano, sobre las emisiones liberadas al ambiente. Los RETC en el mundo son un instrumento muy útil para el autocontrol de las empresas como parte de su desempeño ambiental, y en el caso del Perú, muestra su decisión de avanzar dentro del marco de mejoramiento de la integración económica y libre comercio de la región, ya que es uno de los componentes del Programa País, cuyo objetivo principal es el mejoramiento de las políticas públicas y apoyar el proceso de reformas del Perú a efectos de ser parte de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).

Del mismo modo, el RETC es mencionado en la Estrategia de Política Global para la Gestión de los Productos Químicos a Nivel Internacional (SAICM) y en el Convenio de Estocolmo sobre los Contaminantes Orgánicos Persistentes, por lo que es pertinente su implementación como parte del cumplimiento de los compromisos internacionales adquiridos.

El proceso del diseño del RETC Perú se inicia el 2006 y su implementación progresiva el 2015. A la fecha se tiene reportes voluntarios de dos años consecutivos ( 2016 y 2017) y se está trabajando en los informes anuales de reporte.

El proceso de reporte requiere el involucramiento y compromiso de las empresas, lo que se viene construyendo con el programa de capacitación y difusión en ejecución y que forma parte de la Propuesta Nacional de Implementación del RETC – Perú.

Con el fin de proporcionar un adecuado entrenamiento a los representantes a cargo del Reporte de Emisiones y Transferencias de Contaminantes de las entidades sujetas a reporte, así como a servidores públicos de las diferentes instituciones del Estado y público interesado, sobre las distintas metodologías disponibles para la estimación y cálculo de emisiones de contaminantes, el Ministerio del Ambiente elaboró el presente documento que sirve como guía para el cálculo y estimación de contaminantes que se liberan al ambiente.

## UNIDADES DE MEDIDA

atm: atmósfera (de presión)

°C: grados Celsius

cfm: cubic feet per minute (pies cúbicos por minuto) ft<sup>3</sup>/min

ft: feet (pies)

g: gramos

g-mol: gramos-mol

g/m<sup>3</sup>: gramos por metro cúbico

h: hora

kg: kilogramos

K: grados Kelvin

kg/h: kilogramos por hora

KPa: kilo Pascal

m: metro

m<sup>3</sup>: metro cúbico

mg: miligramos

mg/m<sup>3</sup>: miligramos por metro cúbico

min: minuto

mol: molécula

ppmV: partes por millón en volumen

mmHg: milímetros de mercurio

Mg: megagramos

Nm<sup>3</sup>: metros cúbicos normales

s: segundo

## SÍMBOLOS

C:	Concentración
ef:	eficiencia
DA:	Dato de actividad
FE:	Factores de emisión
HT:	Hidrocarburos Totales
M:	masa molar
n:	Número de moles
$\eta$ :	Eficiencia global de reducción
P:	Presión
PM:	Peso molecular
Q:	Flujo volumétrico ó caudal volumétrico
R:	Constante de proporcionalidad (constante de los gases) = 0,082057 L*atm/K*mol
S:	SATURACIÓN
T:	temperatura
TA:	Tiempo de actividad o nivel de actividad (expresado en horas de actividad en un año)
V:	Volumen
Vn:	Volumen molar normal
Vs:	Volumen molar estándar

## RESUMEN

El documento “Metodologías para la estimación y cálculo de emisiones de contaminantes sujetas a reporte en el RETC” está estructurado de tal forma que permite a los representantes de los establecimientos reportantes utilizar los conceptos base y técnicas para calcular o estimar las cantidades de contaminantes que se liberan al ambiente mediante las metodologías de Monitoreo Continuo, Monitoreo Discontinuo, Cálculos de Ingeniería, Balance de Masa (o Balance de Materiales) y Factores de Emisión.

En el Capítulo I se resume la evolución y las fases de implementación del RETC peruano, además de brinda información acerca de los contaminantes a reportar y las actividades económicas sujetas a reporte.

En el Capítulo II se explican los principios de las metodologías más usadas y se abordan las definiciones de algunos conceptos básicos como la concentración, la ecuación general de los gases ideales y se diferencian los parámetros de condiciones estándar y condiciones normales.

En el Capítulo III se plantean problemas-caso que muestran la aplicación de las principales metodologías descritas.

## **I. ALCANCES GENERALES DEL RETC**

### **Antecedentes**

En mayo de 2001, el Perú suscribe el Convenio de Estocolmo y lo ratifica en agosto de 2005 mediante el Decreto Supremo N° 067 – 2005 – RE. Con el fin de cumplir con las obligaciones contraídas por el Estado Peruano en dicho Convenio, se desarrolla el “Plan Nacional de Implementación del Convenio de Estocolmo sobre Contaminantes Orgánicos Persistentes – COP's en el Perú” (PNI COP-Perú), mediante un proyecto ejecutado por la Dirección General de Salud Ambiental - DIGESA del Ministerio de Salud, el Servicio Nacional de Sanidad Agraria - SENASA del Ministerio de Agricultura y el Consejo Nacional del Ambiente - CONAM, (hoy Ministerio del Ambiente), y con la participación del Comité Nacional de Coordinación constituido por más de 40 instituciones y que tuvo como base al Grupo Técnico de Sustancias Químicas (GTSQ). El PNI COP-Perú cuenta con planes de acción y estrategias, una de ellas es la Estrategia para implementar el Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC), la misma que fue propuesta en el seno del Subcomité de RETC durante el 2005 y 2007, en un proceso ampliamente participativo.

Para lograr los objetivos de la Estrategia y poder diseñar el RETC se tuvo el apoyo de la cooperación internacional, habiendo firmado el MINAM en mayo de 2009, un Memorando de Acuerdo con el Instituto de las Naciones Unidas para la Formación de Profesionales e Investigaciones (UNITAR) para ejecutar el Proyecto “Monitoreo, reporte y difusión de información sobre COP's mediante un Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC) en Perú”.

Un RETC es una base de datos de emisiones y transferencias de productos químicos peligrosos, que incluye información sobre la naturaleza y la cantidad de las liberaciones y transferencias al aire, agua y suelo. Un RETC es una manera práctica de implementar el “derecho a saber” de la comunidad y ha probado ser una herramienta efectiva para la gestión ambiental, brindando información de las emisiones al gobierno, la industria y el público, toda vez que reúne y almacena información anualizada de las emisiones y transferencias de contaminantes de las actividades productivas, extractivas y de servicio en el país, proporcionando información local, regional, nacional e internacional, la cual sirve para evaluar los riesgos para la salud y el ambiente y la toma de decisiones.

En el numeral 5 del artículo 10° del Convenio de Estocolmo sobre la Información, sensibilización y formación del público, se señala que cada Parte estudiará con buena disposición la posibilidad de concebir mecanismos tales como registros de liberaciones y transferencias, para la reunión y difusión de información sobre estimaciones de las cantidades anuales de productos químicos incluidos en los anexos del mencionado Convenio. Asimismo, en el Plan de Acción Mundial del SAICM (Estrategia para la Gestión de los Productos Químicos a Nivel Internacional), se ha identificado la implementación de un RETC como una posible esfera de trabajo.

El Perú viene realizando esfuerzos para formar parte de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) y uno de los requisitos es contar con un RETC; es así que la implementación de este registro forma parte del Plan Operativo Institucional del MINAM, y es uno de los componentes del Programa País<sup>1</sup>, el mismo que tiene cinco áreas claves para Perú: crecimiento económico, gobernanza pública, transparencia y lucha contra la corrupción, productividad y capital humano y medio ambiente.

En el año 2012, el Ministerio del Ambiente en coordinación con el Ministerio de la Producción, la Sociedad Nacional de Pesquería y la Asociación de Titulares de actividades pesqueras del Callao APROCALLAO, llevaron a cabo una primera prueba piloto de reporte de sus emisiones en el sistema RETC, el mismo que sirvió para validar las metodologías y guías que deben ser utilizadas por los titulares de actividad para calcular sus liberaciones al ambiente de acuerdo a los requerimientos del RETC. Las actividades económicas incluidas en la prueba piloto fueron la industria de harina de pescado y fundición de metales ferrosos y no ferrosos.

Durante el periodo 2013 - 2015 tuvo lugar la ejecución de las actividades de la Fase de Diseño y Desarrollo en donde se contó con el apoyo del Gobierno de Canadá. Así, se realizaron acciones para la actualización de software, la elaboración de guías de cálculo y reporte, capacitaciones a titulares de actividad y gremios, incidencia en medios de comunicación, implementación del periodo de prueba 2015 – 2016 y la elaboración de una propuesta legal para la aprobación del RETC Perú y la obligación de reportar al sistema.

En setiembre de 2015, se recibió a la misión de la OCDE y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) quienes desarrollaron la Evaluación del Desempeño Ambiental el mismo que constituye un hito importante para la gestión ambiental del

---

<sup>1</sup> Programa lanzado en diciembre de 2014 con la colaboración de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE)

país; ya que ayuda a evaluar los avances logrados en la consecución de sus objetivos ambientales. El documento en mención plantea 66 recomendaciones enfocadas en algunos de los principales desafíos del país en materia ambiental, ocho de las cuales tienen correspondencia con los objetivos que tiene el RETC Perú, y también están relacionados con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Referencias específicas a la Implementación del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes – RETC se hallan en las recomendaciones n° 7 y 26.

En el 2016 se inició un proceso de “marcha blanca” y un número significativo de titulares de actividad respondieron a la convocatoria hecha por el MINAM para que puedan calcular y reportar sus emisiones y transferencias de contaminantes anualizadas. Resultado de ello, 63 titulares de actividad iniciaron proceso de reporte siendo necesario establecer canales de comunicación y asistencia técnica para que dichos titulares puedan culminar su reporte de emisiones.

En diciembre del 2016, UNITAR y el MINAM suscribieron una carta de acuerdo para el desarrollo de acciones conjuntas en el marco del proyecto “Global Project on the Implementation of PRTRs as a tool for POP's reporting, dissemination and awareness raising for Belarus, Cambodia, Ecuador, Kazakhstan, Moldova and Peru”, iniciativa que cuenta con el financiamiento del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) y que tiene por finalidad fortalecer los procesos de implementación de registros de emisiones en países claves como una plataforma plenamente operativa, con acceso a datos ambientales exactos sobre COP's y otras sustancias químicas prioritarias, promoviendo cada vez más, la participación ciudadana en temas ambientales.

En febrero de 2017 se desarrolló el Taller de Inicio del proyecto global, ejecutándose posteriormente, actividades de capacitación dirigidas a empresas, representantes de gobierno, representantes de gremios empresariales, organizaciones no gubernamentales y ciudadanía en general.

Durante el año 2018 se viene trabajando en el tercer ciclo de reporte voluntario al RETC reportando la información correspondiente al año 2017, habiendo brindado capacitaciones y asistencia técnica para el cálculo de emisiones y el reporte en el sistema. Debido a que el RETC tiene un alcance nacional se tiene programadas, al igual que en años anteriores, capacitaciones en el interior del país.

## Parámetros de reporte

El diseño inicial de las características clave del RETC consideró la inclusión de 109 sustancias. Posteriormente se sumaron 23 sustancias químicas que eran frecuentemente reportadas a las autoridades.

Finalmente el equipo de trabajo RETC, especialistas de las diferentes áreas del MINAM y expertos en el tema de sustancias químicas elaboraron una lista de 144 sustancias químicas y 7 parámetros físico - químicos, los cuales fueron priorizados por su peligrosidad al ambiente y a la salud, además del listado de residuos peligrosos del Convenio de Basilea. Ver Anexo 1

Los titulares de actividad al momento de realizar su reporte, tendrán acceso a una lista de sustancias químicas y parámetros físico-químicos para reportar acotada a las características de su actividad.

## PARÁMETROS CONSIDERADOS EN EL RETC

### 144 sustancias químicas

- 47 Sustancias orgánicas
- 21 Contaminantes Orgánicos Persistentes (COP)
- 27 metales y metaloides
- 9 Sustancias Agotadoras de la capa de Ozono (SAO)
- 24 Sustancias inorgánicas
- 2 Hidrocarburos Policíclicos Aromáticos (HPA)
- 6 Gases de Efecto Invernadero (GEI)
- 5 Óxidos
- 2 Cianuros
- 1 Sustancias Activas de Azul de Metileno (SAAM-detergentes)

### 7 parámetros físico – químicos

**SAO:** HC clorados, fluorados o bromados

**Metales y metaloides:** Arsénico, Cadmio, Cobre, Cromo, Mercurio, Níquel, Plomo, Arsénico, Antimonio

**GEI:** Dióxido de Carbono, Metano, Óxido Nitroso, Clorofluorcarbono

**COP:** Aldrín, Bifenilos Policlorados, Clordano, DDT, Dieldrín, Endrín, Heptacloro, Hexaclorobenceno, Dioxinas, Furanos, etc.

## Actividades económicas sujetas a Reporte

En una primera instancia se determinó que las actividades sujetas a reporte serían las fuentes fijas de 95 actividades económicas pertenecientes a los siguientes sectores:

- a) **Sector Industrial:** industria manufacturera, alimentaria, elaboración de productos de pescado y acuicultura.
- b) **Sector Energía y Minas:** Explotación, fundición y refinación de minerales, explotación y refinación de petróleo, explotación y producción de gas, generales.
- c) **Sector Agricultura:** Agroindustria, ganadería, silvicultura y extracción de madera.
- d) **Sector Vivienda, Construcción y Saneamiento:** construcción, tratamiento de agua potable y tratamiento y eliminación de aguas servidas.
- e) **Sector Salud:** hospitales, clínicas y centros de atención de salud, tratamiento y disposición final de residuos sólidos, crematorios.
- f) **Sector Interior:** explosivos, pirotecnia y eliminación de drogas

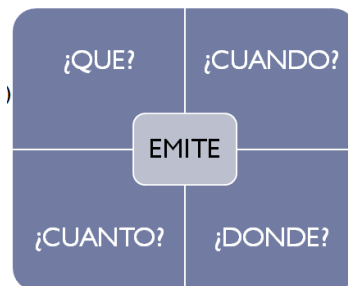
Los titulares (empresas) pertenecientes a estas actividades económicas deberán reportar anualmente al RETC sus emisiones al ambiente y transferencias realizadas como resultado de su actividad. Para tal fin deberán registrarse entrando a la página web del RETC ([retc.minam.gob.pe](http://retc.minam.gob.pe)), ingresando datos (número de RUC de la empresa, los datos del representante legal de la empresa, número de DNI, teléfono y correo para contacto) en el formulario de registro. La lista de actividades se presenta en el Anexo 2.

## II. METODOLOGÍAS

Para cuantificar las liberaciones de sustancias químicas al ambiente producto de los procesos de transformación de las actividades económicas sujetas a reporte existen diversos métodos que se pueden utilizar tales como:

- ▶ Muestreo en la Fuente (monitoreo continuo y monitoreo discontinuo)
- ▶ Modelos de Emisiones
- ▶ Encuestas (cuestionarios)
- ▶ Factores de Emisión
- ▶ Balances de Materiales
- ▶ Extrapolaciones

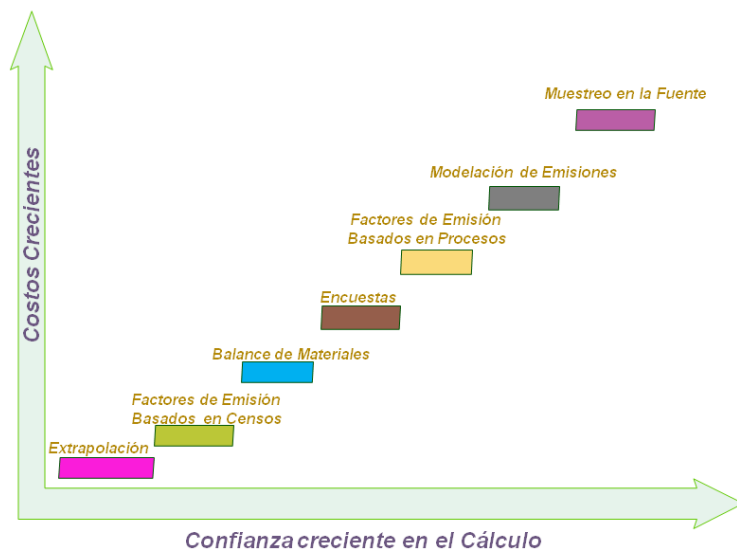
La aplicación de las metodologías indicadas permitirá responder los siguientes cuestionamientos:



Las metodologías propuestas por el Ministerio del Ambiente para el cálculo de las emisiones son: Monitoreo Continuo, Monitoreo Discontinuo, Cálculos de Ingeniería, Balance de Masa y Factores de Emisión. Para orientar al lector en la aplicación de los mismos, se presentarán casos.

Los métodos o técnicas de estimación tienen ventajas y desventajas en cuanto al nivel de confianza y los costos asociados en la aplicación de las metodologías.

## Jerarquías para la Estimación de Emisiones



Fuente: Manuales del Programa de Inventarios de Emisiones de México. Volumen III - Técnicas Básicas de Estimación de Emisiones. 1996

Así, en el esquema precedente se nota que el Muestreo en la Fuente suele ser el método con el nivel de confianza más alto, pero que requiere más recursos económicos para su implementación. Cabe señalar que esta confianza será alta sólo si el muestreo se realiza cumpliendo a cabalidad con los lineamientos técnicos del

método y los equipos adecuados previamente definidos, así como las condiciones reales de operación de la fuente.

De manera descendente las metodologías de Modelación de Emisiones o Cálculos de Ingeniería, Balance de Materiales o de Masas, Factores de Emisión basados en proceso, y por último la Extrapolación tienen a ser más económicos pero menos confiables .

## Conceptos básicos

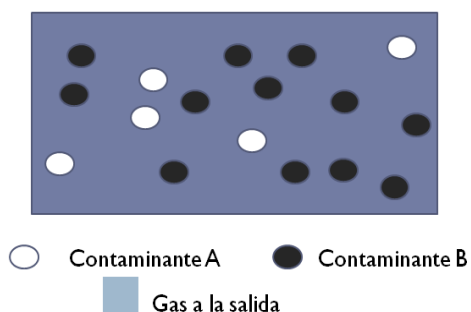
Para efectos del presente documento se definen los siguientes conceptos:

### Muestreo en la fuente

Se realiza el muestreo en la fuente mediante un monitoreo continuo o discontinuo para determinar la concentración del contaminante en una corriente de gas o la tasa de emisión del contaminante de una chimenea o del escape de un proceso. Midiendo la concentración del contaminante en un volumen conocido de gas y determinando la tasa de flujo del gas en una chimenea es posible calcular la tasa de emisión en masa del contaminante.

El monitoreo o muestreo en la fuente se puede utilizar para dar cumplimiento a las regulaciones establecidas para las fuentes emisoras, para desarrollar normas, para determinar factores de emisión específicos de una categoría de fuente, para evaluar el desempeño y diseño de equipos de control de emisiones entre algunos otros.

**Concentración:** Es la proporción que hay entre la cantidad de una sustancia y el solvente o medio que lo contiene.



En el muestreo, la medición de la concentración junto con el gasto volumétrico permite determinar la emisión.

## Unidades de la concentración

Otro aspecto que es importante conocer son las unidades de la concentración las cuales representan la cantidad presente del contaminante respecto al gas de salida en el ducto o chimenea, éstas pueden ser mg de contaminante/m<sup>3</sup> de gas, ppm, kg/m<sup>3</sup>, etc. Para el caso de efluentes, las unidades se expresan en g/L, g/m<sup>3</sup>, mg/L, mg/cc, ppm, ppb, etc.

La definición de ppm se refiere al volumen del contaminante contenido en un millón de volúmenes de gas de salida en la chimenea o en un efluente.

## Carga anual

Se define como la cantidad de la sustancia liberada al ambiente (aire, agua, suelo), por la actividad durante 1 año. **Las unidades de reporte al RETC son kg/año.**

Para calcular la carga anual se debe tener como mínimo, las siguientes consideraciones:

- Año de actividad, son los meses de operación del establecimiento, que pueden variar dependiendo de la actividad productiva (pueden ser 3 meses al año, 6 meses, 12 meses, etc.)
- Utilizar las unidades del Sistema Internacional de Medidas
- El flujo de emisión debe expresarse en condiciones normales, para lo cual se deberá utilizar la Ecuación General para los Gases Ideales

## Ecuación General para los Gases Ideales

$PV=nRT$ , donde:

n: número de moles

R: Constante universal de los gases ideales  
su valor es 0,082 atm L/mol K

### Condiciones normales

Se considera a la temperatura de 273,15 K y la presión de 1 atmósfera.

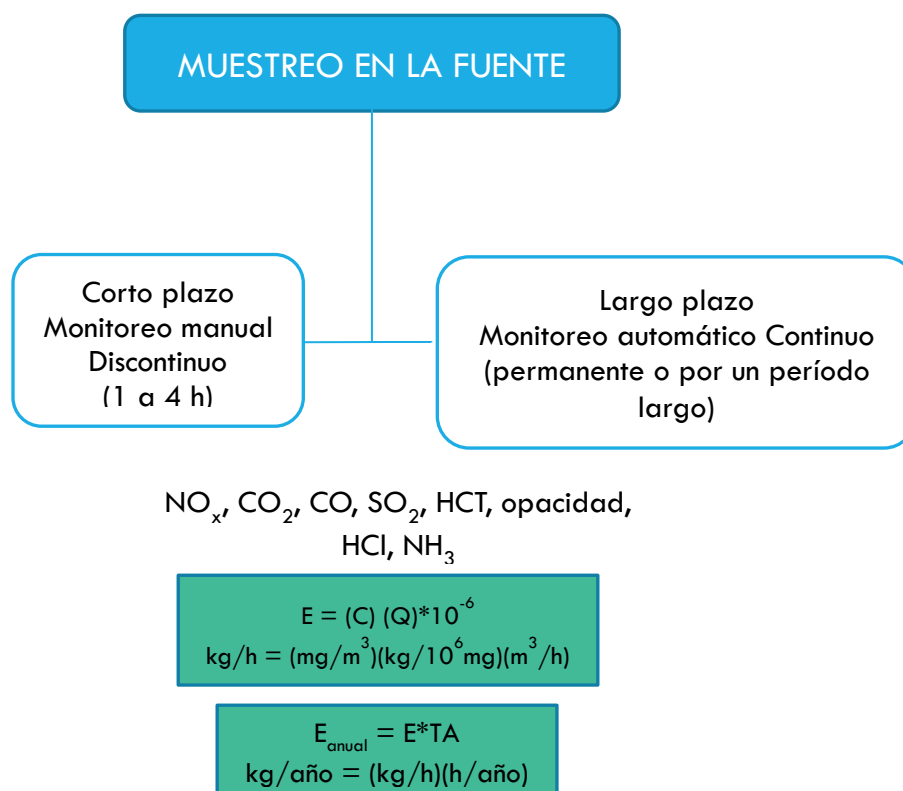
CONCENTRACIÓN	
$E = (C) (Q) \cdot 10^{-6}$ $\text{kg/h} = (\text{mg/m}^3)(\text{kg}/10^6\text{mg})(\text{m}^3/\text{h})$	$PV = nRT$
$\text{ppmV} = \frac{\text{volumen del contaminante}}{\text{millón de volúmenes de gas de chimenea}}$	<p><b>Condiciones normales</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• T = 273,15 K</li> <li>• P = 1 atm</li> </ul> <p>→ V molar = 0,022 m<sup>3</sup></p> <p><b>Condiciones estándar</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• T = 293,15 K</li> <li>• P = 1 atm</li> </ul> <p>→ V molar = 0,024 m<sup>3</sup></p>

## Condiciones Estándar

Se considera la temperatura de 293,15 K y la presión de 1 atmósfera.

