

SISTEMA DE INVENTARIO DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS

**Barnetche Marcelo, Bustos Maria Lorena, Delarada Julio, Ibanez Oscar, Miranda Alejandro,
Molina Pedro, Shae Nelson, Tkaczek Daniel, Villa Horacio
PETROBRAS ENERGÍA S.A.**

ABSTRACT

Se presenta un sistema de gestión de las emisiones atmosféricas en yacimientos de petróleo y gas. En Petrobras, mediante este Sistema denominado SIGEA, se contabilizan las emisiones gaseosas en los distintos procesos de producción, elaboración, transporte y comercialización de combustibles, permitiendo así, evaluar sistemáticamente el desempeño ambiental de sus actividades con relación a las emisiones atmosféricas.

Si bien este proyecto abarcó todas las Unidades de Negocios en Argentina, Brasil y el resto de los países donde la Compañía opera, en el presente trabajo se detalla la implementación del SIGEA en el ámbito de la Exploración y Producción de hidrocarburos desarrollada en Argentina.

La implementación comenzó a en el mes de Julio de 2003, con la participación del personal de operaciones con el objeto de garantizar la calidad de los datos de origen que alimentan el sistema. Para el mismo propósito se han aprovechado otras bases de datos de alta confiabilidad como recurso de información básica.

Las emisiones contabilizadas en este inventario son las de gases de efecto invernadero tales como Dióxido de Carbono (CO_2), Metano (CH_4) y Óxido Nitroso (N_2O), calculándose el Dióxido de Carbono Equivalente (CO_2 eq) como unidad de medida de la totalidad de los gases de efecto invernadero y contaminantes regulados como Material Particulado (MP), Dióxido de Azufre (SO_2), Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Monóxido de Carbono (CO) e Hidrocarburos no Metano (HCNM),

La identificación de las fuentes de emisiones se realizó siguiendo la clasificación de fuentes utilizada por el American Petroleum Institute (API).

Las emisiones atmosféricas se cuantificaron aplicando dos métodos principales de calculo: mediciones de consumo de combustible y balance de masas y por la aplicación de factores de emisión basados en protocolos internacionales del API, OGP, EPA, etc.

La consolidación del inventario 2003/2004 permitió obtener resultados globales de la incidencia de CO_2 equivalente en cada unidad de negocios.

Actualmente se están analizando técnica, económica y ambientalmente los datos obtenidos para avanzar sobre la optimización de la eficiencia energética y la reducción de las emisiones atmosféricas de gases de efecto invernadero.

INTRODUCCIÓN

Un inventario de emisiones es un listado actualizado y amplio de las emisiones de contaminantes atmosféricos, por fuente, de un área geográfica específica durante un intervalo de tiempo determinado (Handbook for Criteria Pollutant Inventory Development, EPA, 1999).

Es una herramienta básica para poder determinar las fuentes de los contaminantes en la atmósfera, establecer las tendencias de las emisiones atmosféricas y proveer información detallada que permiten fijar objetivos prácticos de reducción.

Petrobras Energía, inició en julio del 2003 un Proyecto de Sistema de Inventario de Emisiones que tiene por objetivo principal el desarrollo de una herramienta de gestión aplicada a las emisiones atmosféricas que permita:

- Definir las principales fuentes de emisiones atmosféricas.
- Ofrecer un panorama de las tendencias en el tiempo.
- Evaluar sistemáticamente el desempeño ambiental de Petrobras Energía S.A. con relación a sus emisiones atmosféricas.
- Evaluar planes de manejo de Calidad de Aire, técnicas disponibles para la reducción de emisiones y aumento de eficiencia.
- Implementar un sistema confiable y auditable.

Las emisiones contabilizadas en este inventario fueron las de gases de efecto invernadero y contaminantes regulados, teniendo en cuenta que ambos desempeñan un papel en el calentamiento global del planeta y la salud pública.

Los gases de efecto invernadero considerados fueron (mencionados en orden alfabético):

Dióxido de Carbono (CO₂)

Metano (CH₄)

Óxido Nitroso (N₂O)

La posible contribución de estos gases al calentamiento del planeta depende de su potencial de calentamiento global: una medida relativa del efecto de calentamiento que un gas de invernadero puede tener cuando se encuentra presente en la atmósfera (Canada's Greenhouse Gas Inventory, Environmental Canada, 1999). En el presente trabajo se calcula el potencial de calentamiento global a través del Dióxido de Carbono Equivalente (CO₂ eq) ya que es en relación con este que se mide el potencial de los restantes gases de efecto invernadero.

Muchos contaminantes atmosféricos también desempeñan un papel indirecto en el calentamiento global, ya que pueden reaccionar con otras sustancias químicas para formar gases de efecto invernadero o alterar los tiempos de permanencia de los gases de efecto invernadero en la atmósfera.

Los contaminantes atmosféricos incluidos en el inventario fueron:

Hidrocarburos Totales (HCT)

Hidrocarburos no Metano (HCNM)

Material Particulado (MP)

Dióxido de Azufre (SO₂)

Monóxido de Carbono (CO)

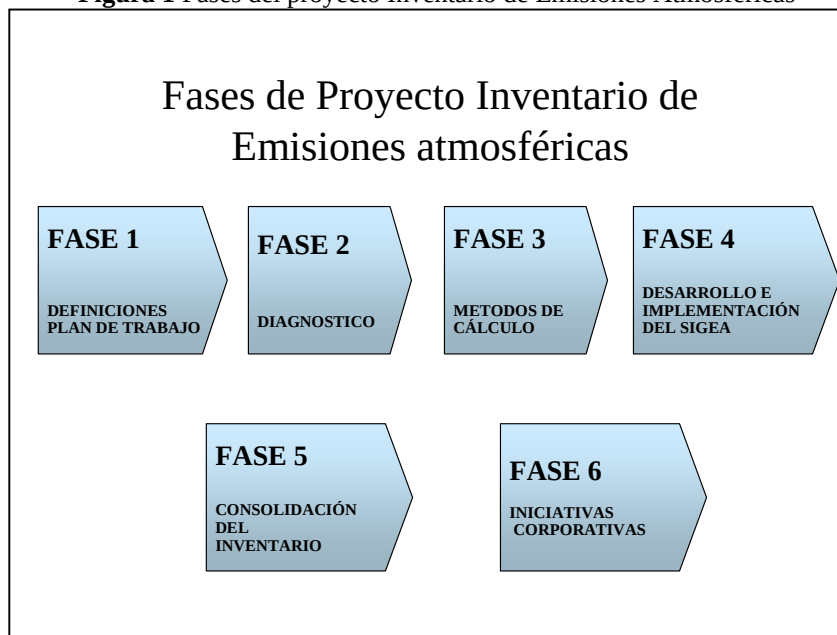
Óxidos de Nitrógeno (NO_x)

