



UNIVERSIDAD
DE LA REPÚBLICA
URUGUAY



FACULTAD DE
INGENIERÍA
UDELAR

HUELLA DE CARBONO DE REFINERÍAS

Ing. María Valeria Botta

Proyecto de Tesis de Maestría presentado a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República en cumplimiento parcial de los requerimientos para la obtención del título de Magíster en Ingeniería Ambiental

Tutores:

Dra. Alice Elizabeth González

Dr. José Cataldo

Tribunal:

Dr. Mauro D'Angelo

Dra. Carolina Ramírez

Dra. Valeria Larnaudie

Montevideo, Uruguay

Agosto, 2024

AGRADECIMIENTOS

A mi esposo y mis tres hijos, que me respaldaron durante el tiempo que me dediqué a la tesis y que estaban esperando con ansias que llegara el momento de la defensa.

A mis padres, que siempre me alentaron, apoyaron y ayudaron sumamente para que pudiera seguir estudiando.

A los tutores de mi tesis, Dra. Alice Elizabeth González y Dr. José Cataldo, por su apoyo y orientación constantes para que se pudiera concretar este trabajo.

A la Universidad de la República y a la Facultad de Ingeniería por darme la oportunidad de formarme en la temática ambiental, que tanto me apasiona.

A ANCAP, la empresa donde me he desarrollado profesionalmente, por darme la oportunidad y brindarme la información para realizar este trabajo.

Tabla de contenido

GLOSARIO DE SIGLAS Y ABREVIATURAS.....	7
GLOSARIO DE CONCEPTOS	9
RESUMEN.....	12
1. Introducción	13
2. Emisiones que aportan a la huella de carbono: sustancias y unidades.....	17
2.1 Formación de COVs y su comportamiento en la atmósfera.....	17
2.2 Sustancias emitidas.....	22
2.2.1 Emisiones en refinerías	22
2.2.2 Emisiones en tanques de almacenamiento de hidrocarburos	23
2.2.3 Emisiones de efluentes líquidos de refinerías	24
2.2.4 Fugas de equipos (RTI International, 2015).....	24
2.2.5 Fuentes de combustión estacionaria.....	29
2.3 Características físicas de los emisores en refinerías	30
2.3.1 Principales emisores	30
2.3.2 Emisiones de tanques de almacenamiento de hidrocarburos	31
3. Métodos de determinación de emisiones	37
3.1 Factores de emisión	37
3.1.1 Norma AP-42	38
3.1.2 Experiencia de aplicación – Factores de emisión.....	46
3.2 Métodos de medición.....	46

3.2.1	Método EPA 21	46
3.2.2	Método Lidar	48
3.2.3	LDAR (Leak Detection and Repair)	54
3.2.4	SOF (Solar Ocultation Flux)	57
3.3	Softwares	61
3.3.1	Software EPA Tanks	61
3.3.2	Software Water9.....	62
3.3.3	RP-VOC	63
3.4	Balances de masa.....	64
3.5	Comparación entre distintos métodos.....	64
3.5.1	Comparación de medición de emisiones (Lidar) con cálculos a partir de factores de emisión.....	64
3.5.2	Comparación entre estimación de emisiones usando EPA Tanks y pérdidas anuales determinadas por refinerías	66
3.5.3	Comparación entre resultados de Lidar, cálculos a partir de ecuaciones AP-42 y mediciones de flujo	68
3.5.4	Comparación entre mediciones con Lidar y estimaciones con factores de emisión	69
3.6	Discusión sobre el desempeño de algunos métodos	70
3.6.1	Factores de emisión	70
3.6.2	Lidar	71
4.	Análisis de la dispersión - efecto.....	72

5.	Normativa asociada al cálculo de la Huella de Carbono.....	80
5.1	Normas ISO	82
5.1.1	UNE-ISO 14064-1.....	82
5.1.2	UNE-ISO 14065: 2012.....	84
5.2	Protocolo de Gases de Efecto Invernadero – Estándar Corporativo de Contabilidad y Reporte.....	85
5.3	Directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero. 90	
5.4	Bilan Carbone (Bilan Carbone TM, 2004).	100
5.5	PAS 2060 (AENOR, 2014)	101
5.6	Indicadores GRI (Global Reporting Initiative). (GRI Standards, 2024)	101
5.7	Resumen de aplicación de metodologías.....	101
6.	El caso ANCAP: Refinería La Teja	104
6.1	Localización.....	104
6.2	Fuentes emisoras de COVs de la refinería.....	104
6.2.1	Emisiones de fuentes fijas puntuales.....	105
6.2.2	Emisiones difusas	109
6.3	Emisiones de GEI y COVs	115
6.3.1	Emisiones por combustión	115
6.3.2	Emisiones difusas	118
6.4	Huella de Carbono de refinería La Teja	140
6.5	Acciones previstas para complementar la información generada	141

6.5.1	Resumen de técnicas implementadas y acciones complementarias a implementar	144
7.	Conclusiones	152
7.1	Huella de Carbono en refinerías	152
7.2	Huella de Carbono en refinería La Teja	155
8.	Trabajos para desarrollar	157
8.1	Medición de emisiones fugitivas	157
8.2	Marco metodológico para medición y reporte de emisiones de GEI	157
8.3	Cálculo de reducción de emisiones por introducción de procesos de biorrefinerías	158
9.	Bibliografía.....	159
10.	ANEXO 1	167
1.	Descripción de procesos de Refinería La Teja.....	167
1.1	DESCRIPCIÓN DE PROCESOS POR ÁREA.....	170
1.1.1	Área 1	170
1.1.2	Área 2	178
1.1.3	Área 3	188
1.1.4	Área 4	197
1.1.5	Área 5	212

GLOSARIO DE SIGLAS Y ABREVIATURAS

ANCAP: Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland

API: American Petroleum Institute

bbbl: Barril

CH₄: Metano

CO: Monóxido de Carbono

CO₂: Dióxido de Carbono

COV: Compuestos Orgánicos Volátiles

DAF: Dissolved Air Flotation – Sistema de flotación por aire disuelto

e-GLP: Gas obtenido como subproducto de la producción de combustible de aviación sostenible (SAF)

EPA: Environmental Protection Agency

FCCU: Fluid Catalytic Cracking Unit

FTIR: Fourier-Transform Infrared Spectroscopy

GEI: Gases de Efecto Invernadero

GLP: Gas Licuado de Petróleo

HDS: Hidrodesulfurización

HF: Fluoruro de Hidrógeno

HOx: Compuestos orgánicos halogenados

HVO: Hydrotreated Vegetable Oil

IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change

ISO: International Organization for Standardization

LDAR: Leak Detection And Repair

Lidar: DIAL - Differential Absorption Light Detection

MIEM: Ministerio de Industria, Energía y Minería

NO: Monóxido de Nitrógeno

NO_x: Óxidos de Nitrógeno

NO₂: Dióxido de Nitrógeno

NO₃⁻: Nitrato

O: Átomo de oxígeno

O₂: Oxígeno

O₃: Ozono

OGI: Optical Gas Imaging

PAMS: Portable Automatic Measurement System

PCI: Poder Calorífico Inferior

RVP: Presión de Vapor Reid

SAF: Sustainable Aviation Fuel

SO₂: Dióxido de Azufre

SOF: Solar Ocultation Flux

SRU: Sulfur Recovery Unit

TOC: Total Organic Carbon

GLOSARIO DE CONCEPTOS

Adsorción: Fenómeno físico, en donde un compuesto en fase líquida o gaseosa entra en contacto con un sólido adsorbente y se adhiere a la superficie del mismo

Alcanos: Compuestos formados por carbono e hidrógeno que sólo contienen enlaces simples carbono – carbono

Alquenos: Hidrocarburos insaturados que tienen doble enlace carbono-carbono en su molécula.

Antorcha: Dispositivo de seguridad que quema los gases en exceso

Blending: Mezcla de los productos refinados con aditivos y componentes para obtener productos finales

CO₂ equivalente: Medida del efecto de los diferentes gases de efecto invernadero (GEI) sobre el clima

Combustión estacionaria: Combustión en la que la velocidad de la llama es constante

Cracking catalítico: Proceso de la refinación del petróleo que consiste en la descomposición termal de los componentes del petróleo en presencia de un catalizador.

Destilación atmosférica: Destilación que se realiza a una presión cercana a la atmosférica

Destilación al vacío: Método de destilación realizado a presión reducida

Emisiones fugitivas: Resultado de emisiones intencionales o no intencionales, se producen debido a fugas.