## II.1 Muestreo en la fuente

Los muestreos en la fuente se pueden realizar con monitoreos discontinuos y continuos, dependiendo de las necesidades de la actividad, proceso y recursos económicos. Permiten determinar la concentración de un contaminante en una corriente de gas liberada a través de un ducto de proceso o chimenea



Para la obtención de la emisión anual se debe aplicar las siguientes fórmulas:

$$E = (C) (Q) * 10^{-6}$$

$$\text{kg/h} = (\text{mg/m}^3) (\text{kg}/10^6 \text{mg}) (\text{m}^3/\text{h})$$

$$E_{\text{anual}} = E * TA$$

Donde:

E: Emisión del contaminante

C: Concentración

Q: flujo volumétrico

TA: Tiempo de actividad o nivel de actividad

$$\text{kg/año} = (\text{kg/h})(\text{h/año})$$

### II.1.1 Monitoreo Discontinuo

Los muestreos en la fuente se pueden realizar de modo discontinuo, en periodos de una a cuatro horas. Para coleccionar una muestra representativa debe hacerse al menos dos muestreos en una chimenea o escape para cada contaminante de interés bajo condiciones normales de operación, no obstante las variaciones en la operación del proceso durante el muestreo pueden añadir un alto grado de variabilidad en los datos de muestreo. Por lo tanto, los parámetros clave de la operación de un proceso que pueden afectar las emisiones de contaminantes de la fuente también deben ser monitoreados durante la toma de muestras.

Las mediciones pueden variar considerablemente cuando ocurren cambios en el proceso (p.ej., la disminución de la temperatura de una cámara de combustión puede aumentar las emisiones de algunos contaminantes), por lo que la recopilación de datos específicos del proceso también son importantes para correlacionar las emisiones con la actividad del proceso y para desarrollar factores de emisión. Por ejemplo, si se emiten 0,5 kg/h de  $\text{NO}_x$  durante un muestreo en la fuente de cuatro horas en el cual se quemaron 400 L de combustible, es posible determinar un factor de emisión de 0,005 kg de  $\text{NO}_x$  por L de combustible. Entonces este factor de emisión específico puede ser usado para estimar las emisiones de  $\text{NO}_x$  de esta fuente, basándose en la cantidad de combustible quemado.

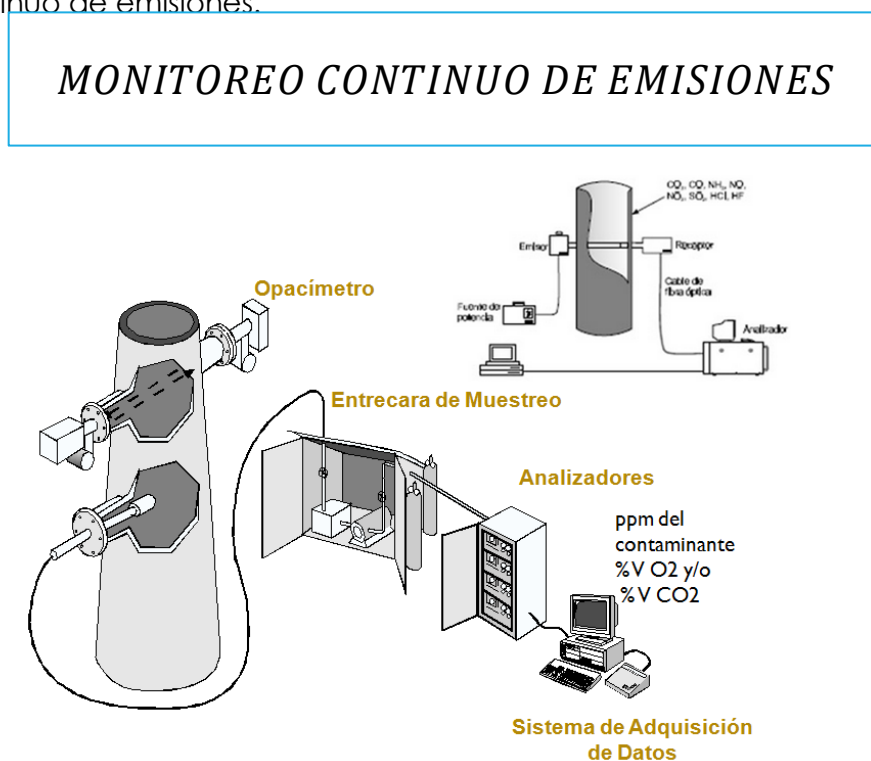
#### Usos

Los datos de muestreo en fuente deben usarse para estimar emisiones sólo si los datos se obtuvieron en condiciones representativas de la operación normal del proceso. Los datos de emisión determinados a partir de un muestreo en la fuente pueden extrapolarse para estimar las emisiones anuales de una fuente si la operación del proceso no varía de manera significativa. Si el proceso tiene variaciones considerables será necesario hacer varios muestreos para obtener resultados representativos. Si la operación del establecimiento no pudo caracterizarse adecuadamente los datos del muestreo no deberán utilizarse para estimar las emisiones.

### II.1.2 Monitoreo Continuo (MC)

Cuando existe gran variabilidad en el proceso y condiciones de operación de la fuente emisora se recomienda el monitoreo continuo de emisiones (MC). Este tipo de monitoreo se utiliza para medir las concentraciones de gases como, óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) e hidrocarburos totales (HCT), así también para medir opacidad, ácido clorhídrico (HCl) y amoníaco (NH<sub>3</sub>), se utilizan instrumentos o monitores continuos por periodos desde 24 h o de manera permanente.

En la siguiente figura se muestra el tipo de equipamiento que integra un sistema de monitoreo continuo de emisiones.



Como se puede observar en el gráfico, para realizar un monitoreo continuo se requiere de un conjunto de equipos de medición de parámetros de los gases que provienen de una chimenea o ducto y permiten las mediciones en tiempo real.

El monitoreo continuo comprende la toma y acondicionamiento de muestra, la medición de parámetros o contaminantes en los gases de salida y su registro en una base de datos.

El equipamiento puede constar de:

- ✓ Monitores de concentración,

- ✓ Monitor de flujo volumétrico de gas,
- ✓ Sondas de muestra,
- ✓ Líneas de transporte de muestra,
- ✓ Bombas de muestra,
- ✓ Equipo de acondicionamiento de la muestra,
- ✓ Registradores de datos o sistemas de adquisición de datos,

Para determinar la emisión de cada contaminante que sale de la chimenea o ducto, se aplica la siguiente ecuación:

$$E = \sum [C]$$

Donde la sumatoria representa la suma total de las concentraciones obtenidas durante el desarrollo del monitoreo continuo

## II.2 Cálculos de ingeniería

Es un método para estimar emisiones que está basado en criterios y principios de ingeniería.

El método es representativo dependiendo de la complejidad del proceso y el nivel de comprensión de las características de emisión. Proporciona un buen enfoque en la determinación de las emisiones cuando los datos de prueba de emisiones y factores de emisión publicados no están disponibles.

La aplicación de este método requiere:

- ✓ Conocimientos de los procesos químicos y físicos aplicables
- ✓ Características de diseño de la fuente

Los principios básicos para aplicar esta metodología son:

- 1) Revisar todos los datos relativos a la fuente de emisión específica y la industria en general;
- 2) Utilizar estos datos para proporcionar una estimación inicial que puede ser mejorada utilizando principios de ingeniería para que se puedan proporcionar estimaciones más precisas de datos;

- 3) Siempre que sea posible, utilizar métodos alternativos para comparar o cotejar cada nivel de aproximación;
- 4) Mantener un buen registro de respaldo de datos que documente toda la información relacionada para una posterior mejora de las estimaciones de emisiones, a medida que más datos estén disponibles.

### II.3 Balance de Materiales

Las emisiones se determinan basándose en la diferencia entre la entrada de materiales y la salida del mismo en una instalación, proceso o parte de un equipo (Ley de la conservación de la masa, Ley de Lavoisier).

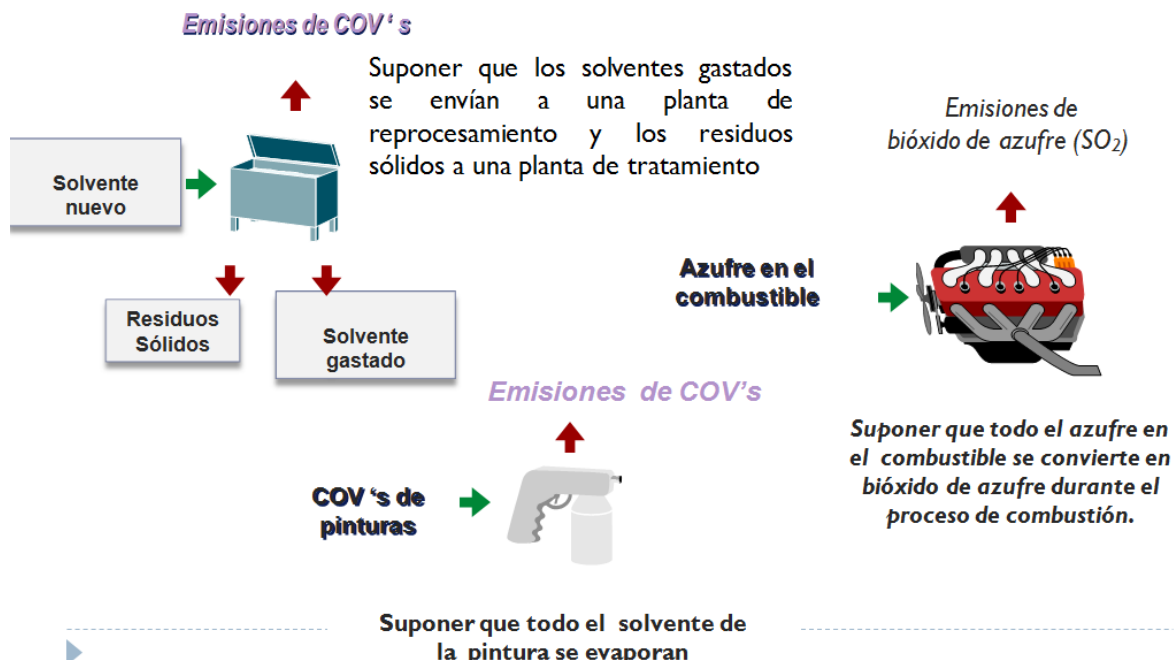
$$\sum Entrada = \sum Salida$$

Entonces:  $Emisiones = \sum \text{materiales de entrada} - \sum \text{materiales de salida}$

En el siguiente diagrama se muestran algunos casos prácticos de actividades o procesos en los que por su naturaleza se puede aplicar esta metodología.

En las emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COV) esta metodología resulta recomendable, y en general en aquellas fuentes en donde resulte conocido el consumo de materias primas y las salidas en el proceso.

En el caso de una actividad de desengrase, una cantidad de solvente nuevo entra a un desengrasador en el que la cantidad de solvente alimentado será igual a la cantidad de solvente que se destina como residuo peligroso, así como la cantidad de solvente gastado o sucio que ya no es posible utilizarlo más las pérdidas o emisiones evaporativas de COV.



En el caso de un motor de combustión interna que consume diesel, las emisiones de dióxido de azufre serán equivalentes a la cantidad alimentada de azufre en el diesel en el supuesto de que todo el azufre alimentado sea convertido a SO<sub>2</sub>.

Otro ejemplo en el que se puede usar el método de balance de materiales son las actividades de aplicación de pintura. Las pinturas contienen compuestos orgánicos volátiles, los cuales se pueden conocer mediante las hojas de especificaciones de las mismas. De este modo conociendo el % de COV contenido en las pinturas, la cantidad aplicada, así como la eficiencia de pintado se puede por balance de masa o materiales determinar las emisiones de COV.

## II.4 Factores de emisión

Un factor de emisión es un valor representativo que relaciona la cantidad de contaminante liberado a la atmósfera con una unidad de actividad. Para determinar la cantidad emitida del contaminante mediante un factor de emisión se aplica la siguiente ecuación:

$$E = DA \times FE \times (1 - \eta/100)$$

Donde

E= Emisión

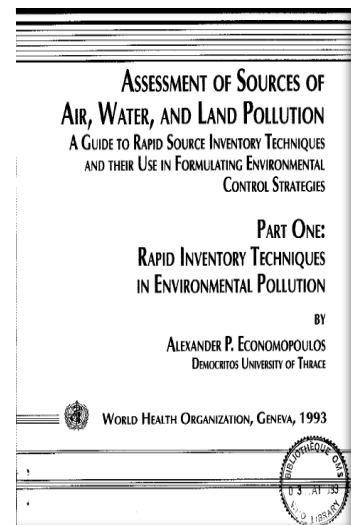
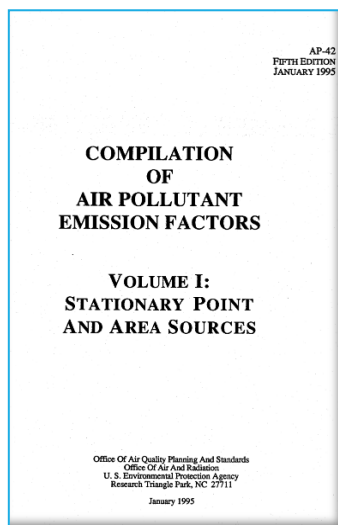
DA= Dato de actividad

FE= Factor de emisión

$\eta$ = Eficiencia global de reducción

Los datos de actividad en procesos industriales son generalmente reportados como tasas respecto al peso de proceso (por ejemplo kg, ton, o L por hora). Para el equipo en el que se quema combustible los datos de actividad son reportados como tasas de consumo de combustible (por ejemplo, ton, L, o kJ por hora).

La Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de Norteamérica (USEPA) tiene el AP-42, un compendio de factores de emisión tanto para fuentes fijas como móviles. Otra referencia es el Rapid Inventory Techniques in Environmental Pollution de Economopoulos, publicado por la Organización Mundial de la Salud (OMS). Lo recomendable es contar con factores de emisión propios de los procesos industriales del país, lo cual disminuiría la incertidumbre.



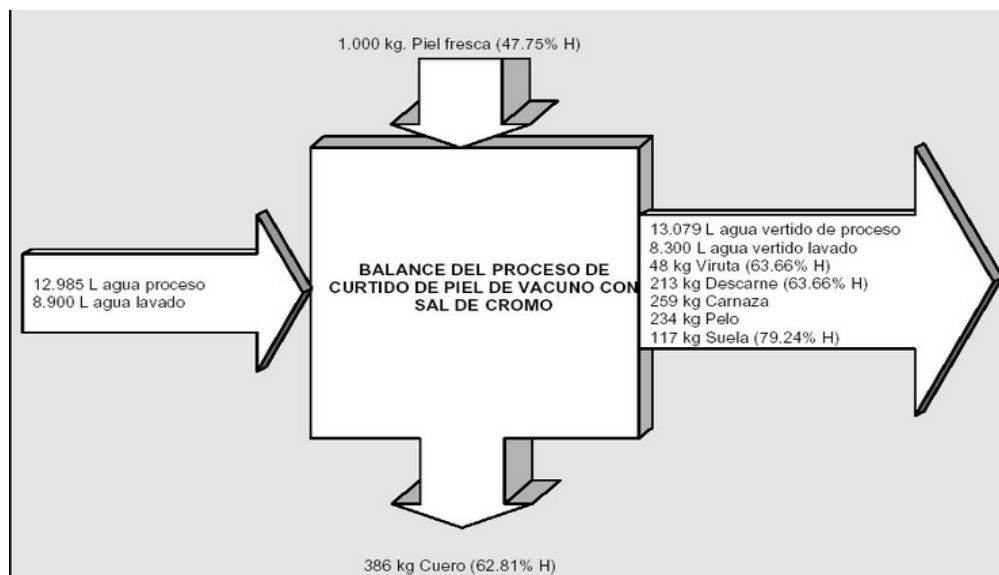
### III. CASOS PRÁCTICOS DE APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DE EMISIONES

#### Balance de materiales

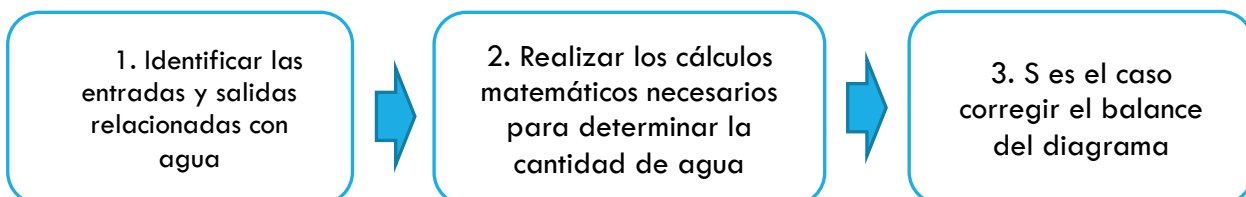
##### CASO-1 BM

**Objetivo:** Comprender el principio de balance de materiales mediante un ejercicio sencillo que permita la comprensión del fundamento de esta metodología, mediante la ejemplificación de un insumo como lo es el consumo de agua en el proceso de curtido de piel.

**Actividad:** Realizar el balance para el agua y determinar si las entradas y salidas son correctas, en un proceso de curtido de piel de vacuno con sal de cromo.



## DIAGRAMAS DE SOLUCIÓN



**Paso 1. Identificar las entradas y salidas que impliquen un consumo o descarga de agua y a continuación anótelas no olvide considerar sus unidades**

### ENTRADAS

12 985 L agua de proceso  
8 900 L agua de lavado  
Agua contenida (47,75%) en  
1 000 kg piel fresca

### SALIDAS

Agua contenida (62,81%) en 386 kg cuero  
13 079 L agua vertida de proceso  
8 300 L agua vertida de lavado  
Agua contenida (63,66 kg) en 48 kg de viruta  
Agua contenida (63,66%) en 213 kg de descarte  
Agua contenida (79,24%) en 117 kg de suela

**Paso 2. Realizar los cálculos matemáticos necesarios para determinar la cantidad de agua**

### ENTRADAS

12 985 L agua de proceso kg o L  
8 900 L agua de lavado  
Agua contenida (47,75%) en 1 000 kg piel fresca  
 $= 0,4775 * 1\ 000 = 477,5\text{ kg o L}$   
Viruta =  $0,6366 * 48 = 30,56\text{ kg o L}$   
Descarte =  $0,6033 * 213 = 135,6\text{ kg ó L}$   
22 362,5

22 362,5

### SALIDAS

Agua contenida (62,81%) en 386 kg cuero =  
 $0,6281 * 368 = 242,45$   
13 079 L agua vertida de proceso  
8 300 L agua vertida de lavado  
Agua contenida (63,66 kg) en 48 kg de viruta  
Agua contenida (63,66%) en 213 kg de descarte  
Agua contenida (79,24%) en 117 kg de suela =  
 $0,7924 * 117 = 92,7$

21 880,31

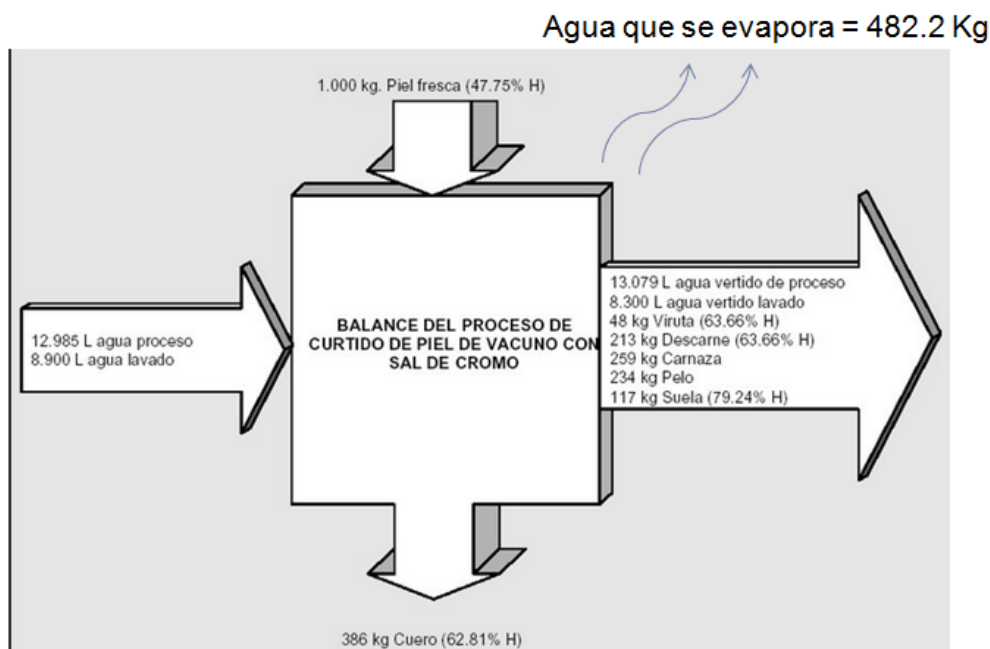
Entrada de agua = agua a la salida + cantidad no identificada

Por lo que:

La cantidad no identificada = agua a la entrada – agua a la salida

Cantidad no identificada =  $22\ 362,5 - 21\ 880,31 = 482,19\text{ L}$

### Paso 3 Si es el caso favor de Corregir el balance



En las operaciones de curtido de piel se evaporó al ambiente 482,2 kg de agua al año

### Caso2 BM

**Objetivo:** Aplicar el principio de balance de materiales mediante un ejercicio que implica la estimación de Percloroetileno (Tetracloroetileno o Tetracloroetano) en el proceso de limpieza en seco.

**Actividad:** Estimar las emisiones de Percloroetileno provenientes de un establecimiento comercial de lavado en seco (tintorería): que utiliza 5,8 ton por año de Percloroetileno (PERC). El ducto o chimenea proveniente del sistema de lavado con PERC tiene filtros de carbón activado para recuperación del producto. Se recuperan 4,3 ton/año de PERC.