DESARROLLO

Con el objeto de implementar un sistema de inventario de emisiones atmosféricas, en el año 2003, Petrobras contrató a la consultora ERM (Environmental Resources Management) para desarrollar este proyecto. A partir del mes de Junio del mismo año se comenzó a trabajar en conjunto sobre la base de un plan de acción.

El proyecto completo consta de 10 fases, de las cuales desarrollaremos en el presente solo 6 de ellas las cuales se describen a continuación:

Figura 1 Fases del proyecto Inventario de Emisiones Atmosféricas



Fase 1: Definiciones y plan de trabajo

Inicialmente se conformaron grupos de trabajo integrados por personal de CSMS (Calidad, Seguridad, Medio Ambiente y Salud Ocupacional), personal de operaciones (básicamente de los sectores Producción, Plantas y Mantenimiento), en cada uno de los activos de Petrobras Energía S.A. y con la asignación del personal afectado realizada por la Gerencia de cada activo.

La participación del personal operativo en cada sitio tuvo la importancia del hecho que el sistema estuviera gestionado por los responsables de las principales actividades en las que se generan las emisiones atmosféricas, con el objetivo fundamental de obtener la mejor calidad de datos disponibles para las posteriores rutinas de cálculo.

Por su parte ERM conformó un equipo de consultores que participaron en forma itinerante con la mayoría de los sitios durante las distintas etapas.

Durante esta etapa se definió el alcance e implementación de las fases establecidas en el plan de trabajo.

Los puntos destacables en esta primera etapa fueron:

- Reunión inicial (kick-off meeting) con la participación del personal involucrado de todos los sitios.
- Presentación por parte de cada uno de los activos, de los reportes de emisiones atmosféricas que hasta ese momento se venían realizando cada tres meses. Discusión sobre la metodología en uso versus la propuesta por la consultora para el proyecto.
- Presentación del Plan de Acción por parte de la consultora.

Fase 2: Diagnóstico

En los distintos sitios, personal de operaciones a través de varias reuniones de discusión técnica determinó las fuentes generadoras de emisiones atmosféricas, en cada una de las actividades de las

distintas etapas del proceso de extracción de hidrocarburo. Se identificaron los procesos involucrados, las instalaciones asociadas y la caracterización de combustibles y productos utilizados. Para ello se analizó para cada sitio la siguiente información:

- Descripción de procesos, diagramas de flujo, producción y capacidades.
- Inventario de fuentes de emisión en cada caso.
- Listado de contenedores con datos constructivos.
- Listado de combustibles utilizados en el proceso, transporte y en emergencias.
- Detalle de todos los sistemas de tratamiento de efluentes.
- Descripción de tareas no rutinarias en las que se generan emisiones.
- Datos históricos de consumos de combustibles de todo tipo.
- Caracterización de productos y subproductos.
- Movimiento anual de productos en las distintas instalaciones.
- Listado de las instalaciones con sus componentes principales y accesorios.
- Detalle histórico de incidentes.
- Otros.

Algunos sitios tomados como pilotos fueron visitados en esta instancia por la consultora, las experiencias desarrolladas en estos pilotos fueron luego compartidas con el resto de los sitios.

Las fuentes de emisión fueron inventariadas de acuerdo a la clasificación propuesta por el API (American Petroleum Institute), en la Tabla 1 se muestran las fuentes identificadas en el inventario:

Tabla 1 Inventario de Fuentes de Emisión

Categoría	Proceso/ Equipamiento	Caracterización
Fuentes de Combustión Fijas	Generadores de Vapor (caderas)	Combustibles utilizados: gas natural, fuel oil, crudo
	Turbinas a gas	Turbo-generadores, turbo compresores
	Motores de combustión interna	Motobombas y motocompresores de consumo de diesel y de gas
	Hornos	Combustibles utilizados: gas natural
	Antorcha (flare)	Venteos operativos y emergencias.
	Tratadores	Tratadores de petróleo a gas natural
Fuentes Puntuales de Proceso	Venteos de proceso	Gas venteado
Fuentes Puntuales Otros venteos	Proceso de Deshidratación a glicol	Venteo atmosférico o alineado a la antorcha
	Pozos de exploración	Pérdidas en la cabeza del pozo con válvulas abiertas
	Tratamiento de gas	Remoción de H ₂ S a través de MEA/DEA
	Ventoeo de tanques	Tanque de techos fijos y techos fluctuosos

Categoría	Proceso/ Equipamiento	Caracterización
Fuentes no puntuales Fuentes Fugitivas	Fuentes fugitivas: Válvulas, bombas, sellos de compresores, flanges, bridas y drenajes	Compresores de gas
	Efluentes cabeza de pozos	Piezas de escape
Otras Fuentes no puntuales	Otras: Separadores agua/petróleo y otras superficies libres.	Estación de Tratamiento, separador agua/petróleo y otras superficies libres.
Actividades No Rutinarias de Mantenimiento / Modificaciones	Emergencias y paradas	Despresurización de válvulas, separadores, intercambiadores, bombas y gases de compresores, purga de pozos y oleoductos, limpieza de tanques, lanzamiento de pig. Alivio de presión de válvulas de seguridad, parada de emergencia.

Como ejemplo de lo realizado en esta etapa se presenta lo relevado para una batería colectora de cualquier yacimiento (Tabla 2). Estos datos posteriormente fueron incorporados al sistema informático desarrollado.