Endulzamiento: El proceso de endulzamiento se hace con el fin de remover el H₂S y el CO₂ de la corriente que se está tratando.

Factor de emisión: Valor representativo que intenta relacionar la cantidad de contaminante emitido a la atmósfera con una actividad asociada

Fittings: Empalmes

Fraccionadora de gas: Proceso empleado en plantas de procesamiento de gas para separar hidrocarburos mezclados en el gas y obtener productos individuales

Fuel gas: Gas de refinería

Fuel oil: Combustible de alto poder calorífico para calderas y hornos.

Gas ácido: Gas que contiene cantidades apreciables de sulfuro de hidrógeno y por lo tanto es muy corrosivo

Gas dulce: Gas que no contiene sulfuro de hidrógeno

Hidrocarburos aromáticos: Compuestos orgánicos aromáticos que contienen únicamente átomos de carbono e hidrógeno

Hidrocarburos C₂+: Compuestos que contienen únicamente átomos de carbono e hidrógeno, de más de 2 carbonos.

Hidrólisis: Desdoblamiento de una molécula por la acción del agua.

Hidrotratamiento: Proceso que consiste en hacer reaccionar una corriente de hidrocarburos con hidrógeno en presencia de un catalizador a altas temperaturas y presiones para eliminar el azufre y el nitrógeno

Isomerización: Proceso que se utiliza para producir gasolina de alto octano

Modelo Gaussiano: Considera que el penacho de contaminantes emitido por una chimenea sigue una distribución gaussiana

NO_x antropogénico: Gases que se emiten en los procesos de combustión que se llevan a cabo en relación con el tráfico y con el transporte en general, así como en instalaciones industriales de alta temperatura y de generación eléctrica.

Octanizing: Reformación de nafta

Oxidación – reducción: Reacción química en la que se transfieren electrones entre una sustancia oxidante y una sustancia reductora

Ozono troposférico: Contaminante climático de corta duración que se encuentra en la tropósfera, la capa más baja de la atmósfera terrestre

Potencial de calentamiento: Medida de la capacidad que tienen diferentes GEI en la retención del calor en la atmósfera

Precursor: Sustancia indispensable o necesaria para producir otra mediante los compuestos químicos que constituyen una primera etapa en un proceso químico y que actúan como sustrato en las etapas posteriores

Prime G+: Unidad de hidrotratamiento de nafta

Producto destilado: Producto del proceso de separar los componentes o sustancias de una mezcla líquida mediante el uso de la ebullición selectiva y la condensación.

Radical hidroxilo: Molécula diatómica OH, formada por un átomo de hidrógeno unido mediante enlace covalente a un oxígeno, con un electrón desapareado.

Reforming catalítico continuo: Variante del proceso de reformado catalítico que permite la regeneración continua del catalizador de platino

Slops: Residuos finales procedentes de distintos procesos de la transformación del petróleo

Smog fotoquímico: Tipo de contaminación del aire que se produce cuando los químicos reaccionan a la luz solar en la tropósfera

Sniffer: Equipo de medición de gases

Topping: Destilación atmosférica; es la primera etapa en la refinación del petróleo crudo

RESUMEN

El objetivo del presente estudio es conocer el estado del arte sobre el cálculo de la huella de carbono en refinerías y compararlo con la situación actual de la refinería La Teja de ANCAP, considerando la gran importancia que tiene el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero desde el punto de vista ambiental.

Se realiza una revisión bibliográfica y se plasma en este documento: cuáles son las principales sustancias y equipamiento de refinerías que aportan a la huella de carbono, qué métodos de determinación de la huella de carbono se utilizan para las distintas unidades de las refinerías y cómo se produce la dispersión de los contaminantes en la atmósfera. También se presentan cuáles son las normas y metodologías de mayor reconocimiento internacional para el cálculo de la huella de carbono.

A su vez se presenta un detalle de los emisores identificados en refinería La Teja, el cálculo, factores de emisión y metodologías utilizados y las emisiones consideradas para el cálculo de huella de carbono de la refinería La Teja, y se compara este cálculo con la información encontrada en la bibliografía específica sobre este tema. Esta comparación permite definir nuevas acciones a implementar en refinería La Teja que permitirían tener un cálculo más preciso de la huella de carbono asociada a la producción, almacenamiento y carga y descarga de combustibles en la planta industrial.

Al final del documento se dejan planteadas estas acciones, que una vez implementadas podrían llevar a lograr un mejor cálculo de la huella de carbono de la refinería, lo cual permitirá en forma posterior plantear medidas concretas a implementar para lograr una reducción de estas emisiones.

1. Introducción

Una refinería de petróleo es un complejo industrial en el cual se realizan varios procesos para convertir al petróleo en diferentes productos que pueden comercializarse como combustibles y aceites. Las refinerías juegan un papel fundamental en la economía global y el desarrollo industrial ya que en estas instalaciones se producen los combustibles esenciales para el transporte, la generación de energía y otras actividades industriales y domésticas. A su vez contribuyen de manera significativa a la seguridad energética (ya que los países reducen su dependencia de los combustibles importados y pueden adaptar la producción a la demanda interna), ayudan a la estabilización del suministro y de los precios de los derivados del petróleo en el mercado global y contribuyen al crecimiento económico.

Los procesos que se desarrollan en las refinerías de petróleo implican etapas de calentamiento, destilación, craqueo, hidrotratamiento y desulfurización, entre otros. Adicionalmente se realiza almacenamiento de petróleo crudo y de los derivados del mismo, a la vez que se llevan a cabo operaciones de carga y descarga de hidrocarburos desde y hacia distintos medios de transporte. En las refinerías también existen unidades de tratamiento de efluentes de distintas características.