Horario de operación:

5 días/semana

52 semanas/año

## DIAGRAMA DE SOLUCIÓN

1. Identificar las entradas y salidas relacionadas con el Percloroetileno



2. Realizar los cálculos matemáticos necesarios para determinar la cantidad de Percloroetileno

El Percloroetileno es un compuesto organoclorado porque posee una estructura de base de carbono con átomos de cloro, es el disolvente de limpieza en seco más comúnmente utilizado. El Percloroetileno puede entrar en el cuerpo mediante exposición respiratoria y a través de la piel. Los síntomas asociados con la exposición son, entre otros, los siguientes: depresión del sistema nervioso central; daño al hígado y los riñones; deterioro de la memoria; confusión; mareos; jaqueca; somnolencia e irritación de los ojos, la nariz y la garganta. La exposición dérmica repetida puede resultar en dermatitis. NIOSH considera el Percloroetileno como un posible carcinógeno humano .

### Paso 1 Identificar las entradas y salidas relacionadas con el Percloroetileno



## Paso 2 Realizar los cálculos matemáticos necesarios para determinar la cantidad de Percloroetileno

$$\text{EntradaPERC} = \text{SalidaPERC} + \text{PERCRecuperado}$$



$$\text{SalidaPERC} = \text{EntradaPERC} - \text{PERCRecuperado}$$

$$\text{SalidaPERC} = 5,8 \frac{\text{ton}}{\text{año}} - 4,3 \frac{\text{ton}}{\text{año}}$$

$$\text{SalidaPERC} = 1,5 \frac{\text{ton}}{\text{año}}$$

Las operaciones de lavado al seco con Percloroetileno liberan al aire 1,5 ton de PERC al año

## Monitoreo Continuo

### Caso1 MC

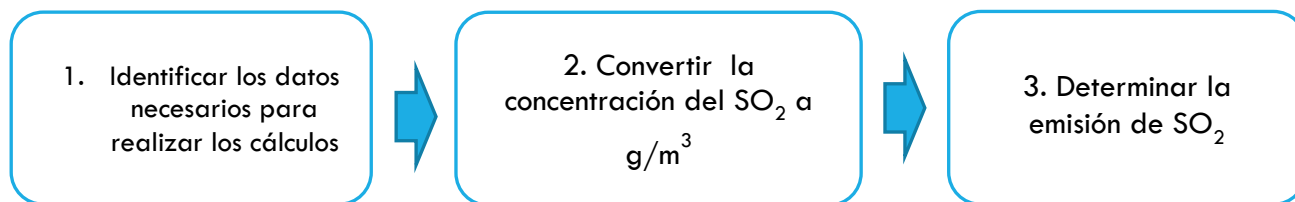
**Objetivo:** Determinar las emisiones anuales de Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>) mediante la aplicación de la metodología del MC de una chimenea de un equipo de combustión

**Actividad:** Determinar las emisiones de SO<sub>2</sub> que existieron en la hora 11:00 A 12:00 durante el MC de una chimenea de un equipo de combustión.

A continuación se muestran las siguientes mediciones:

PERIODO	O <sub>2</sub> (% V)	SO <sub>2</sub> (ppm)	NO <sub>x</sub> (ppm)	CO (ppm)	FLUJO DE GAS EN LA CHIMENEA (Nm <sup>3</sup> /h)
11:00	2,1	1 004,0	216,2	31,5	33 964
11:15	2,0	1 100,0	200,6	25,5	34 361
11:30	2,1	1 050,0	216,7	25,1	32 891
11:45	1,9	1 070,0	220,5	20,8	34 890
12:00	1,9	1 070,0	213,8	19,4	34 749
Promedio	2,0	1 058,8	213,6	24,5	34 171

## DIAGRAMAS DE SOLUCIÓN



### Paso 1. Identificar los datos necesarios para realizar los cálculos

Condiciones normales: 0 °C, 760 mmHg

Vol. Molar Normal (Vn): 0,022 m<sup>3</sup>/g-mol

Peso Molecular de SO<sub>2</sub> (PM): 64 g/g-mol (como SO<sub>2</sub>)

Para determinar la emisión de 1 hora (11 am a 12 m), se debe utilizar los datos promedio de concentración y flujo volumétrico.

### Paso 2. Convertir la concentración del SO<sub>2</sub> a g/m<sup>3</sup>

$$\frac{gSO_2}{m^3 \text{ gaschimenea}} = ppmV \left( \frac{1}{V_{molarSO_2}} \right) (PMSO_2)$$

**Sustituyendo valores**

$$\frac{gSO_2}{m^3 \text{ gaschimenea}} = 1\,058,8 \left( \frac{m^3 SO_2}{1 \times 10^6 m^3 \text{ gaschimenea } SO_2} \right) \left( \frac{gmolSO_2}{0,0224 m^3 SO_2} \right) \left( 64 \frac{gSO_2}{gmolSO_2} \right)$$

$$\frac{gSO_2}{m^3 \text{ gaschimenea}} = 3,025$$

### Paso 3. Determinar la emisión de SO<sub>2</sub>

$$E = [C] [Q] * 10^6$$

$$kg/h = (mg/m^3)(kg/10^6 mg) (m^3/h)$$

$$\frac{\text{kg SO}_2}{h} = \left[ \frac{\text{gSO}_2}{\text{m}^3 \text{ gaschimenea}} \right] \left[ \frac{\text{m}^3 \text{ gaschimenea}}{h} \right]$$

Sustituyendo valores

$$\frac{\text{kg SO}_2}{h} = \left[ \frac{3,025 \text{ gSO}_2}{\text{m}^3 \text{ gaschimenea}} \right] \left[ \frac{34\,171 \text{ m}^3 \text{ gaschimenea}}{h} \right] \left[ \frac{1 \text{ kg}}{1000 \text{ g}} \right]$$

$$\frac{\text{kg SO}_2}{h} = 103,36 \frac{\text{kg SO}_2}{h}$$

Entre las 11 am y 12 m se emitió por la chimenea 103,36 kg de SO<sub>2</sub>

Para determinar las emisiones anuales será necesario calcular y sumar las emisiones horarias o diarias obtenidas con el monitoreo continuo durante el año de actividad del establecimiento.

## Monitoreo Discontinuo

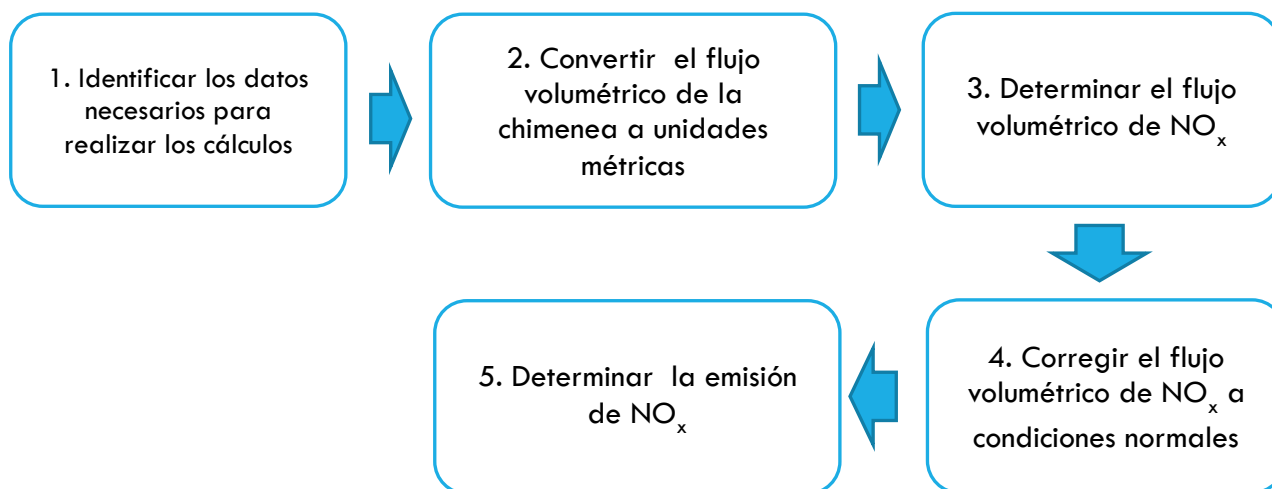
### Caso1 MD

**Objetivo:** Aplicar la metodología de Monitoreo Discontinuo mediante un ejercicio que implica la estimación de las emisiones de Óxidos de Nitrógeno.

**Actividad:** Determinar las emisiones de NO<sub>x</sub> anuales de una chimenea con los siguientes datos:

- Tasa de flujo de gas real de la chimenea: 7 486 ft<sup>3</sup>/min
- Temperatura del gas de chimenea: 80,0°C
- Diámetro de la chimenea: 0,75 m
- Contenido de vapor de agua: 2,1%vol
- Contenido de CO<sub>2</sub>: 9,5%vol
- Concentración de NO<sub>x</sub>: 48 ppm
- Tiempo de operación: 24 h/día; 330 días/año

## DIAGRAMAS DE SOLUCIÓN



### Paso 1. Identificar los datos necesarios para realizar los cálculos

Condiciones normales:	0 °C, 760 mmHg
Vol. Molar normal: (Vn)	0,022 m <sup>3</sup> /g-mol
Peso Molecular de NO <sub>x</sub> (PM)	46 g/g-mol (como NO <sub>2</sub> )

$$E = (C) (Q) * 10^{-6}$$

$$\text{kg/h} = (\text{mg/m}^3)(\text{kg}/10^6 \text{ mg})(\text{m}^3/\text{h})$$

### Paso 2. Convertir el flujo volumétrico de la chimenea a unidades métricas

Flujo volumétrico del gas de la chimenea	7 486 ft <sup>3</sup> /min
Temperatura de la chimenea	80 °C

$$= \left[ \frac{7\,486 \text{ ft}^3}{\text{min}} \right] \left[ \frac{0,3048 \text{ m}}{\text{ft}} \right]^3 = 212 \frac{\text{m}^3}{\text{min}} \text{ (a } 80 \text{ °C, presión de la chimenea)}$$

### Paso 3. Determinar el flujo volumétrico de NO<sub>x</sub>

3.1 Determinar el flujo volumétrico del gas en base seca porque reportan que existe un 2,1%V de vapor de agua

1 m<sup>3</sup>/min gas chimenea → (1 - 0,021) m<sup>3</sup>/min gas seco

$$Q_{seco} = Q_{húmedo} \left( \frac{V_{seco}}{V_{húmedo}} \right)$$

212 m<sup>3</sup> gas chimenea → X

Q<sub>seco</sub> = Flujo volumétrico de gas seco de la chimenea

Q<sub>húmedo</sub> = Flujo volumétrico de gas húmedo de la chimenea

V<sub>seco</sub>/V<sub>húmedo</sub> = fracción de aire en el gas húmedo de la chimenea

$$= \left( \frac{2,12 * 10^2 m^3 \text{ gasdechimenea (húmedo)}}{\text{min}} \right) \left( \frac{(1-0,021)m^3 \text{ gasedechimenea(seco)}}{1m^3 \text{ gasdechimenea(húmedo)}} \right)$$

$$Q = 208 \frac{m^3 \text{ gasdechimenea (seco)}}{\text{min}}$$

3.2 Calcular el flujo volumétrico del NO<sub>x</sub>

A. Dado: Concentración de NO<sub>x</sub>: 48ppmv

B. Tasa de flujo de NO<sub>x</sub>:

$$Q_{NOx} = Q_{seco} C_{NOx}$$

Donde:

Q<sub>NOx</sub> = tasa de flujo de NO<sub>x</sub>

Q<sub>seco</sub> = tasa de flujo de gas seco de la chimenea

C<sub>NOx</sub> = concentración de NO<sub>x</sub>

$$\left( 2,08 * 10^2 \frac{m^3 \text{ gasdechimenea}}{\text{min}} \right) \left( \frac{48m^3 NO_x}{10^6 m^3 \text{ gasdechimenea}} \right)$$

$$= \frac{9,98 * 10^3 m^3 NO_x}{\text{min}} \text{ (a } 80^\circ\text{C, presión de chimenea, base seca)}$$

#### Paso 4. Corregir el flujo volumétrico de NO<sub>x</sub> a condiciones estándar

Condiciones estándar (20°C y 760 mmHg)

$$PV = nRT \rightarrow V/T = nR/P$$

Considerando variable sólo la temperatura debido a que la chimenea está abierta por lo tanto, la presión de la chimenea es la misma que la atmosférica y se asume que se encuentra a nivel del mar (760 mmHg)

$$V_1/T_1 = n_1R_1/P_1 \quad \text{y} \quad V_2/T_2 = n_2R_2/P_2$$

$$\text{Dado que } nR/P \text{ es constante} \rightarrow n_1R_1/P_1 = n_2R_2/P_2$$

$$\text{Por lo tanto: } V_1/T_1 = V_2/T_2$$

$$\text{Despejando } V_2: \quad V_2 = V_1T_2/T_1 \rightarrow Q_2 = Q_1T_2/T_1$$

$$Q_2 = (9,96 * 10^{-3} \frac{m^3 NO_x}{1x106min}) (\frac{20^{\circ}C+273}{80^{\circ}C+273}) = 8,27 * 10^{-3} \frac{Sm^3(m^3estándar)}{min} (a 20^{\circ}C, 760 mmHg)$$

#### Paso 5. Determinar la emisión de NO<sub>x</sub>

a. Datos:

$$\text{Tasa de flujo volumétrico de NO}_x = 8,27 * 10^{-3} Sm^3/min$$

$$V_s \text{ (volumen molar estándar)} = 0,024 Sm^3/g\text{-mol (20}^{\circ}C, 760 mmHg)$$

$$PM \text{ de NO}_x \text{ (como NO}_2) = 46 g/g\text{-mol}$$

$$\text{Operación anual de la chimenea} = 24 \text{ horas diarias, 330 días al año}$$

b. Tasa de flujo másico de NO<sub>x</sub>

$$M_{NO_x} = Q_{NO_x} * PM_{NO_x}/V_s$$

Donde:

$$M_{NO_x} = \text{Tasa de flujo de masa de NO}_x$$

$$Q_{NO_x} = \text{Tasa de flujo volumétrico de NO}_x$$

$$PM_{NO_x} = \text{Peso molecular de NO}_x$$

$V_s$  = Volumen molar estándar

c. Emisiones por hora:

$$\left[ \frac{15,8 \text{ g NO}_x}{\text{min}} \right] \left[ \frac{60 \text{ min}}{1 \text{ h}} \right] \left[ \frac{1 \text{ kg}}{10^3 \text{ g}} \right] = 0,948 \frac{\text{kg NO}_x}{\text{h}}$$

a. Emisiones anuales:

$$\left[ \frac{0,948 \text{ kg NO}_x}{\text{h}} \right] \left[ \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} \right] \left[ \frac{330 \text{ días}}{1 \text{ año}} \right] = 7,51 \times 10^3 \frac{\text{kg NO}_x}{\text{año}}$$

$$= 7\,500 \text{ kg/año}$$

Por la chimenea se emitió 7 500 kg de NO<sub>x</sub> al año

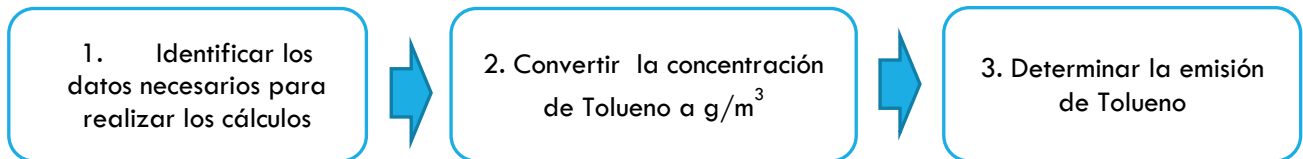
## Caso-2 MD

**Objetivo:** Aplicar la metodología de Monitoreo Discontinuo mediante un ejercicio que implica la estimación de las emisiones de Tolueno.

**Actividad:** *Determinar las emisiones de Tolueno a partir de las concentraciones identificadas en un establecimiento que fabrica papel con las siguientes características:*

- La empresa cuenta con un equipo de recubrimiento que usa solvente orgánico con un componente único (Tolueno)
- La empresa cuenta con chimenea y dispositivo de control (Adsorbedor de carbón)
- El establecimiento opera 16 h/día, 312 días/año
- Tasa de flujo ( $Q_a$ ) = 283,2 m<sup>3</sup>/s
- Concentración a la salida controlada (C) = 96 ppm (tolueno)
- Peso molecular (PM) tolueno = 92 kg/kg-mol

## DIAGRAMAS DE SOLUCIÓN



### Paso 1. Identificar los datos necesarios para realizar los cálculos

Condiciones normales: 0 °C, 1 atm

Volumen Molar normal: 0,022 m³/g-mol

Peso Molecular de Tolueno: 92 g/g-mol

### Paso 2. Convertir la concentración del Tolueno a g/m³

$$\frac{\text{g Tolueno}}{\text{m}^3 \text{ gaseschimenea}} = \text{ppmV} \left[ \frac{1}{\text{Vol.molarTolueno}} \right] [\text{PMTolueno}]$$

### Sustituyendo valores

$$\frac{\text{gTolueno}}{\text{m}^3 \text{ gaseschimenea}} = \left[ \frac{96}{1 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ gaschimenea}} \right] \left[ \frac{\text{gmolTolueno}}{0,022 \text{ m}^3 \text{ Tolueno}} \right] \left[ \frac{92 \text{ gTolueno}}{\text{gmolTolueno}} \right]$$

$$\frac{\text{gTolueno}}{\text{m}^3 \text{ gaseschimenea}} = 0,401$$

### Paso 3. Determinar la emisión de Tolueno

$$E = [C] \times [Q] \times 10^{-6}$$

$$\text{kg/h} = (\text{mg/m}^3)(\text{kg}/10^6\text{mg}) (\text{m}^3/\text{h})$$

$$\frac{\text{kgTolueno}}{\text{h}} = \left[ \frac{\text{g Tolueno}}{\text{m}^3 \text{ gaschimenea}} \right] \left[ \frac{\text{m}^3 \text{ gaschimenea}}{\text{h}} \right]$$

#### Sustituyendo valores

$$\frac{\text{kgTolueno}}{\text{h}} = \left[ \frac{0,401 \text{ gTolueno}}{\text{gaschimenea}} \right] \left[ \frac{283,2 \text{ m}^3 \text{ gaschimenea}}{\text{s}} \right] \left[ \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}} \right] \left[ \frac{1 \text{ kg}}{1000 \text{ g}} \right]$$

$$\frac{\text{kgTolueno}}{\text{h}} = 408,82$$

#### Emisiones anuales

$$\frac{\text{kgTolueno}}{\text{año}} = \left[ \frac{\text{kgTolueno}}{\text{h}} \right] \left[ \frac{16 \text{ h}}{\text{día}} \right] \left[ \frac{312 \text{ días}}{\text{año}} \right]$$

$$\frac{\text{kgTolueno}}{\text{año}} = \left[ \frac{408,82 \text{ kgTolueno}}{\text{h}} \right] \left[ \frac{4992 \text{ h}}{\text{año}} \right]$$

$$\frac{\text{kgTolueno}}{\text{año}} = 2\,040\,866,9$$

La fábrica de papel emitió 2 040 866,9 kg de Tolueno al año

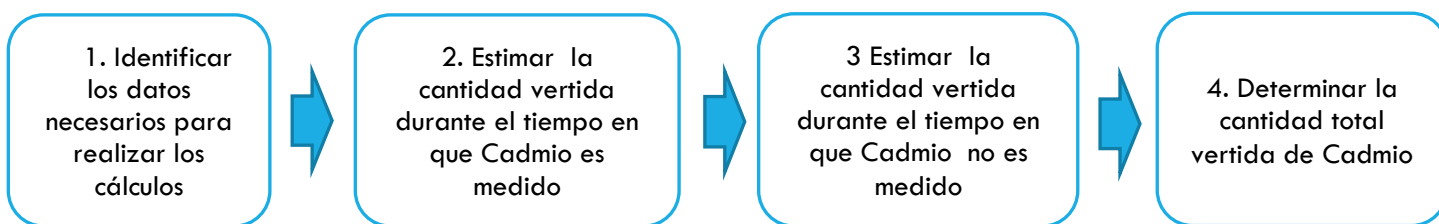
### Caso3 MD

**Objetivo:** Aplicar la metodología de Monitoreo Discontinuo mediante un ejercicio que implica la estimación de Cadmio en una descarga de agua residual.

**Actividad:** Estimar las emisiones de Cadmio vertidas a aguas residuales industriales procedentes de la zona de enjuague de una planta de recubrimientos galvánicos que tiene el proceso de cadmiado. Los datos son los siguientes:

- Concentración media del Cadmio es de  $6 \times 10^{-3}$  g/L durante 1 500 h/año; el resto del tiempo es inferior al límite cuantitativo de  $1 \times 10^{-6}$  g/L
- Tasa media de flujo de descarga es de  $0,4 \times 10^6$  gal/día
- Horas de operación del establecimiento 24 h/día; 350 días al año

#### DIAGRAMAS DE SOLUCIÓN



#### Paso 1. Identificar los datos necesarios para realizar los cálculos

Se tienen los siguientes datos:

- ✓ Concentración media del Cadmio de  $6 \times 10^{-3}$  g/L durante 1 500 h/año; el resto del tiempo es inferior al límite cuantitativo de detección del equipo que es de  $1 \times 10^{-6}$  g/L
- ✓ Tasa media de flujo de descarga es de  $0,4 \times 10^6$  gal/día
- ✓ Horas de operación de la planta 24 h/día; 350 días al año

### Paso 2. Estimar la cantidad vertida por el tiempo en que el Cadmio es medido

$$\frac{\text{kgCadmio}}{\text{año}} = 6 \times 10^{-3} \left[ \frac{\text{gCadmio}}{\text{L aguaresidual}} \right] \times 0,4 \times 10^6 \left[ \frac{\text{Gal aguaresidual}}{\text{día}} \right] \left[ \frac{3,785 \text{ L}}{\text{Gal}} \right]$$

$$\frac{\text{kgCadmio}}{\text{día}} = 9\,080$$

$$\frac{\text{kgCadmio}}{\text{año}} = 9\,080 \frac{\text{g}}{\text{día}} \times \frac{1 \text{ kg}}{1000 \text{ g}} \times \frac{\text{día}}{24 \text{ h}} \times 1500 \frac{\text{h}}{\text{año}} = 567,5$$

### Paso 3. Estimar la cantidad vertida por el tiempo en que el Cadmio no es medido

$$\frac{\text{h operación planta}}{\text{año}} = 24 \frac{\text{h}}{\text{día}} \times 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 8\,400$$

$$\frac{\text{h sin medición}}{\text{año}} = 8\,400 - 1\,500 = 6\,900$$

Cuando la concentración se encuentra por debajo del límite de detección del equipo se asumirá un valor correspondiente a la mitad del límite de detección

$$\frac{\text{kgCadmio}}{\text{año}} = 0,5 \times 10^{-6} \frac{\text{gCadmio}}{\text{L aguaresidual}} \times 0,4 \times 10^6 \frac{\text{Gal aguaresidual}}{\text{día}} \times \frac{3,785}{1 \text{ Gal}} = 0,757$$

$$\frac{\text{kgCadmio}}{\text{año}} = 0,757 \frac{\text{g}}{\text{día}} \times \frac{1 \text{ kg}}{1\,000 \text{ g}} \times \frac{\text{día}}{24 \text{ h}} \times 6\,900 \frac{\text{h}}{\text{año}} = 0,217$$

### Paso 4. Estimar la cantidad total vertida de Cadmio

$$\frac{\text{kg Cadmio}}{\text{año}} = 567,8 + 0,217 = 568$$

**Del proceso de cadmiado de la planta de recubrimientos galvánicos se emitió 568 kg de Cadmio al año**

## Cálculos de Ingeniería

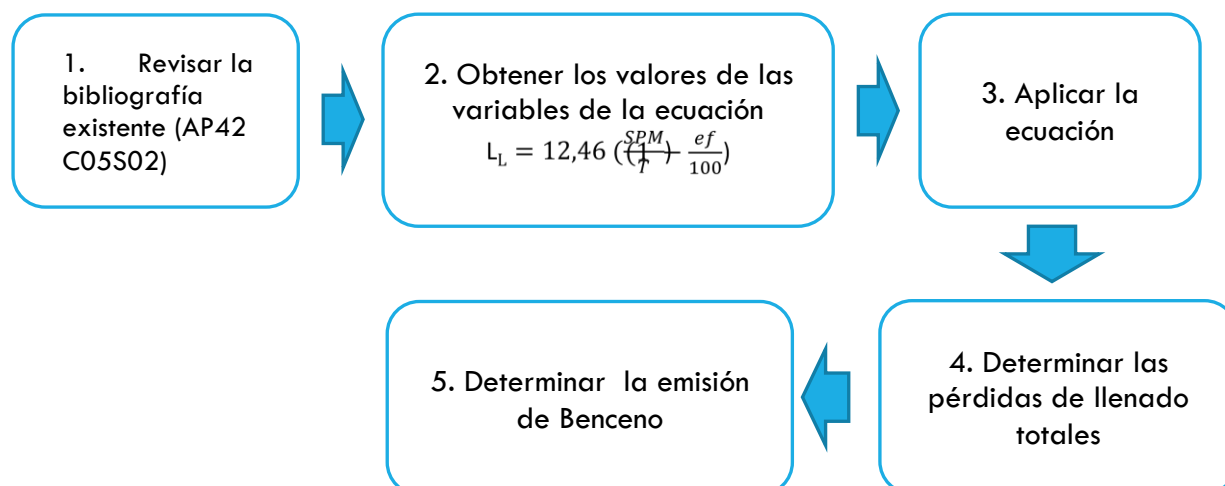
### Caso1 CI

**Objetivo:** Aplicar la metodología de Cálculos de Ingeniería en la estimación de las emisiones de Benceno de una Estación de Servicio (grifo)

**Actividad:** Estimar las emisiones de Benceno generadas durante la descarga de gasolina (RVP=10 psi) de los carros tanque (pipas) en las gasolineras A, B, C y D, con los volúmenes y modos de llenado indicados en la tabla, suponer además que la temperatura promedio de carga es de 21°C.