Tabla 2 Relevamiento de las emisiones en una Batería

Yacimiento	Actividad	Instalación	Emisión
Yacimiento 1	Batería	Tanques	Venteo TK 1
			Venteo TK 2
			Venteo TK 3
		Calentador	Gases combustión Cal 1
			Gases combustión Cal 2
		General	Emisiones fugitivas instalación de gas
			Emisiones fugitivas instalación de crudo
		Limpieza de tanques	venteo
		Pigging	Venteo por pigging

Durante esta Fase, también se identificaron las fuentes potenciales de datos. Aquellos necesarios para el cálculo de emisiones se pueden caracterizar en dos grupos, por un lado los datos de características constructivas de instalaciones, y por otro todo lo relativo a los procesos y a los productos utilizados.

Cabe señalar que gran parte de la información que se necesita para el SIGEA es utilizada para otros reportes de producción.

Las tablas 3 y 4 muestran las clasificaciones de datos mencionadas.

Tabla 3 Clasificación de Datos según fuentes de Emisión

Fuentes de datos	Sub Clases	Descripción
Instalaciones		Características Constructivas y de funcionamiento de equipos e instalaciones.

Procesos	Determinados por cálculos	Obtenidos a partir de balance de masas o de cálculos más simples como valores promedios.
	Determinados por instrumental	Obtenidos a partir de distintas mediciones operativas.
	Otras Fuentes de Datos	Dentro de este agrupamiento incluimos a aquellos datos que provienen de combinaciones de las anteriores, como así también de bases de datos oficiales como Capítulo IV, Informe Mensual de Producción, TOW, etc.

Mayoritariamente, los datos de cantidad de combustible utilizado, se basan en la determinación por consumo específico y cantidad de horas de servicio del equipamiento analizado. Sin embargo, en algunos casos se obtuvieron datos globales de consumo de combustible, por área de proceso, debido a la existencia de elementos de medición para el registro de información en estos puntos. En estos casos no se desagregó el consumo por fuente.

Los datos de quema de gases en antorcha y fosas de quema, fueron obtenidos basándose en cálculos de balance de masas teniendo en cuenta datos de diseño para el piloto y gas de sello.

Los datos de movimiento de productos en tanques se tomaron basándose en los datos de producción diaria y en los porcentajes de utilización de cada tipo de tanque según la unidad operativa que se trata (Planta de Tratamiento de Crudo, Batería Colectora, otros). Esta modalidad da resultados muy cercanos a los obtenidos utilizando detalladamente el movimiento de cada uno de los tanques debido a que la cantidad de producto considerado es la misma y las dimensiones de los tanques son en todos los casos iguales. La Terminal de Embarque de Punta Loyola, fue la excepción dado que los datos se obtuvieron del detalle pormenorizado del movimiento de cada tanque durante el año.

Por otra parte la característica de los combustibles utilizados necesarias para el cálculo de las emisiones se obtuvo de diversas maneras. En la siguiente tabla se presentan las distintas fuentes de datos.

Tabla 4 Clasificación de Datos según la caracterización de los productos y combustibles

Fuentes de datos	Descripción
Datos de Laboratorio	Datos obtenidos a través de análisis de laboratorio (cromatografía de gases).
Datos Bibliográficos	Caracterización de crudos típicos (Composición y/o curvas de presión de vapor) de bibliografía técnica.
Datos Típicos	Datos representados por valores estándar de combustibles o productos de sustancias conocidas en el mercado.

Todo el gas de yacimiento utilizado en los distintos procesos de combustión y quema fue caracterizado cromatográficamente. El combustible líquido utilizado (fuel oil, gasoil, etc.) fue caracterizado utilizando los valores típicos comercialmente disponibles.

Fase 3: Métodos de cálculo de emisiones

El presente Inventario de Emisiones Atmosféricas, fue cuantificado aplicando dos métodos principales de calculo: balance de masas y aplicación de factores de emisión.

Un factor de emisión es un valor representativo que relaciona la cantidad de contaminante liberado a la atmósfera con una actividad asociada con la liberación del contaminante. Estos factores usualmente están expresados como peso de contaminante por unidad de peso, volumen, distancia o duración de la actividad que emite el contaminante. Tales factores facilitan la estimación de emisión de varias fuentes de contaminación atmosférica. En la mayoría de los casos, estos factores son simplemente promedios de todos los datos disponibles de calidad y precisión aceptables, y se asume son representativos como promedios de largo plazo para todas las instalaciones en la categoría de fuente de emisión correspondiente. (Technology Transfer Network Clearinghouse for Inventories & Emissions Factors, www.epa.gov, 2005).

Las emisiones obtenidas por el uso de factores fueron generadas a partir de la ecuación:

$$E = A * f * [1 - (\varepsilon/100)]$$

En la cual:

E = Emisiones;

A = Tasa de actividad (consumo de combustible o energía, generación de energía, producción, etc.);

f = Factor de emisión no controlada, es decir, sin tratamiento;

ε = Eficiencia de reducción de emisión, cuando se utiliza tratamiento.

De manera general, los factores de emisión fueron obtenidos a partir de protocolos internacionales como los emitidos por:

- EPA (Environmental Protection Agency) AP-42, Compilation of Air Pollutant Emission Factors – 1995.

Compilación de factores de emisión de la EPA, contiene factores de emisión e informaciones de más de 200 categorías de fuentes de emisión. El AP-42 es dividido en sectores de la industria (petróleo y gas, procesos orgánicos, procesos inorgánicos, productos minerales, productos de la madera e industria metalúrgica) o grupos de fuentes de emisoras similares.

La mayoría de los protocolos internacionales utilizan varias de las rutinas desarrolladas por la EPA en el AP-42. Esta es la más completa referencia para el cálculo de emisiones y los diversos protocolos existentes adoptan muchas de sus rutinas y factores de emisión.

Las emisiones estimadas son los gases de efecto invernadero y los contaminantes regulados: SO_x, H₂S, NO_x, NH₃, MP, CO e HCNM.