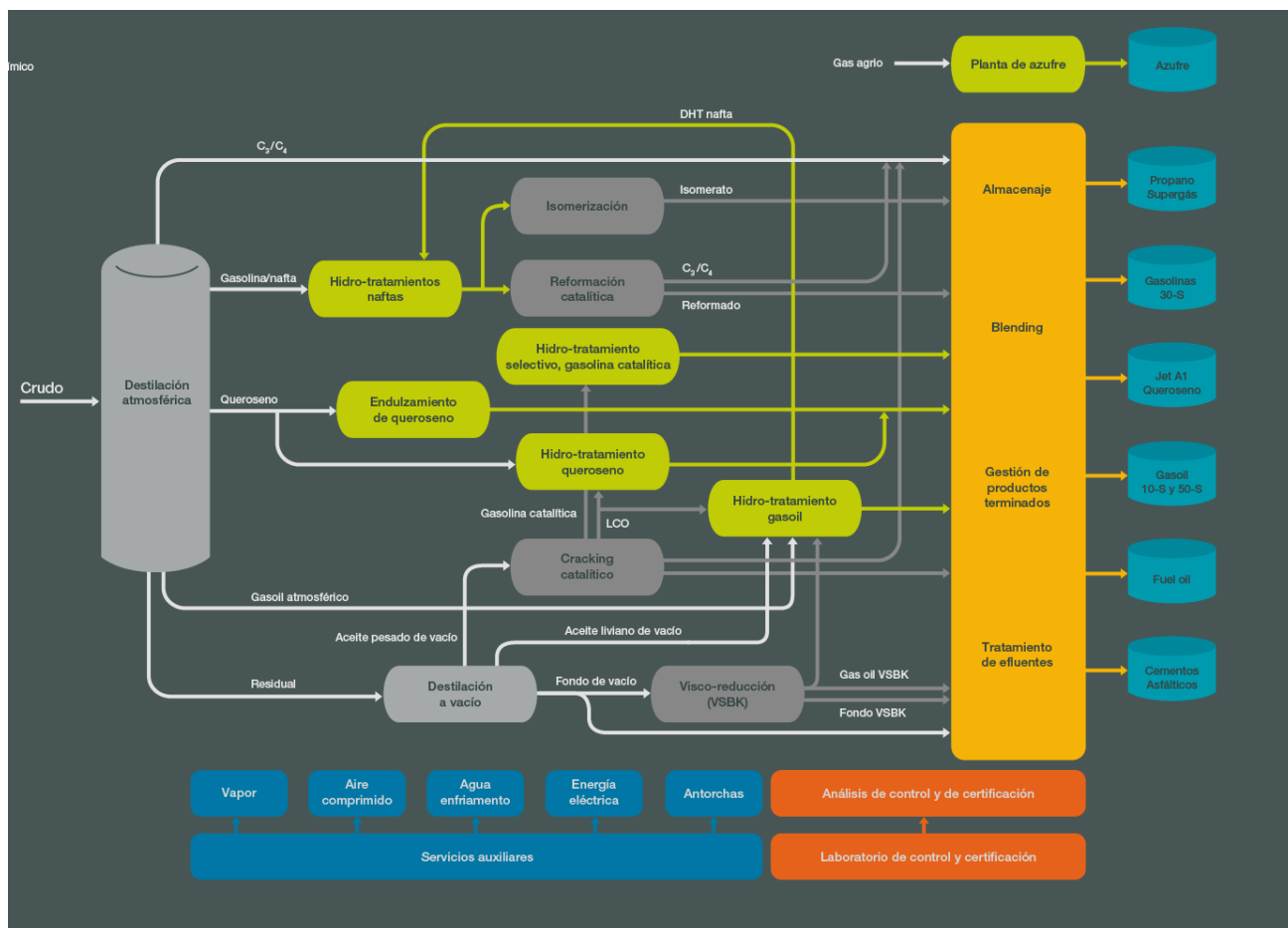


Figura 1: Diagrama de flujo de refinería La Teja de ANCAP. Tomada de la página web de ANCAP (www.ancap.com.uy)

Se identifica a las refinerías de petróleo como uno de los principales emisores de gases de efecto invernadero (GEI) y de compuestos orgánicos volátiles (COVs) los cuales resultan precursores para la formación de GEI (Finlayson-Pitts et al., 2012).

Los principales GEI son Dióxido de carbono (CO_2), Metano (CH_4), Óxido nitroso (N_2O) y Ozono (O_3). La acumulación de estos gases en la atmósfera ha generado que la temperatura global se vaya incrementando gradualmente, dando lugar al fenómeno denominado cambio climático (Naciones Unidas, 1992). Por estos motivos existen acuerdos internacionales (Convención Marco

de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (Naciones Unidas, 1992) y Acuerdo de París (Naciones Unidas, 2015)) que se orientan a generar compromisos de los Estados parte para lograr la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Los compuestos orgánicos volátiles (COVs) provienen en distintas proporciones de los procesos de las refinerías antes mencionados. Los COVs emitidos por las refinerías son principalmente etano, propano, 1-butenos, pentano, ciclopentano, propano, isobutano, ciclohexano, hexano y metil vinil cetona.

La huella de Carbono es uno de los indicadores ambientales para estudiar las emisiones de una instalación u organización; es una forma de cuantificar y generar un indicador del impacto que una actividad o proceso tiene sobre el cambio climático.

Existen diversas definiciones para la huella de Carbono. A continuación, se muestran algunas:

- Es la cantidad de emisiones de Dióxido de Carbono (CO₂) asociada con todas las actividades de una persona u otra entidad (ej. edificio, corporación, país, etc.). Incluye emisiones directas, tales como aquellas que son resultado de la combustión de combustibles fósiles, generación de calor y transporte, así como también las emisiones requeridas para producir electricidad asociada con bienes y servicios consumidos. Además, el concepto de huella de carbono a menudo también incluye las emisiones de otros gases de efecto invernadero, tales como metano, óxido nitroso o clorofluorocarbonos (CFCs). (Selin, 2024).
- Es la cantidad de gases de efecto invernadero expresada en términos de CO₂ equivalente, emitida a la atmósfera por un individuo, organización, proceso, producto o evento desde dentro de un límite especificado (Plassmann et al., 2010).

- Es una medida directa de las emisiones de gases de efecto invernadero (expresada en toneladas de dióxido de carbono equivalentes) causadas por una actividad definida. Como mínimo esta medida incluye las emisiones que resultan de actividades que están bajo control del emisor y emisiones indirectas que resultan del uso de la electricidad adquirida. (East, 2008).

En las definiciones suele haber acuerdo en varios aspectos: se consideran emisiones directas e indirectas, las emisiones se expresan en toneladas de CO₂ equivalente y se consideran todos los gases de efecto invernadero.

Su caracterización sirve como una útil herramienta de gestión para conocer las conductas o acciones que están contribuyendo a aumentar las emisiones de gases de efecto invernadero, cómo se puede reducirlas y realizar un uso más eficiente de los recursos.

En la literatura consultada (Sha et al., 2022) se encuentra que las emisiones no suelen ser directamente proporcionales a la capacidad de procesamiento de petróleo crudo, sino que el nivel de emisiones de las refinerías depende fuertemente de las regulaciones locales y el grado de control de emisiones de las empresas. Por este motivo, es muy importante profundizar, y buscar para cada caso el mejor método y la mejor información para realizar la determinación de emisiones.

En este documento se realiza una revisión bibliográfica que abarca los siguientes ítems:

- Emisiones que aportan a la huella de carbono: sustancias y unidades – Capítulo 2
- Métodos de determinación de emisiones– Capítulo 3
- Análisis de la dispersión - efecto – Capítulo 4
- Normativa asociada al cálculo de la huella de carbono – Capítulo 5

2. Emisiones que aportan a la huella de carbono: sustancias y unidades

2.1 Formación de COVs y su comportamiento en la atmósfera

Las refinerías de petróleo son una de las principales fuentes de emisión de COVs. La mayoría de los COVs son liberados a partir de los procesos de producción y de los tanques de almacenamiento, según lo reportado por Carletti, Di Nicola y Passerini, 2014.

De acuerdo al estudio de Chambers et al., 2008, las refinerías son una fuente potencial de emisiones de hidrocarburos a la atmósfera. Dentro de estas emisiones, las emisiones de metano (CH_4) son preocupantes porque su potencial de calentamiento es de 21 veces superior al de CO_2 . (IPCC, 2007). Las emisiones de hidrocarburos de cadena más larga que el etano preocupan por su potencial para contribuir a la formación de smog y ozono.

Los hidrocarburos livianos presentes en el petróleo crudo (por ejemplo, los alcanos y los aromáticos con menos de 15 carbonos) pueden liberarse fácilmente hacia el aire debido a sus elevadas presiones de vapor y bajos puntos de ebullición (Wei et al., 2014).

Avances más recientes en la química atmosférica de los COVs han demostrado que la oxidación de ciertas especies genera productos secundarios que pueden crear nuevas partículas, agregar masa de partículas existentes o cambiar las propiedades de las partículas (Lewis et al., 2022).

Recientemente ha habido una mayor atención a la emisión de COVs debido a su impacto ambiental y a su potencial para causar efectos adversos sobre la salud humana (Roveda et al., 2020).

Los COVs son aquellos compuestos que pueden evaporarse bajo condiciones ambientales de temperatura y presión. Las especies más comunes son acetona, benceno, etano y tolueno. En la

naturaleza, los COVs contribuyen a la comunicación entre las plantas y animales. Sin embargo, para los humanos pueden ser muy nocivos causando diferentes problemas de salud tales como irritación de ojos, nariz y garganta, dolores de cabeza, náuseas e incluso cáncer (Liu, 2021). El ozono en la superficie de la Tierra tiene impactos sobre la salud que incluyen la exacerbación del asma y aumenta el riesgo de muerte por causas respiratorias (Lewis et al., 2022).

En la atmósfera, los COVs producen ozono troposférico por medio de reacciones fotoquímicas con el radical hidroxilo. El producto puede ser combinado con NO_x antropogénico para producir ozono (Liu, 2021). Esto también es reportado por Roveda et al., 2020, quienes indican que los COVs junto con NO_x y CO tienen un alto potencial de formación de ozono. En forma adicional, el estudio de Salih et al., 2018, hace referencia a que algunos COVs emitidos desde el petróleo crudo tales como metano, etano, propano, butano, pentano y hexano, también interactúan con NO_x en el aire, formando ozono troposférico. Al nivel del suelo, la molécula de ozono se forma cuando estos contaminantes reaccionan debido a la presencia de la radiación solar. Otro problema de los COVs es la producción de olor (Roveda et al., 2020).

Finlayson-Pitts et al., 2012, explican que a diferencia de otros contaminantes como CO o SO_2 , el ozono es un contaminante secundario formado en el aire ambiente por medio de un conjunto de complejas reacciones de sus precursores iniciadas por la luz del sol, emisiones primarias de NO_x ($\text{NO}_2 + \text{NO}$) y compuestos orgánicos volátiles (COVs) de fuentes móviles y estacionarias. El término COV abarca todos los compuestos orgánicos (ej: hidrocarburos, aldehídos, alcoholes, compuestos orgánicos que contienen nitrógeno y azufre, etc.) los cuales reaccionan en la tropósfera y por tanto contribuyen a la formación de ozono.