Gasolinera	Venta (litros/año)	Modo de llenado/operación
A	4 000 000	Carga sumergida/normal
B	2 500 000	Carga sumergida/servicio con balance de vapor
C	2 000 000	Carga con salpicadura/normal
D	1 500 000	Carga salpicadura/normal
TOTAL	10 000 000	

### DIAGRAMAS DE SOLUCIÓN



## Paso 1. Revisión de la bibliografía existente (AP42 )

Ver Anexo 3 (AP42 Capítulo 5, Sección 2 "Transportation And Marketing Of Petroleum Liquids") <https://www3.epa.gov/ttnchie1/ap42/ch05/final/c05s02.pdf>

Se sugiere igualmente revisar el capítulo 7 del AP42 sobre el proceso de almacenamiento de líquidos orgánicos en tanques <https://www3.epa.gov/ttn/chie1/ap42/ch07/final/c07s01.pdf>

## Paso 2. Obtener los valores de las variables de la ecuación

$$L_L = 12,46 \frac{SPM}{T} \left(1 - \frac{ef}{100}\right)$$

Donde:

$L_L$  = Pérdidas de llenado en lb/1000 gal

S = Factor de saturación (tabla 5.2-1)

P = Presión de vapor verdadera del líquido cargado en lb/pulg<sup>2</sup> absolutas (psia)

M = Peso molecular de los vapores en lb/lb-mol

T= Temperatura

ef = eficiencia

Los valores de presión y peso molecular para la gasolina PVR = 10, se obtiene de la Tabla 7.1-2 pág 7.1-63 del A

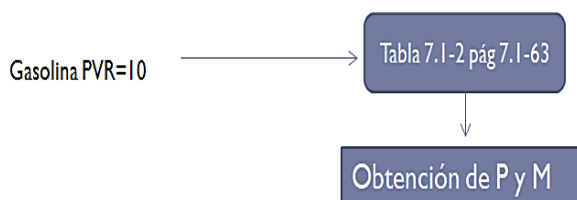


Table 7.1-2. PROPERTIES ( $M_v$ ,  $P_{VA}$ ,  $W_L$ ) OF SELECTED PETROLEUM LIQUIDS\*

Petroleum Liquid	Vapor Molecular Weight at 60°F, $M_v$ (lb/lb-mole)	Liquid Density At 60°F, $W_L$ (lb/gal)	True Vapor Pressure, $P_{VA}$ (psi)						
			40°F	50°F	60°F	70°F	80°F	90°F	100°F
Crude oil RVP 5	50	7.1	1.8	2.3	2.8	3.4	4.0	4.8	5.7
Distillate fuel oil No. 2	130	7.1	0.0031	0.0045	0.0065	0.0090	0.012	0.016	0.022
Gasoline RVP 7	68	5.6	2.3	2.9	3.5	4.3	5.2	6.2	7.4
Gasoline RVP 7.8	68	5.6	2.5929	3.2079	3.9363	4.793	5.7937	6.9552	8.2952
Gasoline RVP 8.3	68	5.6	2.7888	3.444	4.2188	5.1284	6.1891	7.4184	8.8344
Gasoline RVP 10	66	5.6	3.4	4.2	5.2	6.2	7.4	8.8	10.5
Gasoline RVP 11.5	65	5.6	4.087	4.9997	6.069	7.3132	8.7519	10.4053	12.2949
Gasoline RVP 13	62	5.6	4.7	5.7	6.9	8.3	9.9	11.7	13.8
Gasoline RVP 13.5	62	5.6	4.932	6.0054	7.2573	8.7076	10.3774	12.2888	14.4646
Gasoline RVP 15.0	60	5.6	5.5802	6.774	8.1621	9.7656	11.6067	13.7085	16.0948
Jet kerosene	130	7.0	0.0041	0.0060	0.0085	0.011	0.015	0.021	0.029

T = Temperatura del volumen del líquido almacenado en °R (°F + 460)

°F = 1,8 °C + 32 ⇒ °F = 69,8 ⇒ °R = 529,8

### Paso 3. Aplicar la ecuación

Para cada tipo de gasolina y teniendo los valores de P y M se aplica la ecuación para hallar las pérdidas por llenado.

	S	P	M	T	$L_L = 12,46 \left( \frac{SPM}{T} \right)$	$\frac{Lb}{1000Gal}$	$\frac{kg}{L}$
A	0,60	6,2	66	529,8	$L_L = 12,46 \left( \frac{0,60*6,2*66}{529,8} \right)$	5,77	$7,51*10^{-4}$
B	1,00	6,2	66	529,8	$L_L = 12,46 \left( \frac{1,0*6,2*66}{529,8} \right)$	9,62	$12,53*10^{-4}$
C	1,45	6,2	66	529,8	$L_L = 12,46 \left( \frac{1,456,2*66}{529,8} \right)$	13,95	$18,17*10^{-4}$
D	1,45	6,2	66	529,8	$L_L = 12,46 \left( \frac{1,456,2*66}{529,8} \right)$	13,95	$18,17*10^{-4}$

### Paso 4. Determinar las pérdidas de llenado totales

$$Pérdidas = \sum_{i=1}^n L_{Li}$$

$$Pérdidas = \sum_{i=1}^n \left( \begin{matrix} (7,5 * 10^{-4} \frac{kg}{L})(4*10^6 L) \\ (12,35 * 10^{-4} \frac{kg}{L})(2,5*10^6 L) \\ (18,17 * 10^{-4} \frac{kg}{L})((2+1,5)*10^6 L) \end{matrix} \right)$$

$$Pérdidas = 3\,007 + 3\,132 + 6\,359 = 12\,499\,kg$$

## Paso 5. Determinar la emisión de Benceno

$$E_{ci} = \text{Pérdida} * Y_i$$

Donde:

Pérdida = kg gasolina

$Y_i$  = Fracción en peso en el vapor del contaminante "i"

Para calcular la fracción en peso en el vapor a partir de la composición molar se aplica la Ley de Raoult

$$y_i = \frac{p_i^0 x_i}{P}$$

$$x_i = \frac{X_i M_{LG}}{M_{Li}}$$

$y_i$  Fracción molar del contaminante i en el vapor (lbmol/lbmol)  
 $p_i^0$  Presión de vapor del contaminante puro (psi)  
 $x_i$  Fracción molar del contaminante i en el líquido (lbmol/lbmol)  
 $P$  Presión de vapor verdadera de la gasolina (psi)

$x_i$  Fracción molar del contaminante i en el líquido (lbmol/lbmol)  
 $X_i$  Fracción en peso del contaminante i en el líquido (lb/lb)  
 $M_{LG}$  Peso molecular de la gasolina líquida (lb/lbmol)  
 $M_{Li}$  Peso molecular del contaminante i (lb/lbmol)

$$Y_i = \frac{y_i M_{Vi}}{M_V}$$

$$p_i^0 = \exp\left(A - \frac{B}{T+C}\right)$$

$Y_i$  Fracción en peso del contaminante i en el vapor  
 $y_i$  Fracción molar del contaminante i en el vapor (lbmol/lbmol)  
 $M_V$  Peso molecular del vapor de gasolina (lb/lbmol)  
 $M_{Vi}$  Presión molecular del contaminante i (lb/lbmol)

$P_i^0$  Presión de vapor de la sustancia pura (mmHg)  
 $A, B, C$  Son las constantes de Antoine para cada contaminante  
 $T_i$  Temperatura del vapor (°C)

### E.I Determinar la presión parcial del benceno

$$p_i^0 = \exp\left(A - \frac{B}{T+C}\right)$$

$P_i^0$  Presión de vapor de la sustancia pura (mmHg)  
 $A, B, C$  Son las constantes de Antoine para cada contaminante  
 $T_i$  Temperatura del vapor (°C)

Constantes de Antoine para los principales HAP's

Compuesto	Constantes		
	A (adimensional)	B (°C)	C (°C)
2,2,4-Trimetilpentano	***	***	***
Benceno	6,905	1211,033	220,79
Etilbenceno	6,975	1424,255	213,21
Hexano	6,876	1171,17	224,41
Tolueno	6,954	1344,8	219,48
Xileno	7,009	1426,266	215,11
POM como 16-PAH	***	***	***

PERRY, Robert. Manual del Ingeniero Químico. Ed. Mc Graw-Hill. Sexta edición. Tomo 4. México 1992.

PRESIÓN					
1 atm	760 mmHg	14,7 lb/pulg <sup>2</sup>	29,29 pulg Hg	33,9 pies H <sub>2</sub> O	101,3 KPa
1 mm Hg	0,001316 atm	0,01934 lb/ pulg <sup>2</sup>	0,0446 pies H <sub>2</sub> O	0,1333 KPa	
1 milibar	0,02953 pulg Hg				
1 Torr	0,013 Pa				
1 lb/pulg <sup>2</sup> (psi)	0,06805 atm	51,72 mm Hg	6,895 KPa		

$$P^0_{\text{Benceno}} = \exp \left[ 6,905 - \frac{1211,033}{21 + 220,79} \right]$$

$$P^0_{\text{Benceno}} = 6,66 \text{ mmHg} = 0,129 \text{ psi}$$

#### E.2 Determinar la fracción molar del benceno

$$x_i = \frac{X_i M_{LG}}{M_{Li}}$$

- $x_i$  Fracción molar del contaminante i en el líquido (lbmol/lbmol)
- $X_i$  Fracción en peso del contaminante i en el líquido (lb/lb)
- $M_{LG}$  Peso molecular de la gasolina líquida (lb/lbmol)
- $M_{Li}$  Peso molecular del contaminante i (lb/lbmol)

El peso molecular de la gasolina líquida se puede tomar para todo intervalo de volatilidad (RPV), como 92 lb/lbmol. La fracción en peso del contaminante  $i$  en el líquido puede obtenerse a partir de la siguiente tabla:

### Composición de los HAP en la gasolina líquida

Especificación Gasolina	% peso Líquido	Peso Molecular $M_{Li}$ (lb/lbmol)
Benceno	1,0	78
Etil Benceno	1,6	106
Hexano e isómeros	1,8	86
Tolueno	8,0	92
Xileno e isómeros	2,4	106
2,2,4-Trimetilpentano	0,8	114
2,2,4-Trimetilpentano	***	***
POM como 16-PAH	***	***

$$x_i = \frac{(0,01 * 92)}{78} = 0,0118 \frac{lbmol}{lbmol}$$

#### E.3 Determinar la fracción molar del benceno en el vapor

$$y_i = \frac{p_i^0 x_i}{P}$$

$y_i$	Fracción molar del contaminante $i$ en el vapor (lbmol/lbmol)
$p_i^0$	Presión de vapor del contaminante puro (psi)
$x_i$	Fracción molar del contaminante $i$ en el líquido (lbmol/lbmol)
$P$	Presión de vapor verdadera de la gasolina (psi)

$$y_i = \frac{(0,129 * 0,0118)}{6,2} = 0,000245102 \frac{lbmol}{lbmol}$$

#### E.4 Determinar la fracción en peso del benceno en el vapor

$$Y_i = \frac{y_i M_{Vi}}{M_V}$$

$Y_i$	Fracción en peso del contaminante $i$ en el vapor
$y_i$	Fracción molar del contaminante $i$ en el vapor (lbmol/lbmol)
$M_V$	Peso molecular del vapor de gasolina (lb/lbmol)
$M_{Vi}$	Peso molecular del contaminante $i$ (lb/lbmol)

$$y_i = \frac{(0,0002451 \cdot 78)}{66} = 0,00029 \frac{lb}{lb} = 0,00029 \frac{kg}{kg}$$

#### E.5 Determinar la emisión de benceno

$$\text{kgBenceno} = 12\,499 \cdot 0,00029 = 3,62$$

Se calculó que durante la descarga de gasolina de los carros tanque (gasolineros) a cuatro gasolineras se emitió 3,62 kg de Benceno

## Monitoreo Discontinuo /Factores de Emisión

### Caso MD/FE

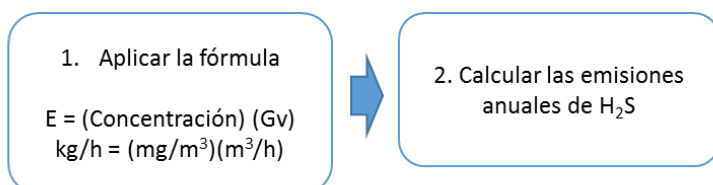
**Objetivo:** Aplicar las metodologías de Monitoreo Discontinuo y de Factores de Emisión mediante un ejercicio en un establecimiento de elaboración de harina de pescado.

**Actividad:** Estimar las emisiones de sustancias RETC en un establecimiento de harina de pescado que realizó el estudio de monitoreo de acuerdo al Decreto N° 011-2009.MINAM cuyas características son las siguientes:

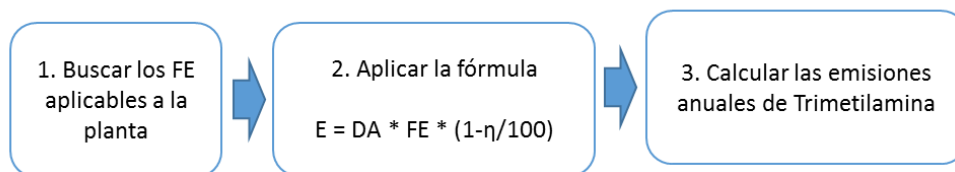
- ▶ Concentración de  $\text{H}_2\text{S}$  7,5 mg/m<sup>3</sup>
- ▶ Flujo volumétrico 22 Nm<sup>3</sup>/h
- ▶ Horas de operación del establecimiento 2 500 h/año
- ▶ Producción 28x10<sup>6</sup> kg/año

## DIAGRAMAS DE SOLUCIÓN

### I. Cálculo de las emisiones de H<sub>2</sub>S por MDE



### II. Cálculo de las emisiones de trimetilamina (CH<sub>3</sub>)<sub>3</sub>N



#### I. Cálculo de las emisiones de H<sub>2</sub>S por MD

##### Paso 1. Aplicar la fórmula

$$E = [C] [Q] * 10^{-6}$$

$$\text{kg/h} = (\text{mg/m}^3) (\text{kg}/10^6\text{mg})(\text{m}^3/\text{h})$$

Sustituyendo

$$E\left(\frac{\text{kgH}_2\text{S}}{\text{h}}\right) = \left(7,5 \frac{\text{mg}}{\text{m}^3}\right) \left(22 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}\right) \left(\frac{1\text{g}}{1000\text{mg}}\right) \left(\frac{1\text{kg}}{1000\text{g}}\right)$$

$$E\left(\frac{\text{kgH}_2\text{S}}{\text{h}}\right) = 1,65 * 10^{-4}$$

## Paso 2. Calcular las emisiones de H<sub>2</sub>S anuales

$$E\left(\frac{kgH_2S}{h}\right) = (1,65 * 10^{-4} \frac{kgH_2S}{h}) (2\,500 \frac{h}{año})$$

$$E = 0,413 \frac{kgH_2S}{año}$$

## II. Calcular las emisiones anuales de trimetilamina (CH<sub>3</sub>)<sub>3</sub>N

### Paso 1. Buscar los FE aplicables al establecimiento

Ver Anexo 4 (AP42 Capítulo 9, Sección 13.1)

Table 9.13.1-1 (Metric And English Units). UNCONTROLLED EMISSION FACTORS FOR FISH CANNING AND BYPRODUCT MANUFACTURE<sup>a</sup>

EMISSION FACTOR RATING: C

AP-42  
FIFTH EDITION  
JANUARY 1995  
  
COMPILATION  
OF  
AIR POLLUTANT  
EMISSION FACTORS

Process	Particulate		Trimethylamine [(CH <sub>3</sub> ) <sub>3</sub> N]		Hydrogen Sulfide (H <sub>2</sub> S)	
	kg/Mg	lb/ton	kg/Mg	lb/ton	kg/Mg	lb/ton
Cookers, canning (SCC 3-02-012-04)	Neg	Neg	— <sup>c</sup>	— <sup>c</sup>	— <sup>c</sup>	— <sup>c</sup>
Cookers, scrap						
Fresh fish (SCC 3-02-012-01)	Neg	Neg	0.15 <sup>c</sup>	0.3 <sup>c</sup>	0.005 <sup>c</sup>	0.01 <sup>c</sup>
Stale fish (SCC 3-02-012-02)	Neg	Neg	1.75 <sup>c</sup>	3.5 <sup>c</sup>	0.10 <sup>c</sup>	0.2 <sup>c</sup>
Steam tube dryer (SCC 3-02-012-05)	2.5	5	— <sup>b</sup>	— <sup>b</sup>	— <sup>b</sup>	— <sup>b</sup>
Direct-fired dryer (SCC 3-02-012-06)	4	8	— <sup>b</sup>	— <sup>b</sup>	— <sup>b</sup>	— <sup>b</sup>

<sup>a</sup> Reference 1. Factors are in terms of raw fish processed. SCC = Source Classification Code.

Neg = negligible.

<sup>b</sup> Emissions suspected, but data are not available for quantification.

<sup>c</sup> Reference 2.

References For Section 9.13.1

1. W. H. Prokop, "Fish Processing", *Air Pollution Engineering Manual*, Van Nostrand Reinhold, New York, 1992.
2. W. Sumner, *Methods Of Air Deodorization*, Elsevier Publishing, New York City, 1963.

### Paso 2. Aplicar la fórmula

$$E = DA \times FE \times (1 - \eta/100)$$

$$E = (28 * 10^6 \frac{kg\,harina}{año}) (\frac{1\,ton\,harina}{1000\,kg\,harina}) (1,75 \frac{kg(CH_3)_3N}{1\,ton\,harina})$$

### Paso C. Calcular las emisiones anuales de trimetilamina

$$E = 49\,000 \frac{\text{kg}(\text{CH}_3)_3\text{N}}{\text{año}}$$

El establecimiento de elaboración de harina de pescado emitió 0,413 kg de Hidrógeno sulfurado y 49 000 kg de Trimetilamina al año

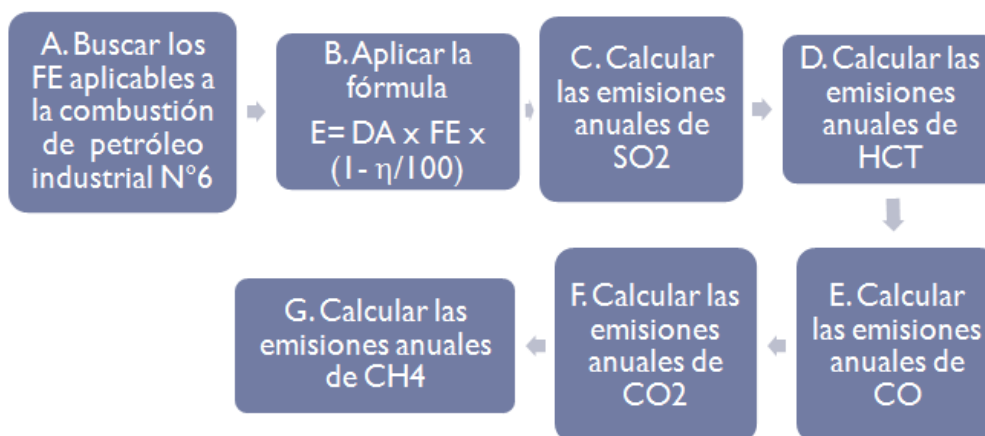
## Factores de Emisión

### Caso FE

**Objetivo:** Aplicar la metodología de Factores de Emisión mediante un ejercicio que implica la estimación de emisiones producto de la combustión.

**Actividad:** Estimar las emisiones ( $\text{SO}_2$ , HT,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ) provenientes de un establecimiento de energía eléctrica que utiliza  $750 \text{ m}^3$  de Petróleo Industrial N° 6 al año. Obtener los datos necesarios de la hoja del Anexo 5.