Las emisiones de SO_x (SO₂ + SO₃) son calculadas como SO₂, debido a que en las reacciones de combustión, este contaminante representa más de 95% de SO_x generado.

- OGP (Oil and Gas Producers)

La OGP, publica diversos documentos de buenas prácticas internacionales estableciendo niveles de calidad para la elaboración de inventarios (Tiers) que son en función del tipo de información utilizada.

Los niveles propuestos son:

- o Nivel uno: Factores basados en volúmenes de producción de un sitio, en general.
- o Nivel dos: Factores basados en el consumo detallado de combustibles por instalación, volúmenes de gas quemado en antorcha y en la pérdida de productos.
- o Nivel tres: Factores de emisión para los distintos tipos de equipamiento.

- o Nivel cuatro: Utilización de datos suministrados por fabricantes de equipamientos, análisis específicos del sitio, condiciones de operación específicas de los distintos equipamientos (análisis de combustibles, condiciones de quema o de proceso).
- o Nivel cinco: Realización de muestreos o mediciones en las distintas fuentes de emisión con imputación de los resultados en la formulación del inventario.

Este trabajo de inventario es considerado de nivel cuatro de OGP por cuantificar las emisiones atmosféricas a partir de la topología de equipamientos identificada estimando las emisiones por equipamiento considerando las condiciones operativas individuales en el periodo analizado.

- API (American Petroleum Institute) Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry – Pilot Test version, April 2001

Se trata de un compendio de metodologías, internacionalmente reconocidas, que provee factores de emisión para procesos de la industria de Petróleo y Gas. La mayoría de las estimaciones se realizan a través de un factor de emisión vinculado a una variable característica de una fuente emisora o a través de la realización de un balance de masas y/o energía de un sistema.

Los gases evaluados son aquellos vinculados al fenómeno de efecto invernadero.

- ARPEL (Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en América Latina y el Caribe) Atmospheric Emissions Inventories Methodologies in the Petroleum Industry, December 1998.

La ARPEL presenta un manual con metodologías de estimación de emisiones de gas relacionados a las actividades de la industria del petróleo y gas en cada una de las fases de la producción, procesamiento, transporte y marketing. Las estimaciones son efectuadas a través de factores de emisión y de balance de masas y energía.

Los gases evaluados abarcan los gases de efecto invernadero CO₂ y CH₄ y los contaminantes regulados: SO_x, NO_x, MP, SO e HCNM.

A continuación se presenta un detalle de los protocolos de cálculo utilizados en este proyecto:

Tanques:

Los tanques son utilizados fundamentalmente para almacenamiento de petróleo. Se consideran aquellos de techo fijo, techo flotante, con sello flotante interno, y son caracterizados como una fuente puntual de emisión de CH₄ y HCNM.

El AP-42, Capítulo 7, adopta las ecuaciones presentadas por el API para la estimación de emisiones en el almacenamiento de hidrocarburos líquidos en la industria del petróleo. Propone el cálculo de la emisión por tipo de tanque, en función de sus características constructivas y de operación. Todo este desarrollo está incluido en el software Tanks 4.0, desarrollado por el mismo organismo. El utilitario está basado en el desarrollo empírico del API.

Para el caso particular de tanques de techo fijo, las emisiones son calculadas en función del movimiento del tanque (pérdidas por el trabajo del tanque), de la variación del nivel, fenómeno de “respiración” del tanque y pérdidas evaporativas por variaciones de temperatura y presión ambiente diarias.

El tanque de techo flotante o sello flotante interno presentan pérdidas evaporativas a través del sello, accesorios y juntas del techo, así como pérdidas durante la bajada del nivel, al evaporar el líquido que mantiene mojadas las paredes y columnas del tanque.

El protocolo utilizado permite seleccionar las emisiones por tipo de tanque: horizontal, vertical de techo fijo, vertical de techo flotante externo y vertical de techo flotante interno. Además se incluyen

campos para la inserción de datos meteorológicos: temperaturas máximas, mínimas, radiación, velocidad del viento y presión atmosférica, etc.

Están incorporados en a la base de datos de productos, parámetros físico químicos de distintos combustibles (masa molecular, curva de presión de vapor, etc.).

Es posible indicar los tipos de accesorios de tanques. En caso de que estas informaciones no estén disponibles, se ofrecen cantidades típicas de accesorios por tipo de tanque, inclusive el tipo de sello primario “PW” desarrollado y utilizado por Petrobras.

Calderas-Hornos:

Las calderas son equipamientos auxiliares utilizados para la generación de vapor para fines diversos. Por su parte, distintos tipos de hornos son utilizados para el calentamiento del petróleo para favorecer el transporte y la deshidratación. Muchos equipos destinados al tratamiento de crudo tienen incorporados un horno generalmente en su parte frontal. En estos se consume diferentes tipos de combustibles en el estado sólido, líquido o gaseoso.

Los factores y algoritmos utilizados para el cálculo de las emisiones en ambos casos son los mismos, excepto para el NO_x que incluye correcciones específicas para la quema de gas y fuel oil. Una referencia importante es que para cada tipo de combustible y para distintas capacidades de los equipamientos los factores se alteran.

Los cálculos de CO_2 y SO_2 son realizados a partir del análisis elemental de los combustibles, volumen de combustible consumido y contenido de O_2 en la salida de los gases de combustión.

Motores:

Los motores de combustión interna son equipamientos que utilizan combustibles líquidos (nafta, diesel, fuel oil) o gaseosos (gas natural) y de ello depende en gran medida la composición de los gases de combustión. Son utilizados principalmente en motobombas y motocompresores.

Las emisiones de CO_2 y SO_x son calculadas a partir de un balance de masas elemental. Las emisiones de CH_4 , particularmente para los combustibles líquidos, son estimadas a partir del factor presentado por el compendio API. Los demás contaminantes son determinados utilizándose los factores de emisión presentados por el AP-42, tanto para los combustibles líquidos como para los gaseosos.

Es conveniente resaltar que los motores de fuentes móviles tienen protocolos propios.

Turbinas:

Las turbinas utilizadas principalmente en generación de energía eléctrica y compresión de gas son fuentes de combustión y pueden funcionar a gas natural o gas oil.