La foto-disociación del NO_2 por la luz del Sol es la única fuente antropogénica significativa de ozono en el smog fotoquímico (Finlayson-Pitts et al., 2012):





M en la ecuación 2 es cualquier tercera molécula que se necesita para estabilizar el intermediario excitado formado a partir de O y O₂.

El rol esencial que juegan los COVs es la oxidación de NO, emitido por procesos de combustión, a NO₂, el precursor del O₃ a través de las reacciones 1 y 2.

Este rol de los COVs puede ilustrarse usando la fotooxidación atmosférica del metanol:



En la noche, en presencia de ozono y dióxido de nitrógeno, se forma el radical nitrato (NO₃⁻).



Al reaccionar con NO₃ en la noche, se produce una disminución importante en la concentración de ciertos COVs, por ejemplo, fenoles, terpenos, etc.

En los Estados Unidos, las emisiones de COVs bajaron desde 22.042 kt en 1995 a 16.202 kt en 2017 (Figura 2), mientras que las tendencias en Texas cambiaron de forma anómala: 1.766 kt en 1990 vs 1.865 kt en 2017 (Figura 3).

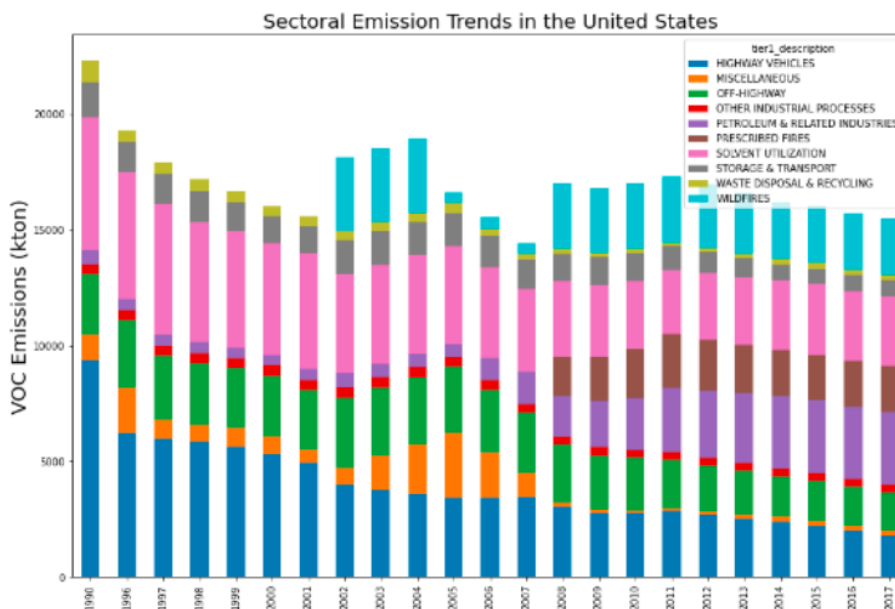


Figura 2: *Tendencia de emisiones de COVs por sector en Estados Unidos - Tomada de Liu, 2021*

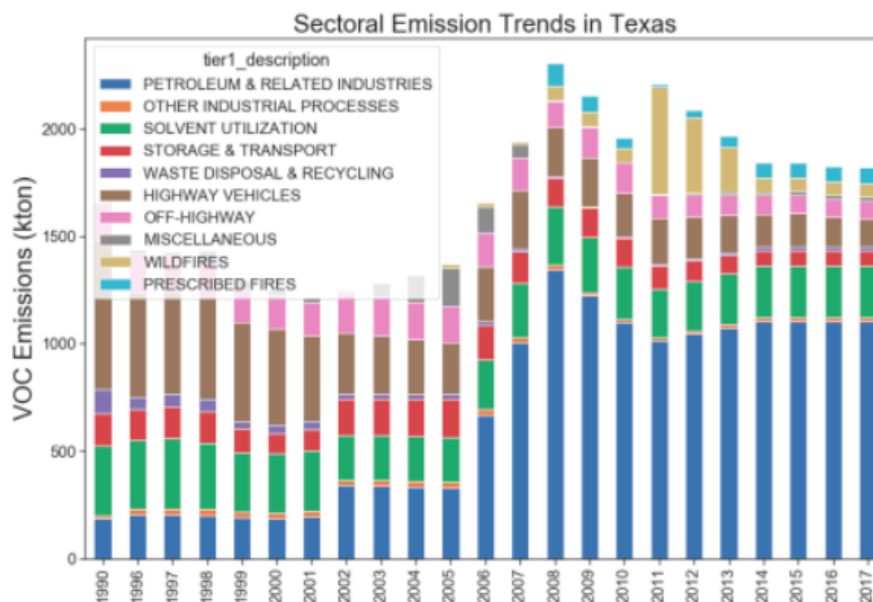


Figura 3: *Tendencia de emisiones de COVs por sector en Texas - tomada de Liu, 2021*

El estudio realizado por Liu, 2021, utiliza como base las concentraciones diarias de COVs medidas en estaciones de monitoreo de evaluación fotoquímica (PAMS por sus siglas en inglés).

Se investigaron las tendencias a largo plazo de las emisiones de COVs y las concentraciones de los sectores principales incluyendo las refinerías de petróleo y se exploró cómo ha cambiado la concentración de varios COVs de los sectores principales en las últimas dos décadas. En La Porte, Texas, se encontró que la abundancia de varios tipos de COVs (etano, propano, 1-butenos, alcanos C2-C4) es debida a las emisiones de la industria petroquímica.

A partir de los datos analizados por Liu, 2021, se encontró que se produce una tendencia estacional clara: hay un pico de concentración de COVs en enero (hemisferio Norte), mientras que las concentraciones más bajas ocurren en junio (hemisferio Norte) (figura 4). Esto se relaciona con la fuente y el tiempo de vida químico de los COVs. El tiempo de vida de los COVs es más corto en verano porque algunos tipos de COVs son más activos a mayores temperaturas y mayor intensidad de luz, lo que significa que esos COVs pueden convertirse fácilmente a otras especies intermediarias. Estos COVs presentan reacciones dependientes de la temperatura, por eso la mayoría de los COVs reaccionan para producir HOx en verano, generando menor concentración de COVs.

Desde el punto de vista antropogénico, el mayor consumo industrial de gas natural se produce en invierno, generando un pico de concentración de COVs. En verano, las mayores temperaturas e intensidad de luz parecen ser la razón principal de que las menores emisiones se produzcan en junio en el hemisferio Norte. En conjunto, la estacionalidad de las concentraciones de COVs reflejan el efecto combinado de la meteorología y las emisiones (Liu, 2021).

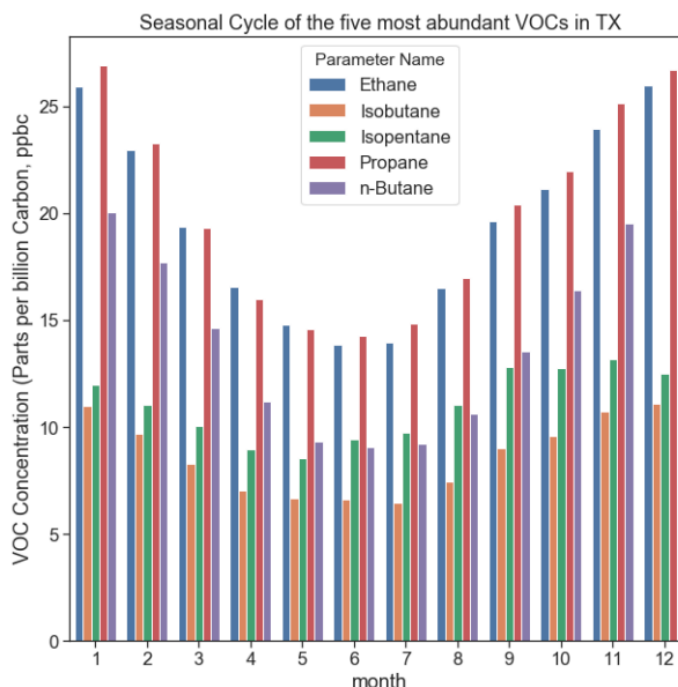


Figura 4: Ciclo estacional de los cinco COVs más abundantes en Texas (datos del hemisferio Norte, donde ocurre lo contrario que en el hemisferio Sur) – Tomada de Liu, 2021

2.2 Sustancias emitidas

2.2.1 Emisiones en refinerías

Las emisiones que se tienen en las refinerías típicamente incluyen, CO_2 , SO_2 , NO_x , CH_4 , partículas y COVs. Dentro de los COVs se incluyen diversos compuestos con distintos grupos funcionales. Incluyen hidrocarburos y otros compuestos que contienen oxígeno, cloruro, y otros elementos además de carbono e hidrógeno tales como aldehídos, éteres, alcoholes, ésteres, clorofluorocarbonados (CFC) e hidroclofluorocarbonados (HCFC). Todas las sustancias clasificadas como COVs tienen diferente comportamiento físico y químico, pero todas se caracterizan por ser volátiles (Roveda et al., 2020).