### DIAGRAMAS DE SOLUCIÓN



## Paso 1. Buscar los FE aplicables a la combustión de petróleo industrial N°6

### Factores de emisión del AP-42 para combustóleo AP421.3 FUEL OIL AP42 2010.pdf

CONTAMINANTE	FE PARA EQUIPOS >100 millones de BTU/HR (LB*10 <sup>3</sup> GAL)
SO <sub>2</sub>	157S
COT	1.04
CH <sub>4</sub>	0.28
CO	5
CO <sub>2</sub>	24,400

CONTAMINANTE	F.E. PARA EQUIPOS (EQUIPOS >3000 C.C.) EN kg/m <sup>3</sup>
SO <sub>2</sub>	65.94
COT	0.125
CH <sub>4</sub>	0.034
CO	0.6
CO <sub>2</sub>	2,928

S= 3.5 %

Para convertir de lb/10<sup>3</sup>gal a Kg/m<sup>3</sup> se multiplica por: 0.12

## Paso 2. Aplicar la fórmula

$$E = DA \times FE \times (1 - \eta/100)$$

$$E\left(\frac{kg_{contaminante}}{año}\right) = \left(750 \frac{m^3_{petróleoindustrialN°6}}{año}\right) * FE\left(\frac{kg_{contaminante}}{m^3_{petróleoindustrialN°6}}\right)$$

## Paso 3. Calcular las emisiones anuales de SO<sub>2</sub>

$$E\left(\frac{kg_{SO_2}}{año}\right) = \left(750 \frac{m^3_{petróleoindustrialN°6}}{año}\right) (6,94 \frac{kg_{SO_2}}{m^3_{petróleoindustrialN°6}})$$

$$E = 49\,455 \frac{kg_{SO_2}}{año}$$

## Paso 4. Calcular las emisiones anuales de HT

$$E\left(\frac{kg_{HT}}{año}\right) = \left(750 \frac{m^3_{petróleoindustrialN°6}}{año}\right) (0.125 \frac{kg_{HT}}{m^3_{petróleoindustrialN°6}})$$

$$E = 93,75 \frac{kg_{HT}}{año}$$

### Paso 5. Calcular las emisiones anuales de CO

$$E\left(\frac{kgCO}{año}\right) = \left(750 \frac{m^3 \text{petróleoindustrial}N^{\circ}6}{año}\right) \left(0,6 \frac{kgCO}{m^3 \text{petróleoindustrial}N^{\circ}6}\right)$$

$$E = 450 \frac{kgCO}{año}$$

### Paso 6. Calcular las emisiones anuales de CO<sub>2</sub>

$$E\left(\frac{kgCO_2}{año}\right) = \left(750 \frac{m^3 \text{petróleoindustrial}N^{\circ}6}{año}\right) \left(2\,928 \frac{kgCO_2}{m^3 \text{petróleoindustrial}N^{\circ}6}\right)$$

$$E = 2\,196\,000 \frac{kgCO_2}{año}$$

### Paso 7. Calcular las emisiones anuales de CH<sub>4</sub>

$$E\left(\frac{kgCH_4}{año}\right) = \left(750 \frac{m^3 \text{petróleoindustrial}N^{\circ}6}{año}\right) \left(0,034 \frac{kgCH_4}{m^3 \text{petróleoindustrial}N^{\circ}6}\right)$$

$$E = 25,5 \frac{kgCH_4}{año}$$

El establecimiento de generación de energía emitió 49 455 kg de Dióxido de Azufre; 93,75 kg de Hidrocarburos totales; 450 kg de Monóxido de Carbono; 2 196 000 kg de Dióxido de Carbono y 25,50 kg de Metano al año

## IV. MATERIAL COMPLEMENTARIO

### Anexo 1

#### LISTADO DE SUSTANCIAS, MATERIALES Y OTROS PARÁMETROS DEL RETC

##### Parte I: Contaminantes Emitidos

N°	CONTAMINANTE	N° CAS	N°	CONTAMINANTE	N° CAS
1	1,1,1-Tricloroetano (Metilcloroformo)	71-55-6	73	Fluoroacetamida	640-19-7
2	1,1-Dicloroetano	75-35-4	74	Fluoruros	-
3	1,2-Diclorobenceno	95-50-1	75	Formulaciones de polvo seco que contienen una combinación de Benomilo en una cantidad igual o superior al 7%, Carbofurano en una cantidad igual o superior al 10% y Thiram en una cantidad igual o superior al 15%	137-26-8; 1563-66-2; 17804-35-2
4	1,2-Dicloroetano	107-06-2	76	Fosfamidón	13171-21-6
5	2,4,5-T y sus sales y ésteres	93-76-5	77	Fosfato de tris (dibromo - 2,3 propilo)	126-72-7
6	Ácido sulfhídrico (sulfuro de hidrógeno)	7783-06-4	78	Fosfatos	-
7	Actinolita amianto	77536-66-4	79	Fósforo total	7723-14-0
8	Alaclor	15972-60-8	80	Halones	-
9	Aldicarb	116-06-3	81	HCH (mezcla de isómeros)	608-73-1
10	Aldrín	309-00-2	82	Heptacloro	76-44-8
11	Alfa - hexaclorociclohexano	319-84-6	83	Heptacloro epóxido	-
12	Aluminio	7429-90-5	84	Hexabromobifenilo	36355-01-8
13	Amoníaco	8013-59-0; 7664-41-7	85	Hexabromociclododecano	3194-55-6
14	Amosita amianto	12172-73-5	86	Hexaclorobenceno	118-74-1
15	Antimonio	7803-52-3	87	Hexaclorobutadieno	87-68-3
16	Antofilita	17068-78-9; 77536-67-5	88	Hexafluoruro de azufre (SF <sub>6</sub> )	2551-62-4
17	Arsénico	7440-38-2	89	Hidrobromofluorocarbonos (HBFC)	-
18	Asbesto	1332-21-4	90	Hidrocarburos totales de petróleo	-
19	Azinfós - metilo	86-50-0	91	Hidrocarburos totales de petróleo (fracción aromática)	-
20	Bario	7440-39-3	92	Hidroclofluorocarbonos (HCFCs)	-
21	Benceno	71-43-2	93	Hidrofluorocarbonos (HFC)	-
22	Benzo(a)pireno	50-32-8	94	Hierro / hierro disuelto	15438-31-0
23	Berilio	7440-41-7	95	Lindano	58-89-9
24	Beta - hexaclorociclohexano	319-85-7	96	Litio	7580-67-8
25	Bicarbonatos	-	97	Magnesio	7439-95-4
26	Bifenilos polibromados	13654-09-6; 27858-07-7; 36355-01-8	98	Malatión	121-75-5
27	Bifenilos policlorados (PCB)	1336-36-3	99	Manganeso	7439-96-5
28	Binapacril	486-31-4	100	Mercurio	7439-97-6
29	Boro	7440-42-8	101	Metamidofos	10265-92-6
30	Bromoclorometano	-	102	Metano (CH <sub>4</sub> )	74-82-2
31	Bromuro de metilo	74-83-9	103	Metilparatión	298-00-00

N°	CONTAMINANTE	N° CAS	N°	CONTAMINANTE	N° CAS
32	Cadmio	7440-43-9	104	Mírex	2385-85-5
33	Calcio	8047-59-4	105	Monocrotofós	6923-22-4
34	Captafol	2425-06-1	106	Monóxido de carbono	630-08-0
35	Carbonatos	-	107	Naftaleno	91-20-3
36	Cianuro Waad	-	108	Níquel	7440-02-0
37	Cianuro	57-12-5	109	Nitratos	-
38	Clordano	57-74-9	110	Nitritos	-
39	Clordecona	143-50-0	111	Nitrógeno amoniacal	-
40	Clordimeformo	6164-98-3	112	Nitrógeno total Kjeldahl	-
41	Cloro residual	7782-50-5	113	Óxido de etileno	75-21-8
42	Clorobencilato	510-15-6	114	Óxidos de azufre (SO <sub>x</sub> )	-
43	Clorofluorocarbonos (CFCs) completamente halogenados (CFC-13, CFC-111, CFC-112, CFC-211, CFC-212, CFC-213, CFC-214, CFC-215, CFC-216 y CFC-217)	-	115	Óxidos de nitrógeno (NO <sub>x</sub> )	-
44	Clorofluorocarbonos (CFCs) (CFC-11, CFC-12, CFC-113, CFC-114 y CFC-115)	-	116	Óxido nitroso (N <sub>2</sub> O)	10024-97-2
45	Cloruros	-	117	Paraquat	4685-14-7 1910-42-5
46	Cobalto	7440-48-4	118	Paratión	56-38-2
47	Cobre	7440-50-8	119	Pentaclorobenceno	608-93-5
48	Compuestos de Tributilestaño	1461-22-9; 1983-10-4; 2155-70-6; 24124-25-2; 4342-36-3; 56-35-9; 85409-17-2	120	Pentaclorofenol (PCP)	87-86-5
49	Compuestos Orgánicos Volátiles (COV)	-	121	Perfluorocarbonos (PFC)	-
50	Crisolito	12001-29-5	122	Plata	7440-22-4
51	Crocidolita	12001-28-4	123	Plomo	7439-92-1
52	Cromo hexavalente	18540-29-9	124	Selenio	7782-49-2
53	Cromo total	7440-47-3	125	Silicatos	-
54	DDT (1,1,1-tricloro-2,2-bis (4-clorofenil) etano)	50-29-3	126	Sodio	7440-23-5
55	Detergentes (SAAM)	-	127	Sulfatos	
56	Dibenzofuranos policlorados (PCDF)	-	128	Sulfonato de perfluorooctano, sus sales y fluoruro de perfluorooctano sulfonilo, sulfonamidas de perfluorooctano y perfluorooctanos sulfonilos (PFOS y PFOS-F)	1763-23-1; 1691-99-2; 24448-09-7; 251099-16-8; 2795-39-3; 29081-56-9; 29457-72-5; 307-35-7; 31506-32-8; 4151-50-2; 56773-42-3; 70225-14-8
57	Dibenzoparadioxinas policloradas (PCDD)	-	129	Sulfuros	-
58	Dicloruro de etileno	107-06-2	130	Tetracloroeteno	127-18-4
59	Dieldrin	60-57-1	131	Tetracloruro de carbono	56-23-5

N°	CONTAMINANTE	N° CAS	N°	CONTAMINANTE	N° CAS
60	Dinitro - orto - cresol (DNOC) y sus sales (tales como sal de amonio, sal de potasio y sal de sodio)	534-52-1	132	Tetraetilo de plomo	78-00-2
61	Dinoseb y sus sales y ésteres	88-85-7	133	Tetrametilo de plomo	75-74-1
62	Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	7446-09-5	134	Tolueno (metil benceno, toluol y fenilmetano)	108-88-3
63	Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	124-38-9	135	Toxafeno	8001-35-2
64	Dióxido de nitrógeno (NO <sub>2</sub> )	-	136	Tremolita	77536-68-6
65	Dibromuro de etileno (EDB)	106-93-4	137	Triclorobencenos totales	-
66	Endosulfán	959-98-8; 115-29-7; 33213-65-9	138	Tricloroeteno	79-01-6
67	Endrín	72-20-8	139	Trifenilos policlorados (PCT)	61788-33-8
68	Estaño	7440-31-5	140	Trihalometanos (Cloroformo, bromodichlorometano, dibromoclorometanos y bromoformo)	-
69	Éter de hexabromodifenilo y Éter de heptabromodifenilo (Éter de octabromodifenilo de calidad comercial)	68631-49-2; 207122-15-4; 207122-16-5; 36483-60-0; 68928-80-3; 446255-227	141	Uranio	7440-61-1
70	Éter de tetrabromodifelo y Éter de pentabromodifenilo	5436-43-1; 60348-60-9; 32534-81-9; 40088-47-9	142	Vanadio	7440-62-2
71	Etilbenceno	100-41-4	143	Xileno	1330-20-7
72	Fenoles, compuestos fenólicos, con inclusión de clorofenoles	-	144	Zinc	7440-66-6

## Parte II: Parámetros físico – químicos

N°	PARÁMETROS	N°	PARÁMETROS
1	Aceites y Grasas	5	Sólidos Disueltos Totales (SDT)
2	Material particulado (PM)	6	Sólidos Sedimentables (SS)
3	Material particulado (PM 2,5)	7	Sólidos Suspendidos Totales (SST)
4	Material particulado (PM 10)		

Para fines de notificación de la transferencia de residuos peligrosos se toma en cuenta el listado del Convenio de Basilea.

### Parte III: Residuos Peligrosos Transferidos

N°	RESIDUOS PELIGROSOS	N°	RESIDUOS PELIGROSOS
Y1	Residuos clínicos resultantes de la atención prestada en hospitales, centros médicos y clínicas.	Y26	Residuos que contengan cadmio, compuestos de cadmio.
Y2	Residuos resultantes de la producción y preparación de productos farmacéuticos.	Y27	Residuos que contengan antimonio, compuestos de antimonio.
Y3	Residuos de medicamentos y productos farmacéuticos.	Y28	Residuos que contengan telurio, compuestos de telurio.
Y4	Residuos resultantes de la producción, la preparación y la utilización de biocidas y productos fitofarmacéuticos.	Y29	Residuos que contengan mercurio, compuestos de mercurio.
Y5	Residuos resultantes de la fabricación, preparación y utilización de productos químicos para la preservación de la madera.	Y30	Residuos que contengan talio, compuestos de talio.
Y6	Residuos resultantes de la producción, la preparación y la utilización de disolventes orgánicos.	Y31	Residuos que contengan plomo, compuestos de plomo.
Y7	Residuos, que contengan cianuros, resultantes del tratamiento térmico y las operaciones de temple.	Y32	Residuos que contengan compuestos inorgánicos de flúor, con exclusión del fluoruro cálcico.
Y8	Residuos de aceites minerales no aptos para el uso a que estaban destinados.	Y33	Residuos que contengan cianuros inorgánicos.
Y9	Mezclas y emulsiones de desechos de aceite y agua o de hidrocarburos y agua.	Y34	Residuos que contengan soluciones ácidas o ácidos en forma sólida.
Y10	Sustancias y artículos de desecho que contengan, o estén contaminados por bifenilos policlorados (PCB), terfenilos policlorados (PCT) o bifenilos polibromados (PBB).	Y35	Residuos que contengan soluciones básicas o bases en forma sólida.
Y11	Residuos alquitranados resultantes de la refinación, destilación o cualquier otro tratamiento pirolítico.	Y36	Residuos que contengan asbesto (polvo y fibras).
Y12	Residuos resultantes de la producción, preparación y utilización de tintas, colorantes, pigmentos, pinturas, lacas o barnices.	Y37	Residuos que contengan compuestos orgánicos de fósforo.
Y13	Residuos resultantes de la producción, preparación y utilización de resinas, látex, plastificantes o colas y adhesivos.	Y38	Residuos que contengan cianuros orgánicos.
Y14	Sustancias químicas de desecho, no identificadas o nuevas, resultantes de la investigación y el desarrollo o de las actividades de enseñanza y cuyos efectos en el ser humano o el medio ambiente no se conozcan.	Y39	Residuos que contengan fenoles, compuestos fenólicos, con inclusión de clorofenoles.
Y15	Residuos de carácter explosivo que no estén sometidos a una legislación diferente.	Y40	Residuos que contengan éteres.
Y16	Residuos resultantes de la producción, preparación y utilización de productos químicos y materiales para fines fotográficos.	Y41	Residuos que contengan solventes orgánicos halogenados.
Y17	Residuos resultantes del tratamiento de superficie de metales y plásticos.	Y42	Residuos que contengan disolventes orgánicos, con exclusión de disolventes halogenados.

N°	RESIDUOS PELIGROSOS	N°	RESIDUOS PELIGROSOS
Y18	Residuos resultantes de las operaciones de eliminación de desechos industriales.	Y43	Residuos que contengan cualquier sustancia del grupo de los dibenzofuranos policlorados.
Y19	Residuos que contengan metales carbonilos.	Y44	Residuos que contengan cualquier sustancia del grupo de las dibenzoparadioxinas policloradas.
Y20	Residuos que contengan berilio, compuestos de berilio.	Y45	Residuos que contengan compuestos organohalogenados, que no sean las sustancias mencionadas en el presente anexo (por ejemplo, Y39, Y41, Y42, Y43 y Y44).
Y21	Residuos que contengan compuestos de cromo hexavalente.	Z1	Lodos de los sistemas de tratamiento de agua para consumo humano o de aguas residuales.
Y22	Residuos que contengan compuestos de cobre.	Z2	Polvo y/o fibras de asbesto, con exclusión de los residuos de materiales de construcción fabricados con cemento asbesto.
Y23	Residuos que contengan compuestos de zinc.	Z3	Suelos o materiales resultantes de faenas de movimientos de tierras contaminadas por materiales o sustancias que presenten características de peligrosidad.
Y24	Residuos que contengan arsénico, compuestos de arsénico.	Z4	Otros residuos que contengan por lo menos una de las siguientes características de peligrosidad: autocombustibilidad, explosividad, corrosividad, reactividad, toxicidad, radiactividad y/o patogenicidad.
Y25	Residuos que contengan selenio, compuestos de selenio.		

## Anexo 2

### LISTADO DE ACTIVIDADES ECONÓMICAS SUJETAS A REPORTE DEL RETC

ACTIVIDADES ECONÓMICAS	CIU
AGRICULTURA, GANADERÍA	A
Cultivo de plantas no perennes	011
Cultivo de plantas perennes	012
Propagación de plantas	013
Ganadería	014
Cultivo de productos agrícolas en combinación con la cría de animales (explotación mixta)	015
Actividades de apoyo a la agricultura y la ganadería y actividades poscosecha	016
EXPLOTACIÓN DE MINAS Y CANTERAS	B
Extracción de carbón de piedra	051
Extracción de lignito	052
Extracción de petróleo crudo	061
Extracción de gas natural	062
Extracción de minerales de hierro	071
Extracción de minerales metalíferos no ferrosos	072
Extracción de piedra, arena y arcilla	081
Explotación de minas y canteras n.c.p.	089

ACTIVIDADES ECONÓMICAS	CIU
Actividades de apoyo para la extracción de petróleo y gas natural	091
Actividades de apoyo para otras actividades de explotación de minas y canteras	099
INDUSTRIAS MANUFACTURERAS	C
Elaboración y conservación de carne	101
Elaboración y conservación de pescado, crustáceos y moluscos	102
Elaboración y conservación de frutas, legumbres y hortalizas	103
Elaboración de aceites y grasas de origen vegetal y animal	104
Elaboración de productos lácteos	105
Elaboración de productos de molinería, almidones y productos derivados del almidón	106
Elaboración de otros productos alimenticios	107
Elaboración de piensos preparados para animales	108
Elaboración de bebidas	110
Elaboración de productos de tabaco	120
Hilatura, tejeduría y acabado de productos textiles	131
Fabricación de otros productos textiles	139
Fabricación de prendas de vestir, excepto prendas de piel	141
Fabricación de artículos de piel	142
Curtido y adobo de cueros; fabricación de maletas, bolsos de mano y artículos de talabartería y guarnicionería; adobo y teñido de pieles	151
Fabricación de calzado	152
Aserrado y acepilladura de madera	161
Fabricación de productos de madera, corcho, paja y materiales trenzables	162
Fabricación de papel y de productos de papel	170
Fabricación de productos de hornos de coque	191
Fabricación de productos de la refinación del petróleo	192
Fabricación de sustancias químicas básicas, de abonos y compuestos de nitrógeno y de plásticos y caucho sintético en formas primarias	201
Fabricación de otros productos químicos	202
Fabricación de fibras artificiales	203
Fabricación de productos farmacéuticos, sustancias químicas medicinales y productos botánicos de uso farmacéutico	210
Fabricación de productos de caucho	221
Fabricación de productos de plástico	222
Fabricación de vidrio y productos de vidrio	231
Fabricación de productos minerales no metálicos n.c.p	239
Industrias básicas de hierro y acero	241
Fabricación de productos primarios de metales preciosos y otros metales no ferrosos	242
Fundición de metales	243
Fabricación de productos metálicos para uso estructural, tanques, depósitos y recipientes de metal	251
Fabricación de armas y municiones	252
Fabricación de otros productos elaborados de metal; actividades de servicios de trabajo de metales	259
Fabricación de componentes y tableros electrónicos	261
Fabricación de ordenadores y equipo periférico	262
Fabricación de equipo de comunicaciones	263
Fabricación de aparatos electrónicos de consumo	264
Fabricación de equipo de medición, prueba, navegación y control y de relojes	265
Fabricación de equipo de irradiación y equipo electrónico de uso médico y terapéutico	266
Fabricación de instrumentos ópticos y equipo fotográfico	267
Fabricación de motores, generadores y transformadores eléctricos y aparatos de distribución y control de la	271
Fabricación de pilas, baterías y acumuladores	272
Fabricación de cables y dispositivos de cableado	273
Fabricación de equipo eléctrico de iluminación	274
Fabricación de aparatos de uso doméstico	275

ACTIVIDADES ECONÓMICAS	CIU
Fabricación de otros tipos de equipo eléctrico	279
Fabricación de maquinaria de uso general	281
Fabricación de maquinaria de uso especial	282
Fabricación de vehículos automotores	291
Fabricación de carrocerías para vehículos automotores; fabricación de remolques y semirremolques	292
Fabricación de partes, piezas y accesorios para vehículos automotores	293
Construcción de buques y otras embarcaciones	301
Fabricación de locomotoras y material rodante	302
Fabricación de aeronaves, naves espaciales y maquinaria conexa	303
Fabricación de vehículos militares de combate	304
Fabricación de equipo de transporte n.c.p.	309
Fabricación de muebles	310
Fabricación de joyas, bisutería y artículos conexos	321
Fabricación de instrumentos de música	322
Fabricación de artículos de deporte	323
Fabricación de juegos y juguetes	324
Fabricación de instrumentos y materiales médicos y odontológicos	325
Otras industrias manufactureras n.c.p.	329
Reparación de productos elaborados de metal, maquinaria y equipo	331
Instalación de maquinaria y equipo industriales	332
<b>SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, GAS, VAPOR Y AIRE ACONDICIONADO</b>	<b>C</b>
Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica	351
Fabricación de gas; distribución de combustibles gaseosos por tuberías	352
Suministro de vapor y de aire acondicionado	353
<b>SUMINISTRO DE AGUA; EVACUACIÓN DE AGUAS RESIDUALES, GESTIÓN DE DESECHOS Y DESCONTAMINACIÓN</b>	<b>E</b>
Captación, tratamiento y distribución de agua	360
Evacuación de aguas residuales	370
Recogida de desechos	381
Tratamiento y eliminación de desechos	382
Recuperación de materiales	383
Actividades de descontaminación y otros servicios de gestión de desechos	390
<b>ACTIVIDADES DE ATENCIÓN DE LA SALUD HUMANA Y DE ASISTENCIA SOCIAL</b>	<b>Q</b>
Actividades de hospitales	861
Actividades de médicos y odontólogos	862
Otras actividades de atención de la salud humana	869

\*n.c.p: No clasificado en otra parte.