El protocolo utiliza factores basados en el AP-42, Capítulo 3, sección 3.1, que toma en cuenta la energía provista por el combustible (poder calorífico superior). El uso de estos factores esta destinado a una carga mayor del 80% (potencia).

Las emisiones de CH_4 particularmente se estiman a partir de los factores extraídos en el compendio API. Las emisiones de CO_2 y SO_2 son calculadas a partir del balance de masas y considerando una eficiencia del 100% del carbono para CO_2 y del azufre para SO_2 .

Las emisiones de CO, MP, HCNM, HCT, N_2O y NO_3 son calculadas a partir de la aplicación directa de factores provistos por el AP-42.

Antorchas:

El protocolo de antorcha, contempla la quema de gas dulce, ácido e incluso de hidrocarburo líquido en estos dispositivos. Se necesita tener como datos el caudal y las características de los productos que se queman, formando parte de la base de datos de combustibles.

Para quema de una corriente gaseosa cualquiera, contaminantes tales como NO_x , CO, MP, HCNM, N_2O y CH_4 , son estimados utilizando de factores de emisión extraídos de ARPEL, considerando la eficiencia de quema correspondiente según tenga la antorcha asistencia de vapor o no. (98% con vapor y 95% sin vapor)

El CO_2 y SO_2 , son calculados como la mayoría de las fuentes de combustión a través de balance de masa o cálculos estequiométricos.

En los casos en los cuales exista la posibilidad de quemar líquido, se optó por calcular las emisiones a través de los factores de emisión dados por OGP. Los factores para CO_2 y SO_2 fueron corregidos en función de la eficiencia de quema y particularmente para el SO_2 , también se lo corrigió en función del porcentaje molar real de azufre en el hidrocarburo.

En los casos en los cuales no se disponía de los datos básicos se resolvió a través de balance másico según un volumen de gas quemado, y una composición adoptada del gas que produce el yacimiento.

Perforación-Exploración:

El protocolo de Perforación-Exploración está relacionado a la emisión de contaminantes vinculados al contacto del fluido de perforación con el reservorio. Estos contaminantes son liberados inmediatamente cuando el fluido retorna a la superficie. Es una fuente puntual y emite CH_4 , HCNM, y CO_2 , además de H_2S .

Este protocolo está basado en el ARPEL, Capítulo 2, Sección 2.2, que presenta factores para la emisión de gases disueltos en agua, como fluidos de perforación. Los factores se presentan en masa por volumen de agua utilizada, para las distintas condiciones temperaturas y presión del tanque.

El cálculo de las emisiones esta enmarcado por las condiciones propuestas en la mencionada guía: 5 °C, 60 °C, 100 °C y 150 °C de temperatura y 5.000, 6.000, 7.000 kPa de presión en el reservorio.

Deshidratación con Glicol:

El proceso de deshidratación con Glicol es realizado para la remoción de agua presente en el gas producido. Etilenglicol y Trietilenglicol se utilizan en contra corriente absorbiendo el agua; posteriormente son regenerados elevándoles la temperatura, etapa del proceso en la que son emitidos los volátiles (CH_4) retenidos junto al vapor de agua.

El factor utilizado es presentado por el API Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry – Pilot Test version, April 2001, Capítulo 4, sección 4.2.1.. Solamente se estiman las emisiones de CH_4 , tomando una composición típica de gas tratado para cada sitio.

Despresurización:

La despresurización de una línea se produce en muchas ocasiones por mantenimiento programado o en otras situaciones de emergencia. El gas emitido puede ser lanzado directamente para la atmósfera o ser enviado para una antorcha, donde es quemado. Se identifica la emisión de HCNM y CH_4 o gases de combustión respectivamente.

El protocolo utiliza el cálculo de volumen despresurizado a través de un modelo termodinámico simple (ecuación de gases ideales) y la cantidad de veces que esta operación ocurre.

Los contaminantes emitidos son el CH₄ e HCNM en el caso de la despresurización de un gas natural y HCNM para la despresurización de otros gases (GLP, Butano y Propano).

En el caso de la salida por antorcha, la emisión resultante se contabiliza mediante el protocolo correspondiente.

Tratamiento de gas:

El gas proveniente de los campos de producción, así como los gases generados en el proceso de destilación del petróleo pueden contener H₂S y CO₂. Estos componentes son removidos del gas a través de un tratamiento con mono-etil amina y di-etil amina.

Estos productos son regenerados a través de calentamiento. El H₂S y CO₂ absorbidos en el gas se separan y son enviados a quema en antorchas o directamente para la atmósfera en el caso del CO₂.

El protocolo utiliza balance de masas de la unidad de MEA/DEA, considerando separadamente la absorción del H₂S y del CO₂, para lo cual es necesario conocer el caudal del gas tratado en condiciones normales (0 °C y 1atm.), así como las concentraciones de H₂S y del CO₂ antes y después del tratamiento.

Pigging:

La base de cálculo de este protocolo, implica suponer que existe un desplazamiento y posterior emisión de un volumen de vapor equivalente al volumen de la cámara de Pigging utilizada para la limpieza de ductos.

Para el cálculo de emisiones de CH₄ y HCNM, se tomó el modelo termodinámico de gases ideales, requiriéndose para esto la presión y temperatura inicial de la cámara.

Flash de Gas Natural en Tanques :

La ventilación de tanques (primer tanque después del pozo de explotación) de almacenamiento de petróleo es una importante fuente de emisión de metano en la industria. Estos tanques almacenan el crudo que proviene de los separadores de gas. Cuando el petróleo entra en el tanque de almacenamiento, a la presión atmosférica, parte de los gases disueltos e hidrocarburos livianos se evaporan (flash off) y son emitidos a la atmósfera a través de la ventilación de los tanques.

El método de VDE (Vasquez Beggs) es utilizado para la estimación de pérdidas por flash.

Canaletas-Derrames:

Con este protocolo se calcula la emisión, producto de la evaporación de un hidrocarburo al derramarse, entrando en contacto con la atmósfera. Para esto, se ha utilizado el concepto de transferencia de masa entre fases.