Wei et al., 2014, estudiaron las características de los COVs emitidos por las refinerías de petróleo y encontraron que el 80 % de los COVs emitidos son alcanos. Encontraron que el compuesto más abundante es el propano con una tasa de mezcla volumétrica de 15,3 %, seguido por n-butano (11 %), etano (9,6 %), iso-butano (8,4 %), n-pentano (6,6 %), iso-pentano (5,8 %) y n-hexano (4,7 %), respectivamente.

Según el trabajo presentado por O'Rourke y Connolly, 2003, las principales sustancias contaminantes del aire liberadas por las refinerías son benceno, tolueno, etil-benceno, mezcla de xilenos y n-heptano. De acuerdo a este estudio, las refinerías de los Estados Unidos son la segunda mayor fuente industrial de dióxido de azufre, la tercera mayor fuente industrial de óxidos de nitrógeno y la mayor fuente estacionaria de emisiones de COVs, produciendo más del doble de COVs que el sector que le sigue, las plantas de químicos orgánicos.

2.2.2 Emisiones en tanques de almacenamiento de hidrocarburos

En un muestreo realizado en varios tanques de una refinería (Saikomol et al., 2019) encontraron siete compuestos principales: pentano, ciclo-pentano, propano, iso-butano, ciclo-hexano, hexano y metil vinil cetona. El pentano fue el compuesto más abundante encontrado en los tanques de nafta de aviación, gasoil, petróleo crudo, slops y diesel. Las mayores concentraciones de COVs se encontraron en los tanques de fuel oil, petróleo crudo y diesel oil. Por otra parte, las concentraciones más bajas de COVs se encontraron en tanques de queroseno y gasoil. Se encontró que el 61,12 % de los COVs emitidos desde tanques son alcanos seguidos por los alquenos. La mayor contribución a la emisión de pentano (80,5 %) proviene de los tanques de petróleo crudo. La alta emisión de los tanques de crudo se asocia con la mayor cantidad de petróleo crudo almacenado en refinerías con relación a los productos destilados.

Según el documento elaborado por RTI International, 2015, los métodos para estimación de emisiones de tanques son los siguientes:

- Medición directa: La medición directa solo puede realizarse en tanques que están cubiertos y venteados hacia un dispositivo de control
- Modelado específico de cada tanque: El modelado puede ser logrado mediante ecuaciones de emisiones, tales como las presentadas en la norma AP-42 o por modelos computacionales diseñados para implementar estas ecuaciones (ej. Tanks 4.09D)
- Factores de emisión por defecto

2.2.3 Emisiones de efluentes líquidos de refinerías

Según el trabajo realizado por Malakar y Das Saha, 2015, dentro de los componentes que están presentes en los efluentes líquidos típicos de una refinería, la concentración total de COVs está constituida principalmente por: 2,2,4-Trimetilpentano, Benceno, Bifenilo, Cresoles, Cumeno, Etil-benceno, Hexano, Metil terbutil eter (MTBE), Naftaleno, Fenol, Estireno, Tolueno, Xileno, 1,3-Butadieno. Los COVs pueden pasar a la fase vapor por fenómenos tales como volatilización, descomposición biológica, adsorción, migración, descomposición fotoquímica, hidrólisis, oxidación – reducción y reacciones de los radicales hidroxilo.

2.2.4 Fugas de equipos (RTI International, 2015)

Las fugas de equipos son pequeñas fuentes de emisión que ocurren a lo largo del área de proceso de la refinería desde varios componentes de equipos y conexiones que desarrollan pérdidas que permiten el escape de los fluidos de proceso hacia la atmósfera. Las fugas se suelen identificar usando el método EPA 21 (vía un analizador de vapor orgánico) o usando técnicas ópticas, u otras técnicas de monitoreo remoto. Aunque los métodos de medición directa proveen la herramienta

más precisa para cuantificar las emisiones por fugas de equipos, prácticamente ninguna refinería ha implementado medición directa de fugas. En cambio, se puede realizar una estimación de las emisiones másicas para varios tipos de equipos utilizando ecuaciones de correlación que relacionan las emisiones másicas con las concentraciones de la fuga que son obtenidas utilizando un analizador de vapor orgánico. En ausencia de mediciones de concentración, las emisiones másicas también pueden estimarse usando el número de componentes del equipamiento y factores de emisión. Típicamente, estos procedimientos estiman las emisiones másicas de los compuestos orgánicos totales (TOC) o de los compuestos orgánicos no metano. Para estimar los COVs totales o emisiones específicas de algún componente, los flujos de proceso que se están monitoreando deben ser caracterizados al menos hasta el punto de identificar la concentración de COVs típica (RTI International, 2015).

La técnica óptica más común utiliza imágenes espectrales infrarrojas pasivas a una longitud de onda que es fuertemente absorbida por el gas de interés para producir una imagen de video en tiempo real de la pluma emitida. Aunque esta tecnología es muy útil para identificar rápida y fácilmente la presencia de fugas, aún no ha sido desarrollada para ser capaz de cuantificar las emisiones. Por tanto, debe ser combinado con otras técnicas como.

La tabla 1 resume la jerarquía de las técnicas de estimación de emisiones de fugas de equipos.

Tabla 1 – Adaptada de RTI International, 2015.

Resumen de estimación de emisiones de pérdidas de equipos

Grado	Método de determinación	Ecuaciones de correlación o factor de emisión	Datos de análisis composicional
1	Medición directa (método de embolsado y el método de muestreo de alto volumen)	No es necesario	Especiación de muestras de gases
2	Método EPA 21	Ecuación de correlación	a) Específico del proceso, concentraciones específicas del proceso
3	Método EPA 21	Factores de rangos de cribado predeterminados	b) Concentraciones promedio específicas del proceso c) Concentraciones de flujo promedio de refinería
4	Sin monitoreo; conteo de componentes específico del sitio	Factores de emisión promedio por defecto	a) Específico del proceso, concentraciones específicas del servicio
5	Sin monitoreo; recuento de componentes de proceso de modelo predeterminado	Factores de emisión promedio por defecto	b) Concentraciones promedio específicas del proceso c) Concentraciones de flujo promedio de refinería d) Composiciones del proceso por defecto

Nota: Las letras representan subniveles. Por ejemplo, el grado 2a consiste en usar la ecuación de correlación para estimar las emisiones totales de COVs y usar datos de concentraciones de fluidos específicos del proceso y de los equipos para estimar las emisiones.

2.2.4.1 Metodología grado 1 para fugas de equipos

Hay dos métodos primarios para cuantificar fugas: el método de embolsado y el método de muestreo de alto volumen. Típicamente el método EPA 21 se utilizaría para identificar inicialmente

los componentes de la fuga, y luego uno de estos métodos se utilizaría para cuantificar la tasa de emisión másica de la fuga. La medición directa de la tasa de fuga usando cualquiera de estos métodos, es precisa dentro de un rango de $\pm 15\%$ (RTI International, 2015).

Mientras que estos métodos son más precisos que otros métodos estimativos, llevan mucho tiempo y son poco prácticos para la rutina de detección del gran número de componentes de equipos presentes en una refinería. Sin embargo, algunos programas de inspección y mantenimiento usan, por ejemplo, técnicas ópticas para identificar componentes con fugas y luego utilizan muestreo de alto volumen para cuantificar el número limitado de fugas identificadas (RTI International, 2015).

2.2.4.2 Metodología grado 2 para fugas de equipos

La mayoría de los programas LDAR requieren monitoreo periódico usando el método EPA 21 para identificar componentes con fugas. La metodología preferida es usar los valores de la columna derecha de la tabla 2 para cada componente individual según se clasificó de acuerdo al método EPA 21 (U. S. Environmental Protection Agency, 2017).