## Anexo 3

### Capítulo 5 Transportation and Marketing Of Petroleum Liquids.- AP-42, Compilation of Air Pollutant Emission Factors.- U.S. Environmental Protection Agency

#### 5.2 Transportation And Marketing Of Petroleum Liquids<sup>1-3</sup>

##### 5.2.1 General

The transportation and marketing of petroleum liquids involve many distinct operations, each of which represents a potential source of evaporation loss. Crude oil is transported from production operations to a refinery by tankers, barges, rail tank cars, tank trucks, and pipelines. Refined petroleum products are conveyed to fuel marketing terminals and petrochemical industries by these same modes. From the fuel marketing terminals, the fuels are delivered by tank trucks to service stations, commercial accounts, and local bulk storage plants. The final destination for gasoline is usually a motor vehicle gasoline tank. Similar distribution paths exist for fuel oils and other petroleum products. A general depiction of these activities is shown in Figure 5.2-1.

##### 5.2.2 Emissions And Controls

Evaporative emissions from the transportation and marketing of petroleum liquids may be considered, by storage equipment and mode of transportation used, in four categories:

1. Rail tank cars, tank trucks, and marine vessels: loading, transit, and ballasting losses.
2. Service stations: bulk fuel drop losses and underground tank breathing losses.
3. Motor vehicle tanks: refueling losses.
4. Large storage tanks: breathing, working, and standing storage losses. (See Chapter 7, "Liquid Storage Tanks".)

Evaporative and exhaust emissions are also associated with motor vehicle operation, and these topics are discussed in AP-42 *Volume II: Mobile Sources*.

##### 5.2.2.1 Rail Tank Cars, Tank Trucks, And Marine Vessels -

Emissions from these sources are from loading losses, ballasting losses, and transit losses.

##### 5.2.2.1.1 Loading Losses -

Loading losses are the primary source of evaporative emissions from rail tank car, tank truck, and marine vessel operations. Loading losses occur as organic vapors in "empty" cargo tanks are displaced to the atmosphere by the liquid being loaded into the tanks. These vapors are a composite of (1) vapors formed in the empty tank by evaporation of residual product from previous loads, (2) vapors transferred to the tank in vapor balance systems as product is being unloaded, and (3) vapors generated in the tank as the new product is being loaded. The quantity of evaporative losses from loading operations is, therefore, a function of the following parameters:

- Physical and chemical characteristics of the previous cargo;
- Method of unloading the previous cargo;
- Operations to transport the empty carrier to a loading terminal;
- Method of loading the new cargo; and
- Physical and chemical characteristics of the new cargo.

The principal methods of cargo carrier loading are illustrated in Figure 5.2-2, Figure 5.2-3, and Figure 5.2-4. In the splash loading method, the fill pipe dispensing the cargo is lowered only part way into the cargo tank. Significant turbulence and vapor/liquid contact occur during the splash.

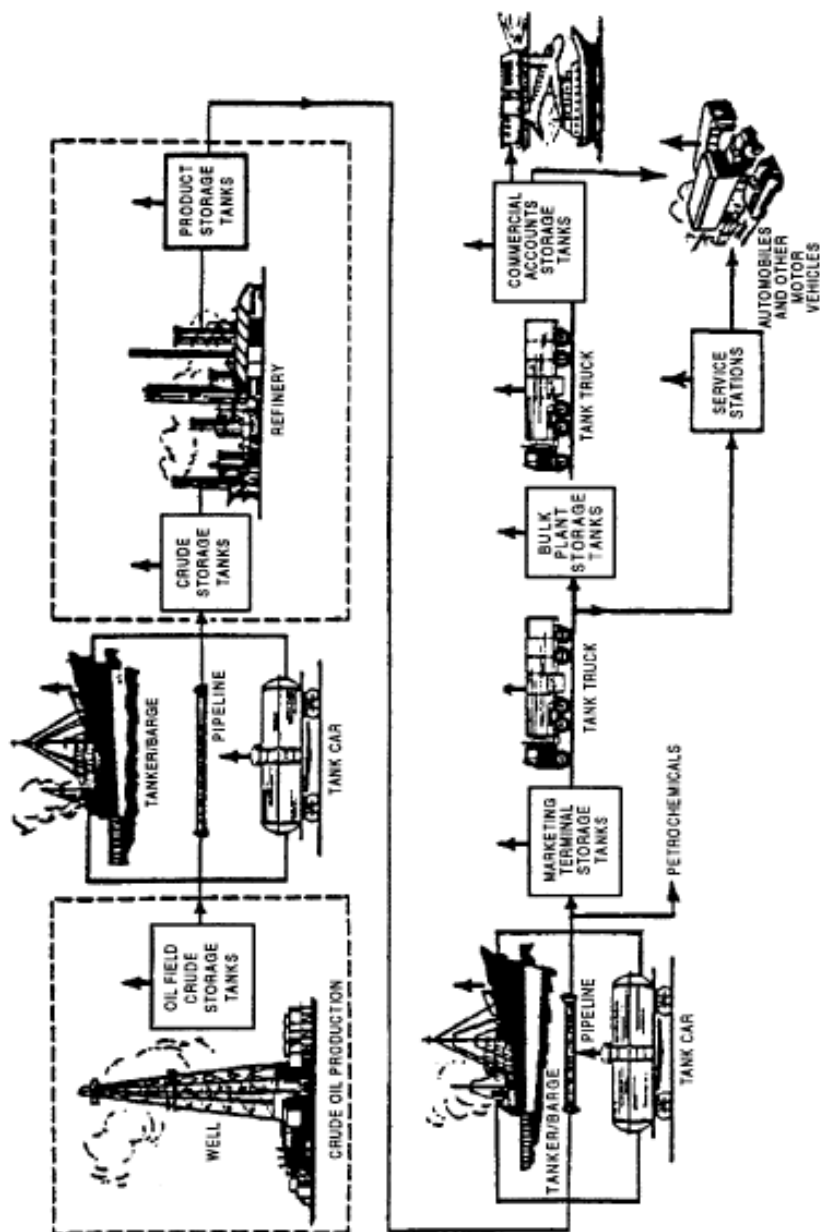


Figure 5.2-1. Flow sheet of petroleum production, refining, and distribution systems.  
(Points of organic emissions are indicated by vertical arrows.)

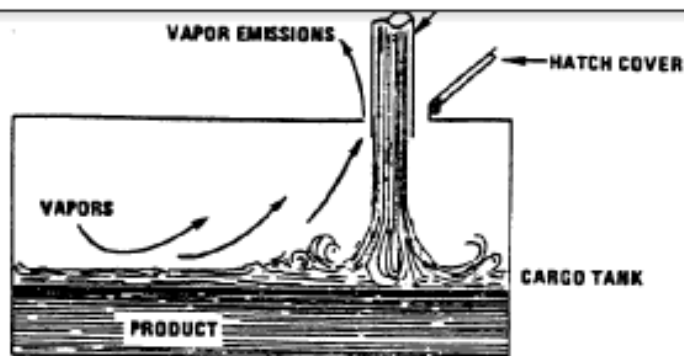


Figure 5.2-2. Splash loading method.

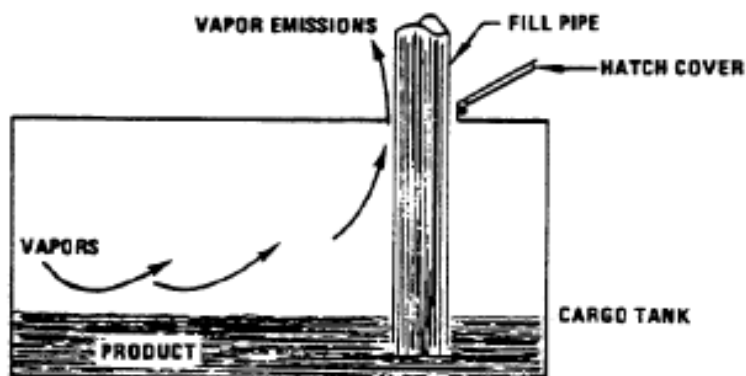


Figure 5.2-3. Submerged fill pipe.

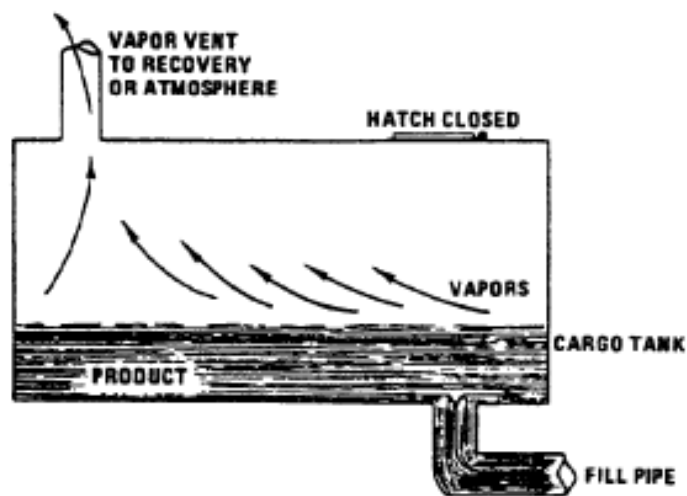


Figure 5.2-4. Bottom loading.

loading operation, resulting in high levels of vapor generation and loss. If the turbulence is great enough, liquid droplets will be entrained in the vented vapors.

A second method of loading is submerged loading. Two types are the submerged fill pipe method and the bottom loading method. In the submerged fill pipe method, the fill pipe extends almost to the bottom of the cargo tank. In the bottom loading method, a permanent fill pipe is attached to the cargo tank bottom. During most of submerged loading by both methods, the fill pipe opening is below the liquid surface level. Liquid turbulence is controlled significantly during submerged loading, resulting in much lower vapor generation than encountered during splash loading.

The recent loading history of a cargo carrier is just as important a factor in loading losses as the method of loading. If the carrier has carried a nonvolatile liquid such as fuel oil, or has just been cleaned, it will contain vapor-free air. If it has just carried gasoline and has not been vented, the air in the carrier tank will contain volatile organic vapors, which will be expelled during the loading operation along with newly generated vapors.

Cargo carriers are sometimes designated to transport only one product, and in such cases are practicing "dedicated service". Dedicated gasoline cargo tanks return to a loading terminal containing air fully or partially saturated with vapor from the previous load. Cargo tanks may also be "switch loaded" with various products, so that a nonvolatile product being loaded may expel the vapors remaining from a previous load of a volatile product such as gasoline. These circumstances vary with the type of cargo tank and with the ownership of the carrier, the petroleum liquids being transported, geographic location, and season of the year.

One control measure for vapors displaced during liquid loading is called "vapor balance service", in which the cargo tank retrieves the vapors displaced during product unloading at bulk plants or service stations and transports the vapors back to the loading terminal. Figure 5.2-5 shows a tank truck in vapor balance service filling a service station underground tank and taking on displaced gasoline vapors for return to the terminal. A cargo tank returning to a bulk terminal in vapor balance service normally is saturated with organic vapors, and the presence of these vapors at the start of submerged loading of the tanker truck results in greater loading losses than encountered during nonvapor balance, or "normal", service. Vapor balance service is usually not practiced with marine vessels, although some vessels practice emission control by means of vapor transfer within their own cargo tanks during ballasting operations, discussed below.

Emissions from loading petroleum liquid can be estimated (with a probable error of  $\pm 30$  percent)<sup>4</sup> using the following expression:

$$L_L = 12.46 \frac{SPM}{T} \quad (1)$$

where:

$L_L$  = loading loss, pounds per 1000 gallons (lb/10<sup>3</sup> gal) of liquid loaded

$S$  = a saturation factor (see Table 5.2-1)

$P$  = true vapor pressure of liquid loaded, pounds per square inch absolute (psia)  
(see Section 7.1, "Organic Liquid Storage Tanks")

$M$  = molecular weight of vapors, pounds per pound-mole (lb/lb-mole) (see Section 7.1, "Organic Liquid Storage Tanks")

$T$  = temperature of bulk liquid loaded, °R (°F + 460)

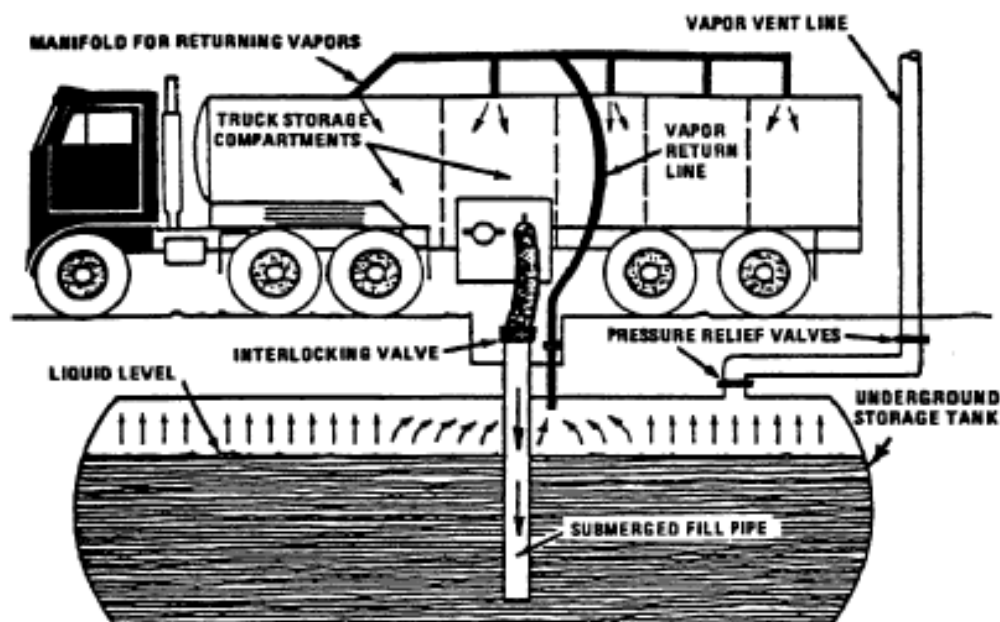


Figure 5.2-5. Tank truck unloading into a service station underground storage tank and practicing "vapor balance" form of emission control.

Table 5.2-1. SATURATION (S) FACTORS FOR CALCULATING PETROLEUM LIQUID LOADING LOSSES

Cargo Carrier	Mode Of Operation	S Factor
Tank trucks and rail tank cars	Submerged loading of a clean cargo tank	0.50
	Submerged loading: dedicated normal service	0.60
	Submerged loading: dedicated vapor balance service	1.00
	Splash loading of a clean cargo tank	1.45
	Splash loading: dedicated normal service	1.45
	Splash loading: dedicated vapor balance service	1.00
Marine vessels <sup>a</sup>	Submerged loading: ships	0.2
	Submerged loading: barges	0.5

<sup>a</sup> For products other than gasoline and crude oil. For marine loading of gasoline, use factors from Table 5.2-2. For marine loading of crude oil, use Equations 2 and 3 and Table 5.2-3.

The saturation factor,  $S$ , represents the expelled vapor's fractional approach to saturation, and it accounts for the variations observed in emission rates from the different unloading and loading methods. Table 5.2-1 lists suggested saturation factors.

Emissions from controlled loading operations can be calculated by multiplying the uncontrolled emission rate calculated in Equation 1 by an overall reduction efficiency term:

$$\left(1 - \frac{\text{eff}}{100}\right)$$

The overall reduction efficiency should account for the capture efficiency of the collection system as well as both the control efficiency and any downtime of the control device. Measures to reduce loading emissions include selection of alternate loading methods and application of vapor recovery equipment. The latter captures organic vapors displaced during loading operations and recovers the vapors by the use of refrigeration, absorption, adsorption, and/or compression. The recovered product is piped back to storage. Vapors can also be controlled through combustion in a thermal oxidation unit, with no product recovery. Figure 5.2-6 demonstrates the recovery of gasoline vapors from tank trucks during loading operations at bulk terminals. Control efficiencies for the recovery units range from 90 to over 99 percent, depending on both the nature of the vapors and the type of control equipment used<sup>5-6</sup>. However, not all of the displaced vapors reach the control device, because of leakage from both the tank truck and collection system. The collection efficiency should be assumed to be 99.2 percent for tanker trucks passing the MACT-level annual leak test (not more than 1 inch water column pressure change in 5 minutes after pressurizing to 18 inches water followed by pulling a vacuum of 6 inches water).<sup>7</sup> A collection efficiency of 98.7 percent (a 1.3 percent leakage rate) should be assumed for trucks passing the NSPS-level annual test (3 inches pressure change). A collection efficiency of 70 percent should be assumed for trucks not passing one of these annual leak tests<sup>6</sup>.

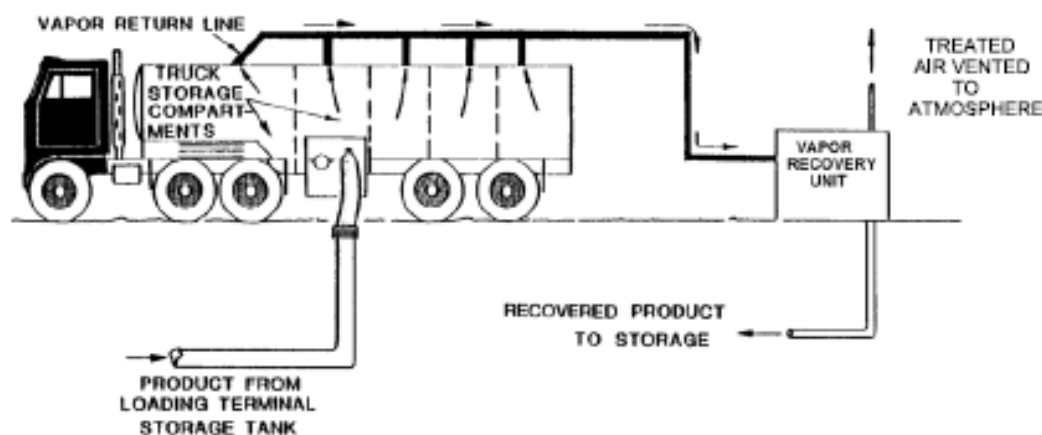


Figure 5.2-6. Tank truck loading with vapor recovery.

Sample Calculation -

Loading losses ( $L_L$ ) from a gasoline tank truck in dedicated vapor balance service and practicing vapor recovery would be calculated as follows, using Equation 1:

Design basis -

Cargo tank volume is 8000 gal  
Gasoline Reid vapor pressure (RVP) is 9 psia  
Product temperature is 80°F  
Vapor recovery efficiency is 95 percent  
Vapor collection efficiency is 98.7 percent (NSPS-level annual leak test)

Loading loss equation -

$$L_L = 12.46 \frac{SPM}{T} \left( 1 - \frac{eff}{100} \right)$$

where:

S = saturation factor (see Table 5.2-1) = 1.00  
P = true vapor pressure of gasoline = 6.6 psia  
M = molecular weight of gasoline vapors = 66  
T = temperature of gasoline = 540°R  
eff = overall reduction efficiency (95 percent control x 98.7 percent collection) = 94 percent

$$\begin{aligned} L_L &= 12.46 \frac{(1.00)(6.6)(66)}{540} \left( 1 - \frac{94}{100} \right) \\ &= 0.60 \text{ lb}/10^3 \text{ gal} \end{aligned}$$

Total loading losses are:

$$(0.60 \text{ lb}/10^3 \text{ gal})(8.0 \times 10^3 \text{ gal}) = 4.8 \text{ pounds (lb)}$$

Measurements of gasoline loading losses from ships and barges have led to the development of emission factors for these specific loading operations.<sup>8</sup> These factors are presented in Table 5.2-2 and should be used instead of Equation 1 for gasoline loading operations at marine terminals. Factors are expressed in units of milligrams per liter (mg/L) and pounds per 1000 gallons (lb/10<sup>3</sup> gal).

Table 5.2-2 (Metric And English Units). VOLATILE ORGANIC COMPOUND (VOC) EMISSION FACTORS FOR GASOLINE LOADING OPERATIONS AT MARINE TERMINALS<sup>a</sup>

Vessel Tank Condition	Previous Cargo	Ships/Ocean Barges <sup>b</sup>		Barges <sup>b</sup>	
		mg/L Transferred	lb/10 <sup>3</sup> gal Transferred	mg/L Transferred	lb/10 <sup>3</sup> gal Transferred
Uncleaned	Volatile <sup>c</sup>	315	2.6	465	3.9
Ballasted	Volatile	205	1.7	— <sup>d</sup>	— <sup>d</sup>
Cleaned	Volatile	180	1.5	ND	ND
Gas-freed	Volatile	85	0.7	ND	ND
Any condition	Nonvolatile	85	0.7	ND	ND
Gas-freed	Any cargo	ND	ND	245	2.0
Typical overall situation <sup>e</sup>	Any cargo	215	1.8	410	3.4

<sup>a</sup> References 2,9. Factors are for both VOC emissions (which excludes methane and ethane) and total organic emissions, because methane and ethane have been found to constitute a negligible weight fraction of the evaporative emissions from gasoline. ND = no data.

<sup>b</sup> Ocean barges (tank compartment depth about 12.2 m [40 ft]) exhibit emission levels similar to tank ships. Shallow draft barges (compartment depth 3.0 to 3.7 m [10 to 12 ft]) exhibit higher emission levels.

<sup>c</sup> Volatile cargoes are those with a true vapor pressure greater than 10 kilopascals (kPa) (1.5 psia).

<sup>d</sup> Barges are usually not ballasted.

<sup>e</sup> Based on observation that 41% of tested ship compartments were uncleaned, 11% ballasted, 24% cleaned, and 24% gas-freed. For barges, 76% were uncleaned.

In addition to Equation 1, which estimates emissions from the loading of petroleum liquids, Equation 2 has been developed specifically for estimating emissions from the loading of crude oil into ships and ocean barges:

$$C_L = C_A + C_G \quad (2)$$

where:

$C_L$  = total loading loss, lb/10<sup>3</sup> gal of crude oil loaded

$C_A$  = arrival emission factor, contributed by vapors in the empty tank compartment before loading, lb/10<sup>3</sup> gal loaded (see Note below)

$C_G$  = generated emission factor, contributed by evaporation during loading, lb/10<sup>3</sup> gal loaded

Note: Values of  $C_A$  for various cargo tank conditions are listed in Table 5.2-3.

5.2-3 (English Units). AVERAGE ARRIVAL EMISSION FACTORS,  $C_A$ , FOR CRUDE OIL LOADING EMISSION EQUATION<sup>a</sup>

Ship/Ocean Barge Tank Condition	Previous Cargo	Arrival Emission Factor, lb/10 <sup>3</sup> gal
Uncleaned	Volatile <sup>b</sup>	0.86
Ballasted	Volatile	0.46
Cleaned or gas-freed	Volatile	0.33
Any condition	Nonvolatile	0.33

<sup>a</sup> Arrival emission factors ( $C_A$ ) to be added to generated emission factors ( $C_G$ ) calculated in Equation 3 to produce total crude oil loading loss ( $C_T$ ). Factors are for total organic compounds; VOC emission factors average about 15% lower, because VOC does not include methane or ethane.

<sup>b</sup> Volatile cargoes are those with a true vapor pressure greater than 10 kPa (1.5 psia).