El cálculo requiere como datos de entrada: velocidad del viento y masa molecular del producto derramado, (variables para la determinación del coeficiente de transferencia de masa), área media de derrame, temperatura del producto, presión de vapor y tiempo de exposición.

Las variables, masa molecular y presión de vapor para la temperatura ingresada se obtienen de la selección del producto de la base de datos asociada al protocolo.

Cargas:

Bajo esta denominación se incluyen los protocolos desarrollados para el cálculo de emisiones durante la carga de camiones y embarcaciones.

La emisión como consecuencia de la carga de un producto, se origina, por el desplazamiento de vapores con el aumento del nivel de líquido dentro del recipiente (vapores de los productos cargados en servicios anteriores o vapores de la nueva carga). La emisión está influenciada por el tipo de carga (por tope, ventral o sumergida).

Se tomó la ecuación de AP-42 dada para la determinación del factor de emisión por volumen cargado, para hidrocarburos no-metano y metano. El factor así obtenido resulta proporcional a la Masa Molecular, Presión de Vapor a la temperatura del producto y Factor de Saturación, dependiente del tipo de carga, e inversamente proporcional a la Temperatura del producto.

Limpieza Tanques-Camiones:

En este caso, se calcula la emisión, durante las tareas de limpieza, producto de la liberación de los vapores del líquido previamente almacenado.

Se tomó como base de cálculo las recomendaciones de Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ). Technical Guidance Package for Tank Truck and Rail Car Cleaning dated March 2001.

Se consideró que se emite todo el vapor del tanque ya descargado de hidrocarburo líquido, para lo cual se tiene en cuenta el volumen total del tanque, la temperatura de almacenamiento del hidrocarburo, el producto (con el que está implícito propiedades tales como: densidad, Pv y masa molecular) y el número de limpiezas mensuales.

El modelo termodinámico utilizado es el de gases ideales, aplicable a bajas presiones e HC livianos.

Tratamiento Abrasivo:

La emisión que se genera en un tratamiento abrasivo para limpieza de superficies, se asocia al material particulado. La base de cálculo en este caso, se relaciona al uso de los factores de emisión presentados por EPA, AP-42, para lo cual resulta necesario el ingreso de datos tales como: Cantidad de agente abrasivo utilizado en el mes, tipo de tratamiento, velocidad y tipo de emisión esperada (MP10, MP5 y MP2,5)

Otros Venteos

La emisión aquí calculada, es aquella, producto de la liberación de gas a atmósfera sin ningún método de mitigación asociado y que no responde a un cálculo por despresurización.

El cálculo requiere del ingreso de dos variables, volumen de gas venteado y composición del mismo, según los cuales se calcula la masa de CH₄ e HCNM emitidos a la atmósfera.

Fugitivas:

Las emisiones fugitivas son aquellas que se producen en accesorios, montados en las instalaciones que tratan, transportan y almacenan hidrocarburos gaseoso o líquido.

Las emisiones se estiman a partir de factores de emisión según el fluido circulante y el tipo de accesorio (Válvula, Brida, Sello de Bomba o Compresor, PSV, etc.), multiplicada por la cantidad de accesorios.

Se considera además el porcentaje de CH₄ e HCNM en el fluido (contaminantes considerados) y el período de tiempo en el cual dicho fluido ha circulado por la instalación.

En aquellos casos en los cuales no se pudo realizar el conteo de los accesorios se adoptaron las cantidades correspondientes a instalaciones típicas.

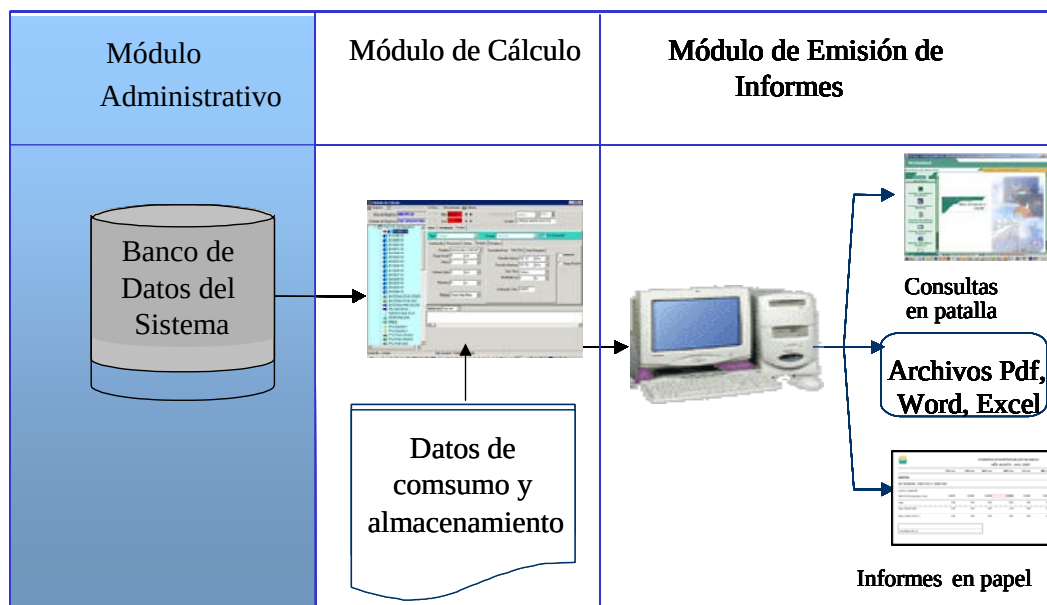
Fase 4: Desarrollo del Sistema Informático de Gestión de las emisiones

Durante esta etapa la empresa ERM desarrolló un sistema informático que incluye las bases de datos de instalaciones, productos, combustibles, emisiones en el tiempo y los datos operativos, que cada usuario carga en distintas etapas, ya sea por única vez (instalaciones, productos, etc) o en forma rutinaria, una vez al mes (movimiento de productos, consumos de combustibles, etc.) El módulo de cálculo que posee contienen todos los protocolos que permiten, una vez armado el esquema de fuentes de emisiones del sitio, calcular las cantidades de contaminantes emitidos.