Cuando se registra un valor de cero, el valor por defecto cero se utiliza en la segunda columna de la tabla. Si el instrumento de monitoreo mide concentraciones solo hasta 10.000 ppm en volumen o 100.000 ppm en volumen, son usados los valores aplicables para tasas de emisión vinculadas en la tabla 2, para estimar las emisiones.

Tabla 2 - Adaptada de RTI International, 2015.

Tasa de pérdidas de equipamiento para componentes de equipos de la industria del petróleo^a

Tipo de equipamiento (Todos los servicios)	Tasa de emisión cero por defecto (kg/h/fuente)	Tasas de emisión fijas (kg/h/fuente)		Ecuación de correlación ^b (kg/h/fuente)
		10.000 ppmv	100.000 ppmv	
Válvula	$7,8 \times 10^{-6}$	0,064	0,14	$2,29 \times 10^{-6} \times SV^{0,746}$
Bomba	$2,4 \times 10^{-5}$	0,074	0,16	$5,03 \times 10^{-5} \times SV^{0,610}$
Otro ^c	$4,0 \times 10^{-6}$	0,073	0,11	$1,36 \times 10^{-5} \times SV^{0,589}$
Conector	$7,5 \times 10^{-6}$	0,028	0,030	$1,53 \times 10^{-6} \times SV^{0,735}$
Codo	$3,1 \times 10^{-7}$	0,085	0,084	$4,61 \times 10^{-6} \times SV^{0,703}$
Línea de final abierto	$2,0 \times 10^{-6}$	0,030	0,079	$2,20 \times 10^{-6} \times SV^{0,704}$

Nota: kg/h/fuente: Kilogramos COT por hora y por fuente

^a Datos reportados en U.S. EPA, 1995b

^b SV es el valor de screening (SV, ppmv) medido por el dispositivo de monitoreo

^c El tipo de equipamiento “otro” fue desarrollado para instrumentos, brazos de carga, dispositivos de alivio de presión, cajas de relleno, venteos, compresores, brazos de palanca de descarga, diafragmas, drenajes, mirillas, medidores y rodamientos. Este tipo de equipamiento debe aplicarse para cualquier equipamiento diferente de conectores, codos, líneas de final abierto, bombas y válvulas.

2.2.4.3 Metodología grado 3 para fugas de equipos

En algunos programas antiguos LDAR, la única información recogida es si se encontró alguna fuga. Para estos programas LDAR, las fugas fueron definidas como lecturas de valores superiores a 10.000 ppmv. En estos casos, generalmente los datos disponibles son el número de componentes de cada tipo en la planta y el número de componentes de cada tipo encontrado con lecturas de COT inferiores a 10.000 ppmv y el número de componentes de cada tipo con lecturas

de COT superiores o iguales a 10.000 ppmv. La metodología de rango 3 para fugas de equipos estima la tasa de emisión usando estos datos y los factores de emisión de AP-42.

2.2.4.4 Metodologías de grado 4 y 5 para fugas de equipos

Las metodologías de grado 4 y 5 deberían utilizarse para componentes que no son continuamente monitoreados. Para refinerías, estos deben ser procesos que tienen contaminantes poco peligrosos y bajo contenido de COVs, o pueden ser tipos específicos de componentes que son clasificados como inseguros para monitorear (ej. ciertas bombas y válvulas) o que no son sujetos de monitoreo.

Para estas metodologías se utilizan factores de emisión por defecto para cada componente no controlado o no monitoreado (RTI International, 2015).

2.2.5 Fuentes de combustión estacionaria

Las refinerías de petróleo incluyen numerosas fuentes de combustión estacionaria, siendo las más comunes, hornos de proceso, calderas y motores de combustión interna. Estas fuentes de combustión son puntos de venteo que ocurren a lo largo del área de procesos de la refinería (RTI International, 2015).

El combustible primario para casi todos los hornos de proceso de las refinerías de petróleo es el fuel gas, el cual es una mezcla de gases de cabeza no condensados de las columnas de destilación y gas natural. El fuel gas es producido en una variedad de unidades de proceso de las refinerías, incluyendo unidades atmosféricas de destilación de crudo, unidades de cracking catalítico fluido, unidades de reformado catalítico y unidades de hidrocrackeo. Otros combustibles, tales como el gas natural, fuel oil y aceite residual también se utilizan (RTI International, 2015).

El Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés) ha publicado un Compendio de Metodologías de emisiones de gases de efecto invernadero para la industria del petróleo y gas natural. Contiene información sobre cómo estimar los flujos de gas de combustión y cómo estimar emisiones de varios tipos de fuentes de combustión (RTI International, 2015).

2.3 Características físicas de los emisores en refinerías

2.3.1 Principales emisores

Considerando el documento preparado por Barthe et al., 2015, las principales contribuciones a las emisiones de COVs son las emisiones de unidades de proceso, unidades de combustión, secciones de almacenamiento, secciones de carga, planta de tratamiento de efluentes y emisiones fugitivas.

Las unidades SRU (plantas de recuperación de azufre) y las fuentes fugitivas de polvo no se consideran como fuentes de emisiones de COVs, ya que su contribución a este tipo de emisiones es muy baja (Roveda et al., 2020).

En la literatura científica se encuentran estudios sobre la pérdida de COVs desde los parques de tanques de las refinerías, causadas por el manejo de tanques, su respiración, y las operaciones de carga y descarga. Por otra parte, pueden encontrarse reportes técnicos relacionados con el monitoreo de emisiones fugitivas de todas las secciones de una refinería tales como líneas presurizadas y los componentes instalados en las mismas (válvulas, bridas, saca muestras, etc.), y plantas de tratamiento de efluentes. Aunque estas son las fuentes principales de emisiones de COVs, cada una de las operaciones unitarias tales como destilación al vacío, cracking catalítico y endulzamiento, pueden contribuir en mayor o menor medida a las emisiones totales de COVs dependiendo del tiempo de operación, la configuración del proceso y la corriente que se está procesando.

La investigación realizada por Sha et al., 2022, utiliza la guía: Guidelines for the investigation of VOC pollution sources in the petrochemical industry. En este estudio las fuentes de emisión fueron agrupadas en 12 categorías incluyendo pérdidas de equipos, tanques, operaciones de carga, fuentes de combustión estacionarias, venteos de proceso, antorchas, sistemas de recolección y tratamiento de efluentes, torres de enfriamiento, arranques y paradas de unidades, operaciones fuera de régimen, el uso de solventes orgánicos y fuentes móviles. El método de contabilización fue elegido de acuerdo a la disponibilidad de datos de emisiones de las diferentes fuentes.

Este estudio concluye que las pérdidas de equipos, los tanques de almacenamiento, las operaciones de carga, los venteos de procesos, y los sistemas de tratamiento de efluentes representan más del 90 % de las emisiones de COVs totales.

También concluye que la capacidad de procesamiento de petróleo crudo no es directamente proporcional a las emisiones, sino que el nivel de emisiones depende fuertemente de los requerimientos locales y del nivel de control de emisiones de las empresas.

2.3.2 Emisiones de tanques de almacenamiento de hidrocarburos

Según el documento publicado por Barthe et al., 2015, 40 % de las emisiones totales de COVs de una refinería son provenientes de los tanques.

Más de la mitad de la superficie de las refinerías suele estar ocupada por tanques. Los tanques se utilizan para almacenar distintos tipos de productos: petróleo crudo, productos intermedios y productos finales (Invernizzi et al., 2018).

Las emisiones gaseosas generadas a partir de los tanques son debidas a pérdidas no accidentales de sustancias orgánicas volátiles desde los sellos de las instalaciones. En los casos de los tanques de techo fijo, la mayoría de las pérdidas se deben a la presencia de válvulas de liberación

de aire, mientras que en los tanques de techo flotante se deben principalmente a pérdidas por evaporación (Invernizzi et al., 2018).

2.3.2.1 Tanques de techo flotante

Los tanques de techo flotante interno emiten menos sustancias volátiles que los tanques de techo fijo, los cuales se encuentran en desuso en los países desarrollados (Carletti, Di Nicola y Passerini, 2014).