This equation was developed empirically from test measurements of several vessel compartments.<sup>8</sup> The quantity  $C_G$  can be calculated using Equation 3:

$$C_G = 1.84 (0.44 P - 0.42) \frac{MG}{T} \quad (3)$$

where:

P = true vapor pressure of loaded crude oil, psia

M = molecular weight of vapors, lb/lb-mole

G = vapor growth factor = 1.02 (dimensionless)

T = temperature of vapors, °R (°F + 460)

Emission factors derived from Equation 3 and Table 5.2-3 represent total organic compounds. Volatile organic compound (VOC) emission factors (which exclude methane and ethane because they are exempted from the regulatory definition of "VOC") for crude oil vapors have been found to range from approximately 55 to 100 weight percent of these total organic factors. When specific vapor composition information is not available, the VOC emission factor can be estimated by taking 85 percent of the total organic factor.<sup>3</sup>

#### 5.2.2.1.2 Ballasting Losses -

Ballasting operations are a major source of evaporative emissions associated with the unloading of petroleum liquids at marine terminals. It is common practice to load several cargo tank compartments with sea water after the cargo has been unloaded. This water, termed "ballast", improves the stability of the empty tanker during the subsequent voyage. Although ballasting practices vary, individual cargo tanks are ballasted typically about 80 percent, and the total vessel 15 to 40 percent, of capacity. Ballasting emissions occur as vapor-laden air in the "empty" cargo tank is displaced to the atmosphere by ballast water being pumped into the tank. Upon arrival at a loading port, the ballast water is pumped from the cargo tanks before the new cargo is loaded. The ballasting of cargo tanks reduces the quantity of vapors returning in the empty tank, thereby reducing the quantity of vapors emitted during subsequent tanker loading. Regulations administered by the U. S. Coast Guard require that, at marine terminals located in ozone nonattainment areas, large tankers with crude oil washing systems contain the organic vapors from ballasting.<sup>10</sup> This is accomplished principally by displacing the vapors during ballasting into a cargo tank being simultaneously unloaded. In other areas, marine vessels emit organic vapors directly to the atmosphere.

Equation 4 has been developed from test data to calculate the ballasting emissions from crude oil ships and ocean barges<sup>8</sup>:

$$L_B = 0.31 + 0.20 P + 0.01 PU_A \quad (4)$$

where:

- $L_B$  = ballasting emission factor, lb/10<sup>3</sup> gal of ballast water  
 $P$  = true vapor pressure of discharged crude oil, psia  
 $U_A$  = arrival cargo true ullage, before dockside discharge, measured from the deck, feet;  
 (the term "ullage" here refers to the distance between the cargo surface level and the deck level)

Table 5.2-4 lists average total organic emission factors for ballasting into uncleaned crude oil cargo compartments. The first category applies to "full" compartments wherein the crude oil true ullage just before cargo discharge is less than 1.5 meters (m) (5 ft). The second category applies to lightered, or short-loaded, compartments (part of cargo previously discharged, or original load a partial fill), with an arrival true ullage greater than 1.5 m (5 ft). It should be remembered that these tabulated emission factors are examples only, based on average conditions, to be used when crude oil vapor pressure is unknown. Equation 4 should be used when information about crude oil vapor pressure and cargo compartment condition is available. The following sample calculation illustrates the use of Equation 4.

5.2-4 (Metric And English Units). TOTAL ORGANIC EMISSION FACTORS FOR CRUDE OIL BALLASTING<sup>a</sup>

Compartment Condition Before Cargo Discharge	Average Emission Factors			
	By Category		Typical Overall <sup>b</sup>	
	mg/L Ballast Water	lb/10 <sup>3</sup> gal Ballast Water	mg/L Ballast Water	lb/10 <sup>3</sup> gal Ballast Water
Fully loaded <sup>c</sup>	111	0.9	129	1.1
Lightered or previously short loaded <sup>d</sup>	171	1.4 **		

<sup>a</sup> Assumes crude oil temperature of 16°C (60°F) and RVP of 34 kPa (5 psia). VOC emission factors average about 85% of these total organic factors, because VOCs do not include methane or ethane.

<sup>b</sup> Based on observation that 70% of tested compartments had been fully loaded before ballasting. May not represent average vessel practices.

<sup>c</sup> Assumed typical arrival ullage of 0.6 m (2 ft).

<sup>d</sup> Assumed typical arrival ullage of 6.1 m (20 ft).

#### Sample Calculation -

Ballasting emissions from a crude oil cargo ship would be calculated as follows, using Equation 4:

#### Design basis -

Vessel and cargo description: 80,000 dead-weight-ton tanker, crude oil capacity 500,000 barrels (bbl); 20 percent of the cargo capacity is filled with ballast water after cargo discharge. The crude oil has an RVP of 6 psia and is discharged at 75°F.

Compartment conditions: 70 percent of the ballast water is loaded into compartments that had been fully loaded to 2 ft ullage, and 30 percent is loaded into compartments that had been lightered to 15 ft ullage before arrival at dockside.

#### Ballasting emission equation -

$$L_B = 0.31 + 0.20 P + 0.01 P U_A$$

where:

P = true vapor pressure of crude oil  
= 4.6 psia

$U_A$  = true cargo ullage for the full compartments = 2 ft, and true cargo ullage for the lightered compartments = 15 ft

$$\begin{aligned} L_B &= 0.70 [0.31 + (0.20) (4.6) + (0.01) (4.6) (2)] \\ &\quad + 0.30 [0.31 + (0.20) (4.6) + (0.01) (4.6) (15)] \\ &= 1.5 \text{ lb}/10^3 \text{ gal} \end{aligned}$$

Total ballasting emissions are:

$$(1.5 \text{ lb}/10^3 \text{ gal}) (0.20) (500,000 \text{ bbl}) (42 \text{ gal/bbl}) = 6,300 \text{ lb}$$

Since VOC emissions average about 85 percent of these total organic emissions, emissions of VOCs are about:  $(0.85)(6,300 \text{ lb}) = 5,360 \text{ lb}$

#### 5.2.2.1.3 Transit Losses -

In addition to loading and ballasting losses, losses occur while the cargo is in transit. Transit losses are similar in many ways to breathing losses associated with petroleum storage (see Section 7.1, "Organic Liquid Storage Tanks"). Experimental tests on ships and barges<sup>4</sup> have indicated that transit losses can be calculated using Equation 5:

$$L_T = 0.1 \text{ PW} \quad (5)$$

where:

$L_T$  = transit loss from ships and barges, lb/week-10<sup>3</sup> gal transported  
 $P$  = true vapor pressure of the transported liquid, psia  
 $W$  = density of the condensed vapors, lb/gal

Emissions from gasoline truck cargo tanks during transit have been studied by a combination of theoretical and experimental techniques, and typical emission values are presented in Table 5.2-5.<sup>11-12</sup> Emissions depend on the extent of venting from the cargo tank during transit, which in turn depends on the vapor tightness of the tank, the pressure relief valve settings, the pressure in the tank at the start of the trip, the vapor pressure of the fuel being transported, and the degree of fuel vapor saturation of the space in the tank. The emissions are not directly proportional to the time spent in transit. If the vapor leakage rate of the tank increases, emissions increase up to a point, and then the rate changes as other determining factors take over. Truck tanks in dedicated vapor balance service usually contain saturated vapors, and this leads to lower emissions during transit because no additional fuel evaporates to raise the pressure in the tank to cause venting. Table 5.2-5 lists "typical" values for transit emissions and "extreme" values that could occur in the unlikely event that all determining factors combined to cause maximum emissions.

Table 5.2-5 (Metric And English Units). TOTAL UNCONTROLLED ORGANIC EMISSION FACTORS FOR PETROLEUM LIQUID RAIL TANK CARS AND TANK TRUCKS

Emission Source	Gasoline <sup>a</sup>	Crude Oil <sup>b</sup>	Jet Naphtha (JP-4)	Jet Kerosene	Distillate Oil No. 2	Residual Oil No. 6
Loading operations <sup>c</sup>						
Submerged loading - Dedicated normal service <sup>d</sup>						
mg/L transferred	590	240	180	1.9	1.7	0.01
lb/10 <sup>3</sup> gal transferred	5	2	1.5	0.016	0.014	0.0001
Submerged loading - Vapor balance service <sup>d</sup>						
mg/L transferred	980	400	300	— <sup>e</sup>	— <sup>e</sup>	— <sup>e</sup>
lb/10 <sup>3</sup> gal transferred	8	3	2.5	— <sup>e</sup>	— <sup>e</sup>	— <sup>e</sup>
Splash loading - Dedicated normal service						
mg/L transferred	1,430	580	430	5	4	0.03
lb/10 <sup>3</sup> gal transferred	12	5	4	0.04	0.03	0.0003
Splash loading - Vapor balance service						
mg/L transferred	980	400	300	— <sup>e</sup>	— <sup>e</sup>	— <sup>e</sup>
lb/10 <sup>3</sup> gal transferred	8	3	2.5	— <sup>e</sup>	— <sup>e</sup>	— <sup>e</sup>

Table 5.2-5 (cont.).

Emission Source	Gasoline <sup>a</sup>	Crude Oil <sup>b</sup>	Jet Naphtha (JP-4)	Jet Kerosene	Distillate Oil No. 2	Residual Oil No. 6
Transit losses						
Loaded with product						
mg/L transported						
Typical	0 - 1.0	ND	ND	ND	ND	ND
Extreme	0 - 9.0	ND	ND	ND	ND	ND
lb/10 <sup>3</sup> gal transported						
Typical	0 - 0.01	ND	ND	ND	ND	ND
Extreme	0 - 0.08	ND	ND	ND	ND	ND
Return with vapor						
mg/L transported						
Typical	0 - 13.0	ND	ND	ND	ND	ND
Extreme	0 - 44.0	ND	ND	ND	ND	ND
lb/10 <sup>3</sup> gal transported						
Typical	0 - 0.11	ND	ND	ND	ND	ND
Extreme	0 - 0.37	ND	ND	ND	ND	ND

<sup>a</sup> Reference 2. Gasoline factors represent emissions of VOC as well as total organics, because methane and ethane constitute a negligible weight fraction of the evaporative emissions from gasoline. VOC factors for crude oil can be assumed to be 15% lower than the total organic factors, to account for the methane and ethane content of crude oil evaporative emissions. All other products should be assumed to have VOC factors equal to total organics. The example gasoline has an RVP of 69 kPa (10 psia). ND = no data.

<sup>b</sup> The example crude oil has an RVP of 34 kPa (5 psia).

<sup>c</sup> Loading emission factors are calculated using Equation 1 for a dispensed product temperature of 16°C (60°F).

<sup>d</sup> Reference 2.

<sup>e</sup> Not normally used.

In the absence of specific inputs for Equations 1 through 5, the typical evaporative emission factors presented in Tables 5.2-5 and 5.2-6 should be used. It should be noted that, although the crude oil used to calculate the emission values presented in these tables has an RVP of 5, the RVP of crude oils can range from less than 1 up to 10. Similarly, the RVP of gasolines ranges from 7 to 13. In areas where loading and transportation sources are major factors affecting air quality, it is advisable to obtain the necessary parameters and to calculate emission estimates using Equations 1 through 5.

#### 5.2.2.2 Service Stations -

Another major source of evaporative emissions is the filling of underground gasoline storage tanks at service stations. Gasoline is usually delivered to service stations in 30,000-liter (8,000-gal) tank trucks or smaller account trucks. Emissions are generated when gasoline vapors in the underground storage tank are displaced to the atmosphere by the gasoline being loaded into the tank. As with other loading losses, the quantity of loss in service station tank filling depends on several variables, including the method and rate of filling, the tank configuration, and the gasoline temperature, vapor pressure and composition. An average emission rate for submerged filling is 880 mg/L (7.3 lb/1000 gal) of transferred gasoline, and the rate for splash filling is 1380 mg/L (11.5 lb/1000 gal) transferred gasoline (see Table 5.2-7).<sup>5</sup>

Table 5.2-6 (Metric And English Units). TOTAL ORGANIC EMISSION FACTORS  
FOR PETROLEUM MARINE VESSEL SOURCES<sup>a</sup>

Emission Source	Gasoline <sup>b</sup>	Crude Oil <sup>c</sup>	Jet Naphtha (JP-4)	Jet Kerosene	Distillate Oil No. 2	Residual Oil No. 6
Loading operations						
Ships/ocean barges						
mg/L transferred	— <sup>d</sup>	73	60	0.63	0.55	0.004
lb/10 <sup>3</sup> gal transferred	— <sup>d</sup>	0.61	0.50	0.005	0.005	0.00004
Barges						
mg/L transferred	— <sup>d</sup>	120	150	1.60	1.40	0.011
lb/10 <sup>3</sup> gal transferred	— <sup>d</sup>	1.0	1.2	0.013	0.012	0.00009
Tanker ballasting						
mg/L ballast water	100	— <sup>e</sup>	ND	ND	ND	ND
lb/10 <sup>3</sup> gal ballast water	0.8	— <sup>e</sup>	ND	ND	ND	ND
Transit						
mg/week-L transported	320	150	84	0.60	0.54	0.003
lb/week-10 <sup>3</sup> gal transported	2.7	1.3	0.7	0.005	0.005	0.00003

<sup>a</sup> Factors are for a dispensed product of 16°C (60°F). ND = no data.

<sup>b</sup> Factors represent VOC as well as total organic emissions, because methane and ethane constitute a negligible fraction of gasoline evaporative emissions. All products other than crude oil can be assumed to have VOC factors equal to total organic factors. The example gasoline has an RVP of 69 kPa (10 psia).

<sup>c</sup> VOC emission factors for a typical crude oil are 15% lower than the total organic factors shown, in order to account for methane and ethane. The example crude oil has an RVP of 34 kPa (5 psia).

<sup>d</sup> See Table 5.2-2 for these factors.

<sup>e</sup> See Table 5.2-4 for these factors.

Emissions from underground tank filling operations at service stations can be reduced by the use of a vapor balance system such as in Figure 5.2-5 (termed Stage I vapor control). The vapor balance system employs a hose that returns gasoline vapors displaced from the underground tank to the tank truck cargo compartments being emptied. The control efficiency of the balance system ranges from 93 to 100 percent. Organic emissions from underground tank filling operations at a service station employing a vapor balance system and submerged filling are not expected to exceed 40 mg/L (0.3 lb/1000 gal) of transferred gasoline.

Table 5.2-7 (Metric And English Units). EVAPORATIVE EMISSIONS FROM GASOLINE SERVICE STATION OPERATIONS<sup>a</sup>

Emission Source	Emission Rate	
	mg/L Throughput	lb/10 <sup>3</sup> gal Throughput
Filling underground tank (Stage I)		
Submerged filling	880	7.3
Splash filling	1,380	11.5
Balanced submerged filling	40	0.3
Underground tank breathing and emptying <sup>b</sup>	120	1.0
Vehicle refueling operations (Stage II)		
Displacement losses (uncontrolled) <sup>c</sup>	1,320	11.0
Displacement losses (controlled)	132	1.1
Spillage	80	0.7

<sup>a</sup> Factors are for VOC as well as total organic emissions, because of the methane and ethane content of gasoline evaporative emissions is negligible.

<sup>b</sup> Includes any vapor loss between underground tank and gas pump.

<sup>c</sup> Based on Equation 6, using average conditions.

A second source of vapor emissions from service stations is underground tank breathing. Breathing losses occur daily and are attributable to gasoline evaporation and barometric pressure changes. The frequency with which gasoline is withdrawn from the tank, allowing fresh air to enter to enhance evaporation, also has a major effect on the quantity of these emissions. An average breathing emission rate is 120 mg/L (1.0 lb/1000 gal) of throughput.

#### 5.2.2.3 Motor Vehicle Refueling -

Service station vehicle refueling activity also produces evaporative emissions. Vehicle refueling emissions come from vapors displaced from the automobile tank by dispensed gasoline and from spillage. The quantity of displaced vapors depends on gasoline temperature, auto tank temperature, gasoline RVP, and dispensing rate. Equation 6 can be used to estimate uncontrolled displacement losses from vehicle refueling for a particular set of conditions.<sup>14</sup>

$$E_R = 264.2 [(-5.909) - 0.0949 (\Delta T) + 0.0884 (T_D) + 0.485 (RVP)] \quad (6)$$

where:

$E_R$  = refueling emissions, mg/L

$\Delta T$  = difference between temperature of fuel in vehicle tank and temperature of dispensed fuel, °F

$T_D$  = temperature of dispensed fuel, °F

RVP = Reid vapor pressure, psia

Note that this equation and the spillage loss factor are incorporated into the *MOBILE* model. The *MOBILE* model allows for disabling of this calculation if it is desired to include these emissions in the stationary area source portion of an inventory rather than in the mobile source portion. It is estimated that the uncontrolled emissions from vapors displaced during vehicle refueling average 1320 mg/L (11.0 lb/1000 gal) of dispensed gasoline.<sup>5,13</sup>

Spillage loss is made up of contributions from prefill and postfill nozzle drip and from spit-back and

overflow from the vehicles's fuel tank filler pipe during filling. The amount of spillage loss can depend on several variables, including service station business characteristics, tank configuration, and operator techniques. An average spillage loss is 80 mg/L (0.7 lb/1000 gal) of dispensed gasoline.<sup>5,13</sup>

Control methods for vehicle refueling emissions are based on conveying the vapors displaced from the vehicle fuel tank to the underground storage tank vapor space through the use of a special hose and nozzle, as depicted in Figure 5.2-7 (termed Stage II vapor control). In "balance" vapor control systems, the vapors are conveyed by natural pressure differentials established during refueling. In "vacuum assist" systems, the conveyance of vapors from the auto fuel tank to the underground storage tank is assisted by a vacuum pump. Tests on a few systems have indicated overall systems control efficiencies in the range of 88 to 92 percent.<sup>5,13</sup> When inventorying these emissions as an area source, rule penetration and rule effectiveness should also be taken into account. *Procedures For Emission Inventory Preparation, Volume IV: Mobile Sources*, EPA-450/4-81-026d, provides more detail on this.

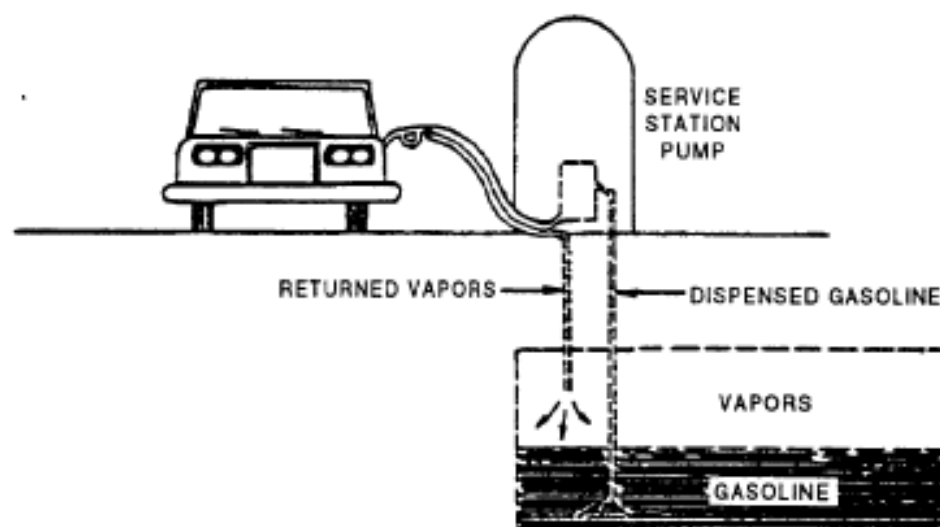


Figure 5.2-7. Automobile refueling vapor recovery system.

#### References For Section 5.2

1. C. E. Burklin and R. L. Honercamp, *Revision Of Evaporative Hydrocarbon Emission Factors*, EPA-450/3-76-039, U. S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC, August 1976.
2. G. A. LaFlam, et al., *Revision Of Tank Truck Loading Hydrocarbon Emission Factors*, Pacific Environmental Services, Inc., Durham, NC, May 1982.
3. G. A. LaFlam, *Revision Of Marine Vessel Evaporative Emission Factors*, Pacific Environmental Services, Inc., Durham, NC, November 1984.
4. *Evaporation Loss From Tank Cars, Tank Trucks And Marine Vessels*, Bulletin No. 2514, American Petroleum Institute, Washington, DC, 1959.
5. C. E. Burklin, et al., *A Study Of Vapor Control Methods For Gasoline Marketing Operations*, EPA-450/3-75-046A and -046B, U. S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC, May 1975.
6. *Bulk Gasoline Terminals - Background Information For Proposed Standards*, EPA-450/3-80-038a, U. S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC, December 1980.

- 
7. *Gasoline Distribution Industry (Stage I) - Background Information for Promulgated Standards*, EPA-453/R-94-002b, U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC, 1995.
  8. *Atmospheric Hydrocarbon Emissions From Marine Vessel Transfer Operations*, Publication 2514A, American Petroleum Institute, Washington, DC, 1981.
  9. C. E. Burklin, *et al.*, *Background Information On Hydrocarbon Emissions From Marine Terminal Operations*, EPA-450/3-76-038a and -038b, U. S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC, November 1976.
  10. *Rules For The Protection Of The Marine Environment Relating To Tank Vessels Carrying Oil In Bulk*, 45 FR 43705, June 30, 1980.
  11. R. A. Nichols, *Analytical Calculation Of Fuel Transit Breathing Loss*, Chevron USA, Inc., San Francisco, CA, March 21, 1977.
  12. R. A. Nichols, *Tank Truck Leakage Measurements*, Chevron USA, Inc., San Francisco, CA, June 7, 1977.
  13. *Investigation Of Passenger Car Refueling Losses: Final Report, 2nd Year Program*, APTD-1453, U. S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC, September 1972.
  14. *Refueling Emissions From Uncontrolled Vehicles*, EPA-AA-SDSB-85-6, U. S. Environmental Protection Agency, Ann Arbor, MI, June 1985.

## Anexo 4

### Capítulo 9 Sección 13.1 Fish Processing.- AP-42, Compilation of Air Pollutant Emission Factors.- U.S. Environmental Protection Agency

#### 9.13.1 Fish Processing

##### 9.13.1.1 General

Fish canning and byproduct manufacturing are conducted in 136 plants in 12 states. The majority of these plants are in Washington, Alaska, Maine, Louisiana, and California. Some processing occurs in Delaware, Florida, Illinois, Maryland, New York, and Virginia. The industry experienced an 18 percent increase in the quantity of fish processed in 1990, and additional increases were expected in 1992 as well. Exports of canned fish and fish meal also are increasing because of diminishing supply in other countries.

##### 9.13.1.2 Process Description

Fish processing includes both the canning of fish for human consumption and the production of fish byproducts such as meal and oil. Either a precooking method or a raw pack method can be used in canning. In the precooking method, the raw fish are cleaned and cooked before the canning step. In the raw pack method, the raw fish are cleaned and placed in cans before cooking. The precooking method is used typically for larger fish such as tuna, while the raw pack method is used for smaller fish such as sardines.

The byproduct manufacture segment of the fish industry uses canning or filleting wastes and fish that are not suitable for human consumption to produce fish meal and fish oil.