El sistema posee tres módulos: Administrativo, de Cálculo y de Emisión de informes de Inventario.

La figura 2 muestra el modelo operativo del sistema.

Figura 2 Modelo operativo del sistema



a) Módulo Administrativo

- Permite visualizar las instalaciones y los activos registrados.
- Permite adicionar o modificar la información de cada instalación o activo.
- Permite visualizar las fuentes de emisión registradas para una instalación específica.
- Permite adicionar o excluir las fuentes de emisión.

Inicialmente el personal operativo y la consultora incorporaron al sistema los activos, fuentes de emisión y las instalaciones.

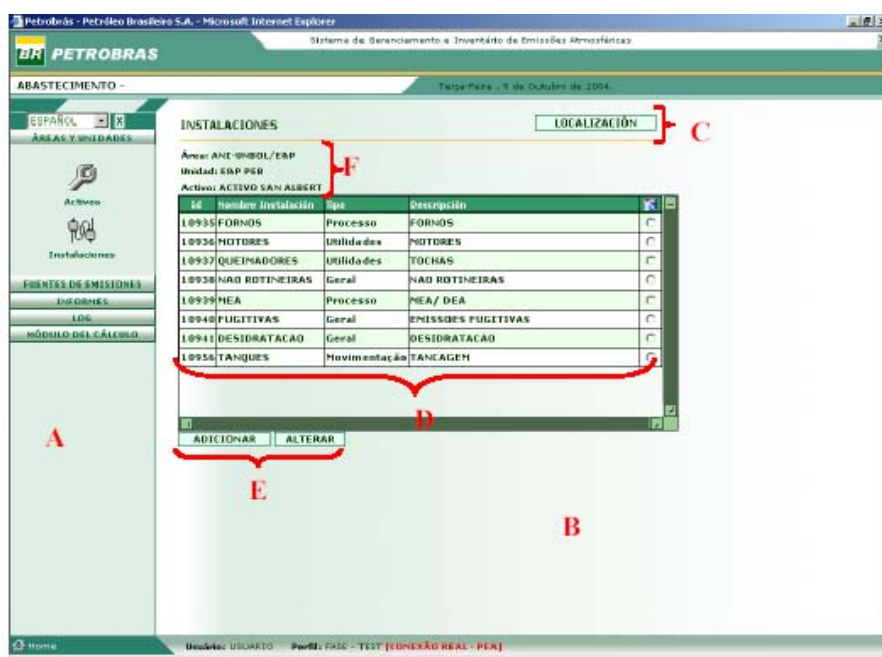
A través de la pantalla de abertura del sistema se puede acceder al módulo administrativo y navegar entre los activos de Petrobras visualizando las instalaciones y las fuentes de emisión registradas en cada instalación.

Cada fuente de emisión posee un Id, un TAG y la descripción de la fuente. Desde este punto se puede adicionar o excluir nuevos activos, fuentes de emisión e instalaciones.

La figura 3 muestra la pantalla inicial del módulo y los íconos para visualizar los activos y las fuentes de emisión asociadas a una instalación tipo.

Figura 3 Pantalla Inicial SIGEA

b) Módulo de Cálculo



A. Pantalla de Navegación B. Pantalla de Visualización C. Campo para localización de una Instalación D. Visualización de las Instalaciones existentes para cada Área, Unidad de Negocio y Activos seleccionados E. Campos de inserción/alteración F. Indicadores del área, Unidad de Negocio y Activo que están seleccionados.

Modo Real:

- Permite navegar entre los activos e instalaciones del sistema, visualizando todas las fuentes de emisión registradas.
- Visualiza las emisiones atmosféricas proveniente de cada fuente registrada en base másica por unidad de tiempo y por unidad de energía.
- Edita los datos referentes a determinada fuente de emisión.
- Permite registrar nuevos combustibles o alterar un combustible existente.
- Calcula las emisiones atmosféricas de cada fuente de emisión.
- Permite exportar a excel los datos de salida de las emisiones atmosféricas de cada fuente de emisión.

Modo simulación:

- Permite crear y visualizar activos, instalaciones y fuentes de emisión.
- Permite simular situaciones reales para las fuentes de emisión seleccionadas, sin alterar el banco de datos original.
- Visualiza las emisiones atmosféricas proveniente de cada fuente registrada en base másica por unidad de tiempo y por unidad de energía.

Durante el cierre de cada mes los datos operativos son ingresados al módulo de cálculo a través de la pantalla de datos de entrada. Seleccionando el activo y la instalación, aparecen los campos de datos del protocolo, parte de los campos son completados automáticamente por el banco de datos, mientras que los datos variables son ingresados mensualmente por el personal de producción, para el cálculo automático de los resultados de las emisiones atmosféricas. Las mismas son expresadas por base másica por unidad de volumen, por unidad de energía y por volumen de gases de combustión.

La figura 4 muestra la pantalla del módulo mencionado.