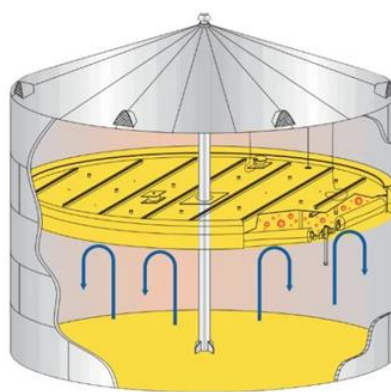


Figura 4: *Tanque de techo flotante interno*

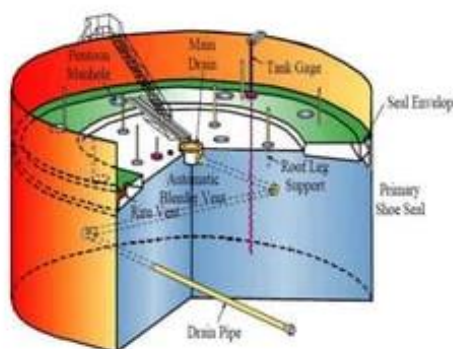


Figura 5: *Tanque de techo flotante externo*

En los tanques de techo flotante, el techo permanece sobre la superficie del líquido y se mueve junto con el líquido. Estos tanques suelen contener hidrocarburos livianos con una presión de vapor superior a 14 kPa pero inferior a 86 kPa (Barthe et al., 2015). La flotación del techo sobre

el líquido previene la formación de vapores y, por tanto, no se forman mezclas entre aire y combustible. En estos tanques también el techo cuenta con instrumentación según los requerimientos operacionales (Invernizzi et al., 2018).

De acuerdo al documento elaborado por Invernizzi et al., 2018, las pérdidas de vapor de los tanques de techo flotante son diferentes a las de los tanques de techo fijo, y están compuestas por:

- Pérdidas a través de los sellos y el equipamiento instalado en el techo.
- Pérdidas por las paredes durante el vaciado del tanque, ya que una película de líquido va quedando pegada a las paredes del tanque y su evaporación causa emisiones a la atmósfera.

Según Jackson, 2006, las pérdidas totales de tanques de techo flotante (internos y externos) son la suma de las pérdidas por el sello, pérdidas por la retracción del techo, pérdidas por los ajustes del techo y pérdidas por el acabado del techo (estas últimas se consideran solo para el caso de techos flotantes internos).

De acuerdo a Beath et al., 2020, para tanques de techo flotante, las emisiones durante la operación solo resultan de la evaporación de la película expuesta dentro de la pared del tanque cuando el techo se está moviendo hacia abajo.

Beath et al., 2020, consideran únicamente las emisiones durante la operación, mientras que Invernizzi et al, 2018, consideran además las pérdidas cuando el tanque no está operando.

Un tanque de techo flotante puede reducir un 95 % el total de emisiones respecto a las de un tanque de techo fijo (Barthe et al., 2015).

La experiencia ha demostrado que si las emisiones se calculan solo cuando los techos flotantes están bajando, o cuando los tanques de techo fijo están subiendo su nivel, éstas serán 30 % menores que si el verdadero funcionamiento hubiera sido utilizado para realizar los cálculos (Beath et al., 2020).

2.3.2.2 Tanques de techo fijo

Los tanques de techo fijo suelen utilizarse para almacenamiento de los productos más pesados, como gasoil, asfalto y fuel oil (productos de baja volatilidad y presión de vapor inferior a 14 kPa) (Barthe et al., 2015). La estructura de los tanques puede incluir diversos instrumentos en el techo (válvulas, venteos, sistemas de medición, etc.) (Invernizzi et al., 2018).

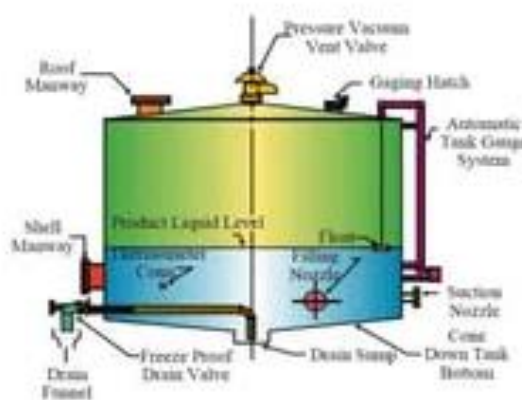


Figura 6: *Tanque de techo fijo*

Según Invernizzi et al., 2018, las emisiones gaseosas típicas de estos tanques son:

- Pérdidas durante el llenado: mientras el tanque se llena, el vapor saturado presente en el tanque sobre la fase líquida es liberado a la atmósfera.
- Pérdidas por respiración: los tanques tienen válvulas de liberación de aire para compensar las diferencias de temperatura y presión entre el día y la noche.

De manera similar, Jackson, 2006, reporta que las pérdidas totales de tanques verticales de techo fijo son la suma de:

- Pérdidas por almacenamiento: se deben a la expulsión de vapor desde el tanque por medio de la expansión y compresión del vapor, los cuales son el resultado de cambios en la temperatura y en la presión barométrica.
- Pérdidas durante la operación: corresponden a las pérdidas combinadas del llenado y el vaciado.

Ambos procesos están asociados con variaciones de presión que generan la expulsión de vapores desde el tanque (Jackson, 2006).

Según Beath et al., 2020, para tanques de techo fijo, las emisiones durante la operación ocurren cuando el tanque se está llenando porque desplaza aire que es emitida por los venteos superiores del tanque.

2.3.2.3 Comparación de emisiones entre distintos tipos de tanques

La comparación de niveles de emisión de diferentes tipos de tanques se hace comparando la relación entre la tasa de emisión y el movimiento para los diferentes tipos de tanques. Los tanques de techo flotante interno y los tanques de techo flotante externo emiten mucho menos que los tanques verticales de techo fijo. Estas observaciones pueden explicarse del siguiente modo: mientras que los tanques de techo flotante se ajustan a cualquier incremento de temperatura en el tanque por un deslizamiento hacia arriba del techo del tanque de modo de mantener la presión sin ventear vapores, los tanques de techo fijo se ajustan a un incremento de temperatura mediante liberación de vapor a la atmósfera de modo de mantener la presión en el tanque (Jackson, 2006).

2.3.2.4 Emisiones según combustible almacenado

Jackson, 2006, desarrolló un método para estimación de emisiones de COVs de tanques de almacenamiento de líquidos orgánicos utilizando el software Tanks y el modelo no estacionario Calpuff, para la estimación de valores de inmisión.

En este estudio se realizó un modelado para predecir el promedio anual de emisiones de nueve COVs de ocho diferentes sitios de tanques de almacenamiento de líquidos orgánicos, para lo cual utilizó el modelo EPA Tanks.

Los resultados de este modelado indican que en aquellos sitios en que la mayoría de los tanques son verticales con techo flotante, las emisiones son menores. A su vez observó que el mayor potencial para las emisiones totales es para los tanques de gasolina, seguidos por los de nafta jet, mientras que las menores emisiones corresponden a los tanques de fuel oil y diesel. La gasolina tiene alta presión de vapor si se compara con otros productos y por tanto mayores emisiones. El fuel oil y el diesel tienen presiones de vapor relativamente bajas y alto peso molecular, por lo que no son significativamente liberados de los tanques de almacenamiento. Los tanques de almacenamiento de gasolina contribuyen en alrededor de 89,9 % del total de emisiones mientras que los tanques de otros productos refinados contribuyen solo en 10,1 % del total de emisiones (Jackson, 2006).

En las ocho compañías consideradas en este estudio (Jackson, 2006), se estableció que los tanques de almacenamiento de gasolina contribuyen en alrededor de 87 % del total de los COVs emitidos, mientras que los tanques de otros productos refinados emiten 10 % y los tanques de petróleo crudo emiten el 3 % de los COVs totales.

3. Métodos de determinación de emisiones

3.1 Factores de emisión

La estimación de emisiones de COVs en una refinería, puede realizarse de una forma muy simple, a través de un factor de emisión único y el consumo de crudo, en los casos en que hay muy poca información disponible (Carletti et al., 2014).

Según el estudio de Chambers et al., 2008, las emisiones pueden ocurrir desde fuentes puntuales como chimeneas o venteos o de fuentes muy dispersas como drenajes, válvulas y fittings. Estas últimas son muy difíciles de medir, por lo que la práctica habitual es estimar estas emisiones, llamadas emisiones fugitivas. La estimación suele realizarse utilizando factores de emisión desarrollados por API (American Petroleum Institute) y EPA (Environmental Protection Agency).