##### Canning -

The precooking method of canning (Figure 9.13.1-1) begins with thawing the fish, if necessary. The fish are eviscerated and washed, then cooked. Cooking is accomplished using steam, oil, hot air, or smoke for 1.5 to 10 hours, depending on fish size. Precooking removes the fish oils and coagulates the protein in the fish to loosen the meat. The fish are then cooled, which may take several hours. Refrigeration may be used to reduce the cooling time. After cooling, the head, fins, bones, and undesirable meat are removed, and the remainder is cut or chopped to be put in cans. Oil, brine, and/or water are added to the cans, which are sealed and pressure cooked before shipment.

The raw pack method of canning (Figure 9.13.1-2) also begins with thawing and weighing the fish. They are then washed and possibly brined, or "nobbled", which is removing the heads, viscera, and tails. The fish are placed in cans and then cooked, drained, and dried. After drying, liquid, which may be oil, brine, water, sauce, or other liquids, is added to the cans. Finally, the cans are sealed, washed, and sterilized with steam or hot water.

##### Byproduct Manufacture -

The only process used in the U. S. to extract oil from the fish is the wet steam process. Fish byproduct manufacturing (Figure 9.13.1-3) begins with cooking the fish at 100°C (lower for some species) in a continuous cooker. This process coagulates the protein and ruptures the cell walls to release the water and oil. The mixture may be strained with an auger in a perforated casing before pressing with a screw press. As the fish are moved along the screw press, the pressure is increased and the volume is decreased. The liquid from the mixture, known as pressing liquor, is squeezed out through a perforated casing.

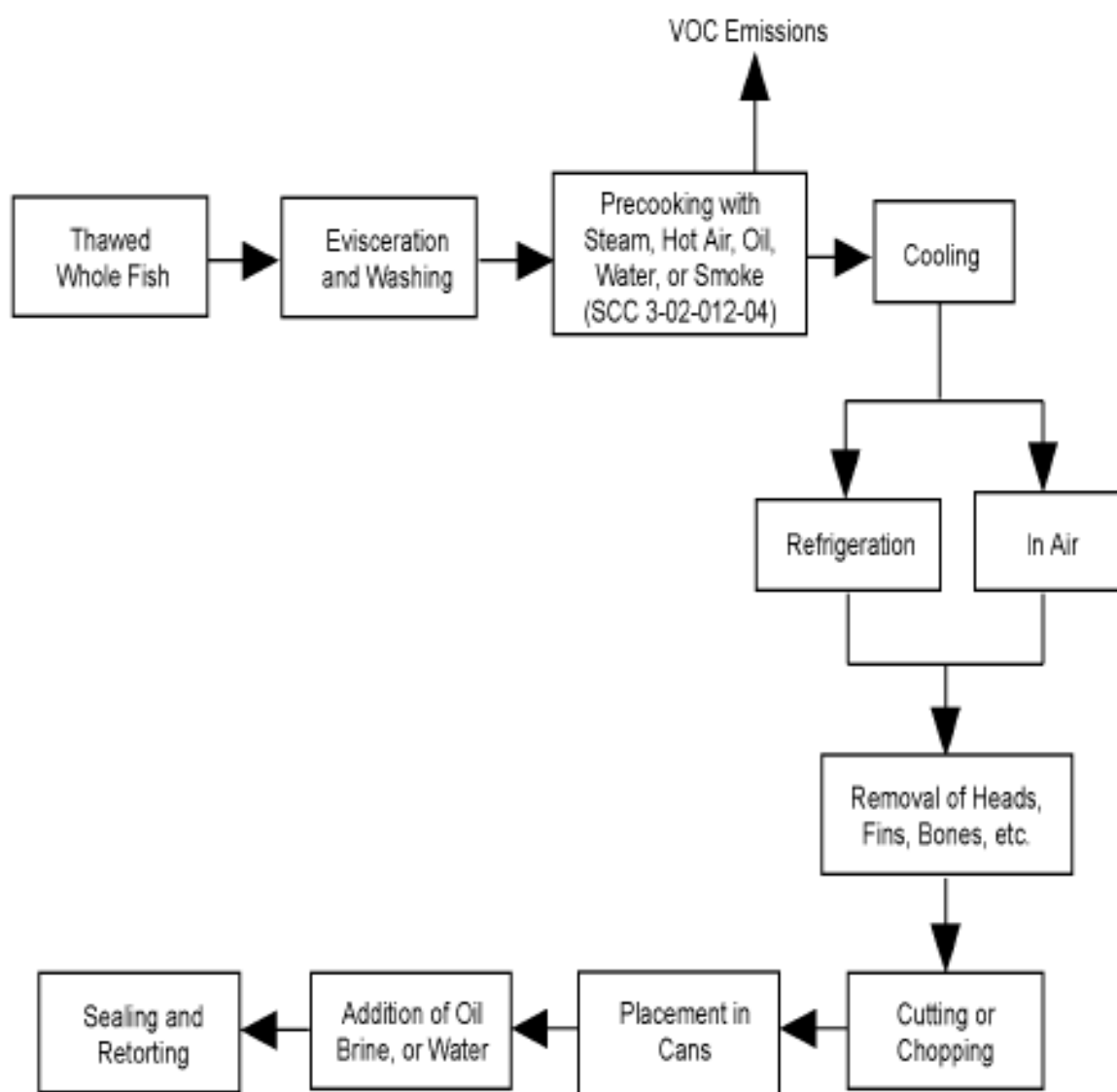


Figure 9.13.1-1. Flow diagram of precooking method.  
(Source Classification Codes in parentheses.)

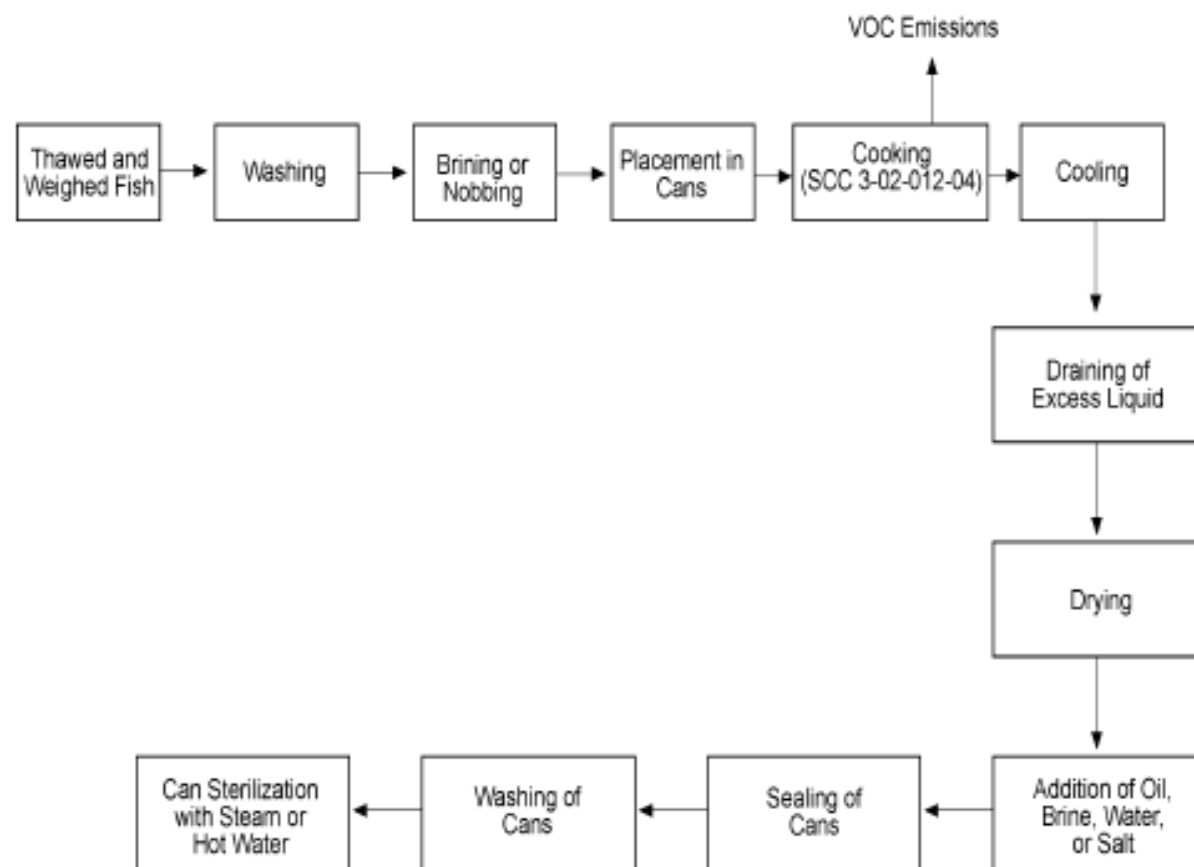
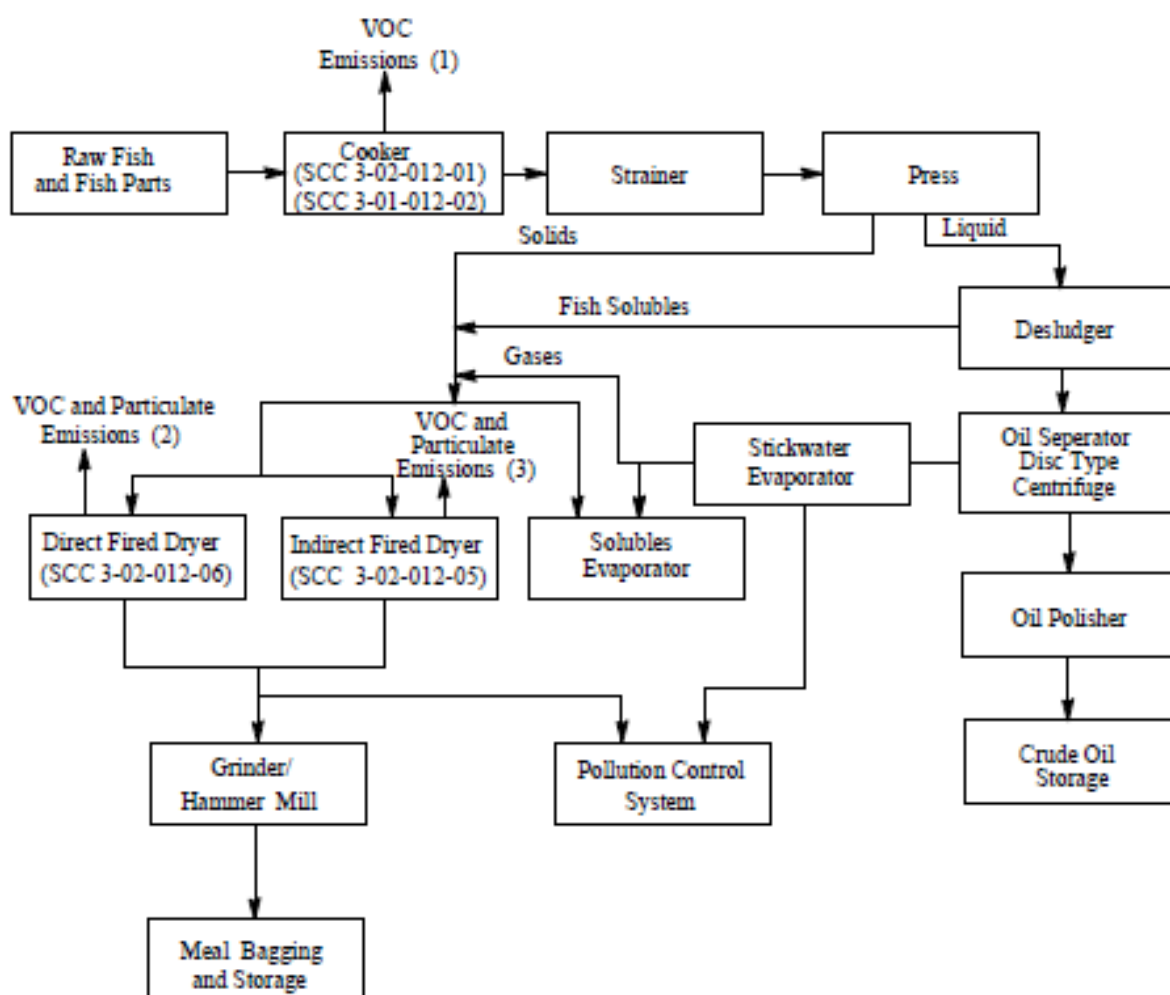


Figure 9.13.1-2. Flow diagram of raw packing method.  
(Source Classification Codes in parentheses.)



- (1) VOC emissions consist of  $H_2S$  and  $(CH_3)_3N$ , but no particulates.
- (2) Large odor source, as well as smoke.
- (3) Slightly less odor than direct fired dryers, and no smoke.

Figure 9.13.1-3. Flow diagram of fish meal and crude fish oil processing.  
(Source Classification Codes in parentheses.)

The pressing liquor, which consists of water, oil, and some solids, is transported to a centrifuge or desludger where the solids are removed. These solids are later returned to the press cake in the drying step. The oil and water are separated using a disc-type centrifuge in the oil separator. The oil is "polished" by using hot water washes and centrifugation and is then sent to an oil-refining operation. The water removed from the oil (stickwater) goes to an evaporator to concentrate the solids.

The press cake, stickwater, and solids are mixed and sent to either a direct-fired or an indirect-fired dryer (steam tube dryer). A direct-fired dryer consists of a slowly rotating cylinder through which air, heated to about 600°C by an open flame, passes through the meal to evaporate the liquid. An indirect-fired dryer consists of a fixed cylinder with rotating scrapers that heat the meal with steam or hot fluids flowing through discs, tubes, coils, or the dryer casing itself. Air also passes through this apparatus, but it is not heated and flows in the opposite direction to the meal to entrain the evaporated water. Indirect-fired dryers require twice as much time to dry the meal as direct-fired dryers.

The dried meal is cooled, ground to a size that passes through a U. S. No. 7 standard screen, and transferred by pneumatic conveyor to storage. The ground meal is stored in bulk or in paper, burlap, or woven plastic bags. This meal is used in animal and pet feed because of its high protein content.

The "polished oil" is further purified by a process called "hardening" (Figure 9.13.1-4). First, the polished oil is refined by mixing the oil with an alkaline solution in a large stirred vat. The alkaline solution reacts with the free fatty acids in the oil to form insoluble soaps. The mixture is allowed to settle overnight, and the cleared oil is extracted off the top. The oil is then washed with hot water to remove any remaining soaps.

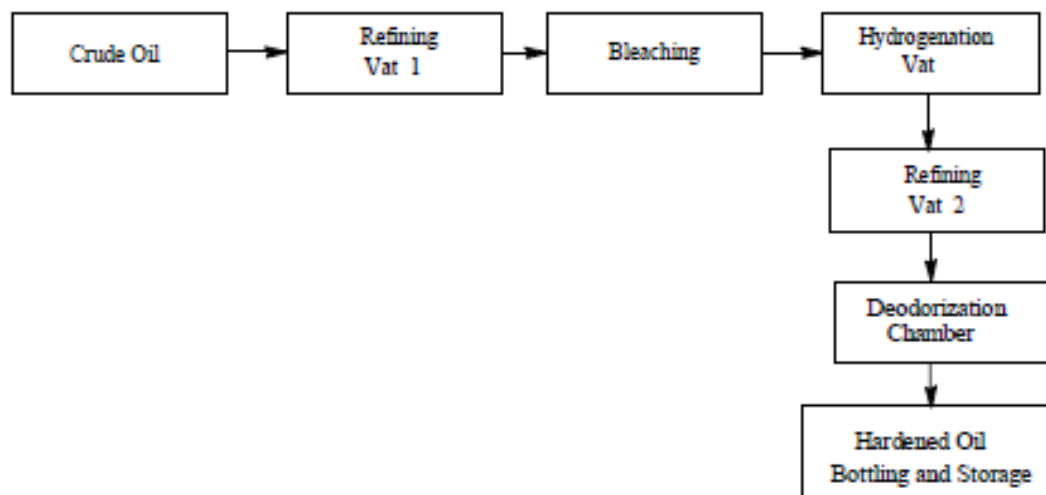


Figure 9.13.1-4. Oil hardening process.

Bleaching occurs in the next step by mixing the oil with natural clays to remove oil pigments and colored matter. This process proceeds at temperatures between 80 and 116°C, in either a batch or continuous mode. After bleaching, hydrogenation of the unsaturated fatty acid chains is the next step. A nickel catalyst, at a concentration of 0.05 to 0.1 percent by weight, is added to a vat of oil, the

mixture is heated and stirred, and hydrogen is injected into the mixture to react with the unsaturated fatty acid chains. After the hydrogenation is completed, the oil is cooled and filtered to remove the nickel.

The hydrogenated oil is refined again before the deodorization step, which removes odor and flavor-producing chemicals. Deodorization occurs in a vacuum chamber where dry, oxygen-free steam is bubbled through the oil to remove the undesirable chemicals. Volatilization of the undesirable chemicals occurs at temperatures between 170 to 230°C. The oil is then cooled to about 38°C before exposure to air to prevent formation of undesirable chemicals.

#### 9.13.1.2 Emissions And Controls

Although smoke and particulate may be a problem, odors are the most objectionable emissions from fish processing plants. The fish byproducts segment results in more of these odorous contaminants than canning, because the fish are often in a further state of decomposition, which usually results in greater concentrations of odors.

The largest odor source in the fish byproducts segment is the fish meal driers. Usually, direct-fired driers emit more odors than steam-tube driers. Direct-fired driers also emit smoke and particulate.

Odorous gases from reduction cookers consist primarily of hydrogen sulfide ( $H_2S$ ) and trimethylamine  $[(CH_3)_3N]$  but are emitted from this stage in appreciably smaller volumes than from fish meal driers. There are virtually no particulate emissions from reduction cookers.

Some odors are produced by the canning processes. Generally, the precooked method emits fewer odorous gases than the raw pack method. In the precooked process, the odorous exhaust gases are trapped in the cookers, whereas in the raw pack process, the steam and odorous gases typically are vented directly to the atmosphere.

Fish cannery and fish byproduct processing odors can be controlled with afterburners, chlorinator-scrubbers, or condensers. Afterburners are most effective, providing virtually 100 percent odor control, but they are costly from a fuel-use standpoint. Chlorinator scrubbers have been found to be 95 to 99 percent effective in controlling odors from cookers and driers. Condensers are the least effective control device.

Particulate emissions from the fish meal process are usually limited to the dryers, primarily the direct-fired dryers, and to the grinding and conveying of the dried fish meal. Because there is a relatively small quantity of fines in the ground fish meal, particulate emissions from the grinding, pneumatic conveyors and bagging operations are expected to be very low. Generally, cyclones have been found to be an effective means to collect particulate from the dryers, grinders and conveyors, and from the bagging of the ground fish meal.

Emission factors for fish processing are presented in Table 9.13.1-1. Factors are expressed in units of kilograms per megagram (kg/Mg) and pounds per ton (lb/ton).

Table 9.13.1-1 (Metric And English Units). UNCONTROLLED EMISSION FACTORS  
FOR FISH CANNING AND BYPRODUCT MANUFACTURE<sup>a</sup>

EMISSION FACTOR RATING: C

Process	Particulate		Trimethylamine [(CH <sub>3</sub> ) <sub>3</sub> N]		Hydrogen Sulfide (H <sub>2</sub> S)	
	kg/Mg	lb/ton	kg/Mg	lb/ton	kg/Mg	lb/ton
Cookers, canning (SCC 3-02-012-04)	Neg	Neg	— <sup>c</sup>	— <sup>c</sup>	— <sup>c</sup>	— <sup>c</sup>
Cookers, scrap						
Fresh fish (SCC 3-02-012-01)	Neg	Neg	0.15 <sup>c</sup>	0.3 <sup>c</sup>	0.005 <sup>c</sup>	0.01 <sup>c</sup>
Stale fish (SCC 3-02-012-02)	Neg	Neg	1.75 <sup>c</sup>	3.5 <sup>c</sup>	0.10 <sup>c</sup>	0.2 <sup>c</sup>
Steam tube dryer (SCC 3-02-012-05)	2.5	5	— <sup>b</sup>	— <sup>b</sup>	— <sup>b</sup>	— <sup>b</sup>
Direct-fired dryer (SCC 3-02-012-06)	4	8	— <sup>b</sup>	— <sup>b</sup>	— <sup>b</sup>	— <sup>b</sup>

<sup>a</sup> Reference 1. Factors are in terms of raw fish processed. SCC = Source Classification Code.

Neg = negligible.

<sup>b</sup> Emissions suspected, but data are not available for quantification.

<sup>c</sup> Reference 2.

#### References For Section 9.13.1

1. W. H. Prokop, "Fish Processing", *Air Pollution Engineering Manual*, Van Nostrand Reinhold, New York, 1992.
2. W. Summer, *Methods Of Air Deodorization*, Elsevier Publishing, New York City, 1963.
3. M. T. Gillies, *Seafood Processing*, Noyes Data Corporation, Park Ridge, NJ, 1971.
4. F. W. Wheaton and T. B. Lawson, *Processing Aquatic Food Products*, John Wiley and Sons, New York, 1985.
5. M. Windsor and S. Barlow, *Introduction To Fishery Byproducts*, Fishing News Books, Ltd., Surrey, England, 1981.
6. D. Warne, *Manual On Fish Canning*, Food And Agricultural Organization Of The United Nations, Rome, Italy, 1988.

## Anexo 5

### Especificaciones Técnicas del Petróleo Industrial N° 6

<

### **Páginas de Internet recomendadas**

Con la finalidad de reforzar lo aquí planteado se recomiendan las siguientes páginas:

#### **Gases ideales**

<http://quimica.laguia2000.com/general/ley-general-de-los-gases-ideales>

#### **Factores de emisión**

<http://www.epa.gov/ttnchie1/ap42/>

### **Monitoreo Continuo y Balance de materiales**

Acuerdo por el que se establece la metodología para la medición directa de emisiones de bióxido de carbono se puede consultar en:

[http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle\\_popup.php?codigo=5407678](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5407678)

### **Bibliografía**

Instituto Nacional de Ecología, Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes, Propuesta Ejecutiva, México, 1997.

Instituto Nacional de Ecología, SEMARNAP, EPA, Programa de Inventarios de Emisiones para México, Manuales y Reportes, Versión electrónica, México, 1995.

Ministerio del Ambiente, Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes RETC Perú, Lima, 2014.

Ministerio del Ambiente, Christopher Ynocente, Presentación "Cálculo de Emisiones para el Registro RETC", Lima, 2016, disponible en <http://retc.minam.gob.pe/documentos/metodologias-estimacion-calculo-emisiones-contaminantes-retc-presentacion>

SEMARNAT, Informe Final del Proyecto "Desarrollo del Listado de Sustancias Sujetas a Reporte de Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC-Año 2004)", México, 2007.

SEMARNAT, Instituto Nacional de Ecología, Western Governors' Association, Guía de Elaboración y Usos de Inventarios de Emisiones, México, 2005.

UNITAR, Orientación para empresas sobre la estimación y presentación de datos del RETC, 1998.