Figura 4 Módulo de cálculo

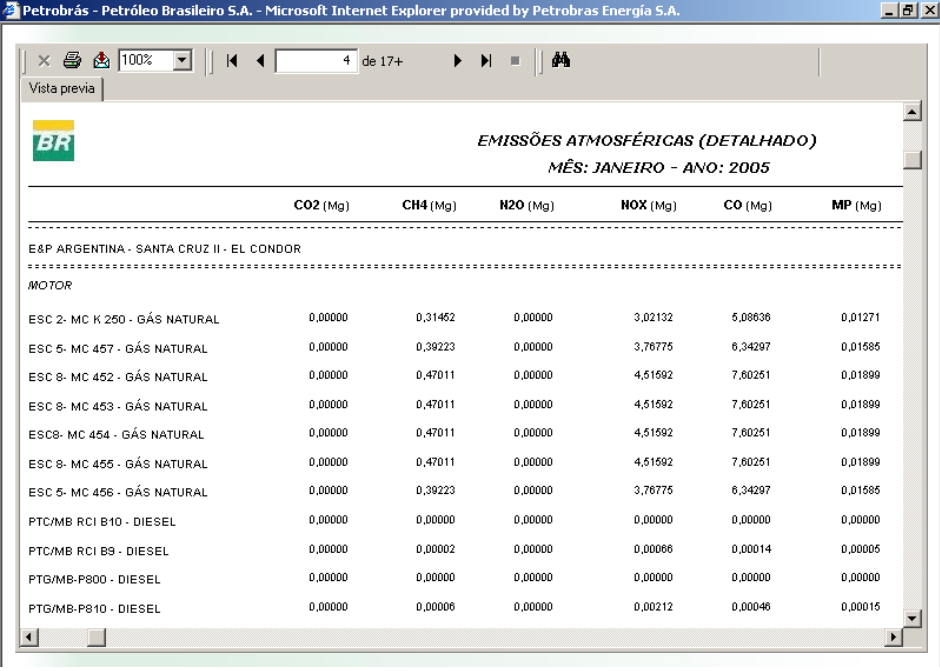
c) Módulo de Emisión de Informes

Este módulo permite la impresión de informes, presentando los valores de emisiones atmosféricas

- de la fuente registrada,
- por tipo de fuente de emisión y por activo,
- de fuentes registradas agrupadas por tipo de producto transportado,
- de las horas/mes de operación para cada fuente de emisiones fugitivas registrada,
- por cada fuente de combustión registrada, etc.

La figura 5 muestra un informe de emisiones atmosféricas tipo.

Figura 5 Módulo de Emisión de Informes



EMISSIONS ATMOSPHERIC (DETAILED)
MÊS: JANEIRO - ANO: 2005

	CO ₂ (Mg)	CH ₄ (Mg)	N ₂ O (Mg)	NO _x (Mg)	CO (Mg)	MP (Mg)
E&P ARGENTINA - SANTA CRUZ II - EL CONDOR						
MOTOR						
ESC 2- MC K 250 - GÁS NATURAL	0,00000	0,31462	0,00000	3,02132	5,08636	0,01271
ESC 5- MC 457 - GÁS NATURAL	0,00000	0,39223	0,00000	3,76775	6,34297	0,01585
ESC 8- MC 452 - GÁS NATURAL	0,00000	0,47011	0,00000	4,51592	7,60251	0,01899
ESC 8- MC 453 - GÁS NATURAL	0,00000	0,47011	0,00000	4,51592	7,60251	0,01899
ESC8- MC 454 - GÁS NATURAL	0,00000	0,47011	0,00000	4,51592	7,60251	0,01899
ESC 8- MC 455 - GÁS NATURAL	0,00000	0,47011	0,00000	4,51592	7,60251	0,01899
ESC 5- MC 456 - GÁS NATURAL	0,00000	0,39223	0,00000	3,76775	6,34297	0,01585
PTC/MB RCI B10 - DIESEL	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
PTC/MB RCI B9 - DIESEL	0,00000	0,00002	0,00000	0,00066	0,00014	0,00005
PTG/MB-P800 - DIESEL	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
PTG/MB-P810 - DIESEL	0,00000	0,00006	0,00000	0,00212	0,00046	0,00015

Fase 5: Consolidación preliminar del Inventario

Con el objetivo de verificar la consistencia de los resultados obtenidos con la realización de los inventarios 2003 y 2004, se analizaron esos datos contrastándolos con estándares internacionales y con los resultados obtenidos en otros activos de características similares, de Petrobras. También se analizó la trazabilidad de los datos ingresados al sistema, en un área piloto, compartiendo los resultados de esa experiencia con el resto de los yacimientos.

Fase 6: Inicitivas corporativas

Si bien esta fase no estaba contemplada en esta etapa del proyecto original, se llevó a cabo dada la importancia de la misma.

Actualmente se está trabajando en la identificación de oportunidades de mejora en la gestión de las emisiones atmosféricas, analizando:

- emisiones por tipo de máquina
- rendimientos específicos por tipo de máquina
- posibilidades de cambio del combustible utilizado
- aprovechamiento integral de la generación de vapor
- otros

El resultado de esta fase se resumirá en un Programa de Gestión de Emisiones que incluirá la realización de obras de ingeniería y el establecimiento de procedimientos y prácticas de trabajo superadoras de las condiciones actuales.

CONCLUSIONES

Cada vez más se profundiza el compromiso de la industria con la calidad de aire ambiental. El aumento de la cantidad de fuentes de emisión y la preocupación a nivel mundial por la problemática del calentamiento global y de la integridad de la capa de Ozono ponen a la empresa en un desafío permanente de mejorar continuamente sus operaciones.

El proyecto Inventarios de Emisiones Atmosféricas desarrollado por Petrobras, representa un importante avance en la búsqueda de la excelencia ambiental de la empresa teniendo como objetivo el desarrollo de una herramienta dinámica para la gestión de las emisiones atmosféricas, la autorregulación de las mismas y el control de la polución asociado a las operaciones.

El trabajo en equipo, con la participación de sectores operativos y de CSMS permitió lograr cada uno de los objetivos del proyecto.

Entre los objetivos más importantes que se alcanzaron con este proyecto, se pueden mencionar:

- **Análisis de la eficiencia ambiental en toda la unidad de negocio en relación con estándares internacionales.**
- **Análisis de la performance de la empresa en materia de emisiones atmosféricas sobre una base temporal**
- **Disponibilidad de los datos de emisiones atmosféricas on line**
- **Posibilidad de detectar aquellas actividades que se encuentran en un nivel inferior a los estándares de la empresa.**
- **Personal operativo involucrado con responsabilidades en gerenciamiento del inventario.**
- **Mejora en la trazabilidad de los datos**
- **Detección de oportunidades de mejora desde el punto de vista la eficiencia energética y sus costos asociados.**
- **Programa en red permitiendo el acceso de cualquier interesado para solicitud de reportes.**
- **Optimización del balance de productos producidos.**
- **Unificación de criterios de cálculos para la totalización de emisiones.**
- **Detección de oportunidades de aplicación de proyectos de mecanismos de desarrollo limpio.**