Por ejemplo, las emisiones de COVs desde tanques son estimadas a partir de factores de emisión que se basan en el tamaño de los tanques, el tipo de sello, materiales almacenados en los tanques, la tasa de transferencia de los materiales a través de los tanques y otros parámetros (Chambers et al., 2018). Carletti et al., 2014, utilizaron factores de emisión de la EPA para estimar emisiones de COVs de refinerías. Los métodos actuales de estimación de emisiones utilizan factores de emisión, los cuales relacionan información de los procesos fácilmente disponible (tales como la producción) con las tasas máxicas de emisión utilizando características físicas y/o químicas de las sustancias que se almacenan o procesos, teniendo en cuenta las características del equipamiento y la eficiencia de los procesos. La estimación utilizando factores de emisión es una aproximación simple a un proceso complicado con múltiples variables. Los factores de emisión son utilizados en lugar de datos medidos ya que resulta demasiado caro medir todo, todo el tiempo. Sin embargo, los resultados del estudio realizado por Hoyt y Raun, 2015, indican que hay una necesidad clara de pasar periódicamente por un proceso de evaluación de la estimación de emisiones que se realiza.

3.1.1 Norma AP-42

El estudio realizado por Nelson, 2012, indica que para las estimaciones de emisiones de COVs, las refinerías de petróleo suelen utilizar los factores de emisión de la norma AP-42. Para pérdidas de COVs desde componentes de cañerías, las refinerías pueden utilizar sus programas de detección y reparación de pérdidas (LDAR por sus siglas en inglés) y bases de datos asociadas y los factores de emisión AP-42. Los factores de emisión de COVs AP-42 también existen para fuentes puntuales de emisiones de COVs incluyendo venteos de las unidades de Cracking catalítico en lecho fluido (FCCU por sus siglas en inglés), torres de enfriamiento, sistemas de purga y venteos de destilación al vacío. AP-42 también prevé cálculos detallados de emisiones para tanques de almacenamiento y operaciones de carga y descarga. Los datos de mediciones de emisiones realizadas indican que las emisiones estimadas usando factores de emisión como los encontrados en AP-42 son comparables con los resultados de medición de emisiones.

Cargaderos de camiones y barcos – Norma AP 42

Las emisiones durante la carga de camiones o barcos ocurren porque los vapores orgánicos en los tanques vacíos son desplazados hacia la atmósfera por el líquido que está siendo cargado hacia los tanques. Estos vapores son una composición de:

- 1- Vapores formados en el tanque vacío por evaporación de producto residual de cargas previas.
- 2- Vapor transferido hacia el tanque a medida que el producto es cargado.
- 3- Vapores generados en el tanque a medida que se carga el nuevo producto.

Existen varios métodos de carga: carga splash (la línea de carga se introduce solo parcialmente dentro del tanque de carga), carga sumergida mediante la cual se logra reducir significativamente la generación de vapor (existen dos métodos, en el primero la línea de carga se extiende prácticamente hasta el fondo del tanque, y en el segundo llamado carga ventral, la carga se realiza por debajo del tanque).

Las emisiones de la carga de petróleo líquido pueden estimarse (con un error probable de $\pm 30\%$) usando la siguiente expresión:

$$L_L = 12,46 \text{ SPM/T} \quad (9)$$

L_L : Pérdida por carga (lb/10³ gal)

S: factor de saturación – Depende del tipo de carga realizada y si se trata de camión o barco

P: presión de vapor del líquido que se está cargando (psia)

M: peso molecular de los vapores (lb/lb-mol)

T: temperatura del líquido (°R)

Las emisiones de operaciones de carga controladas pueden calcularse multiplicando la tasa de emisión descontrolada por el siguiente término:

$(1 - ef/100)$, siendo ef el rendimiento de captación del sistema de control de emisiones.

Las medidas para reducir las emisiones durante la carga incluyen la selección de métodos alternativos de carga y aplicación de equipamiento de recuperación de vapor (captura de los vapores orgánicos desplazados durante la carga y recuperación de los vapores mediante uso de refrigeración, absorción, adsorción y/o compresión; o combustión en una unidad de oxidación térmica, sin recuperación).

Las emisiones de la carga de petróleo crudo en barcos pueden estimarse mediante la ecuación 10:

$$C_L = C_A + C_G \quad (10)$$

C_L : Pérdida total (lb/10³ gal)

C_A : Factor de emisión a la llegada, comprendiendo los vapores en el tanque vacío antes de la carga (lb/10³ gal)

Los valores de C_A para distintas condiciones de tanques de carga, se listan en la siguiente tabla:

Tabla 3 - Adaptada de AP-42

Factores de emisión de llegada promedio, C_A , para ecuación de emisión de carga de petróleo crudo

Condición del tanque del barco o barcaza oceánica	Carga anterior	Factor de emisión de llegada (lb/10 ³ gal)
Sin limpiar	Volátil ^a	0,86
Lastrado	Volátil	0,46
Limpio o libre de gases	Volátil	0,33
En cualquier condición	No volátil	0,33

^a Las cargas volátiles son aquellas con presión de vapor superior a 10 kPa (15 psia)

C_G : Factor de emisión generado, comprendiendo la evaporación durante la carga (lb/10³ gal)

$$C_G = 1,84 (0,44P - 0,42) \text{ MG/T} \quad (11)$$

P: Presión de vapor del petróleo crudo cargado (psia)

M: Peso molecular de los vapores (lb/lb-mol)

G: factor de formación de vapor = 1,02 (adimensional)

T: Temperatura de los vapores (°R)

Tanques de almacenamiento de líquidos orgánicos

Tanques de techo fijo

Las pérdidas totales para tanques de techo fijo corresponden a la suma de las pérdidas por almacenamiento y las pérdidas durante la operación.

$$L_T = L_S + L_W \quad (12)$$

L_T : Pérdidas totales (lb/año)

L_S : Pérdidas por almacenamiento (lb/año)

L_W : Pérdidas durante la operación (lb/año)

Las pérdidas por almacenamiento de un tanque de techo fijo refieren a la pérdida de vapores en stock como resultado de la respiración del espacio de vapor del tanque.

$$L_S = 365 V_V W_V K_E K_S \quad (13)$$

V_V : Volumen del espacio de vapor (ft³)

W_V : Densidad del vapor en stock (lb/ft³)

K_E : Factor de expansión del espacio de vapor, por día

K_S : Factor de saturación del vapor venteado, adimensional

365: constante, número de eventos diarios en un año (días/año)

El volumen del espacio de vapor (V_V) se calcula utilizando la ecuación 14:

$$V_V = (\pi D^2 / 4) H_{VO} \quad (14)$$

D : Diámetro del tanque (ft)

H_{VO} : Altura del espacio de vapor (ft)

El cálculo del factor de expansión del espacio de vapor, K_E , depende de las propiedades del líquido en el tanque y las características del venteo. K_E es mayor que cero. Si K_E es menor

que cero, no ocurren pérdidas por almacenamiento. K_E representa la fracción de vapores en el espacio de vapor que son expulsados por un determinado aumento de temperatura.

$$K_E = \Delta T_V / T_{LA} + (\Delta P_V - \Delta P_B) / (P_A - P_{VA}) \quad (15)$$

ΔT_V : Promedio diario del rango de temperatura del vapor ($^{\circ}R$)

ΔP_V : Promedio diario del rango de presión del vapor (psi)

ΔP_B : Rango de seteo de la presión del venteo (psi)

P_A : Presión atmosférica (psia)

P_{VA} : Presión de vapor a la temperatura promedio diario de la superficie del líquido (psia)

T_{LA} : Temperatura promedio diario de la superficie del líquido ($^{\circ}R$)

El promedio diario del rango de temperatura del vapor se calcula para un tanque no aislado.

$$\Delta T_V = (1 - (0,8/2,2 (H_S/D) + 1,9)) \Delta T_A + (0,042 \alpha_R I + 0,026 (H_S/D) \alpha_S I) / (2,2 (H_S/D) + 1,9) \quad (16)$$

H_S : Altura de pared del tanque (ft)

D : Diámetro del tanque (ft)

ΔT_A : Promedio diario del rango de temperatura ambiente ($^{\circ}R$)

α_R : Absorbancia solar de la superficie del techo del tanque, adimensional

α_S : Absorbancia solar de la superficie de las paredes del tanque, adimensional

I : Promedio diario total del factor de insolación (BTU/ft²)

El promedio diario del rango de presión del vapor se refiere al rango de presión de vapor diario a la temperatura promedio de superficie del líquido para todo el periodo considerado.

$$\Delta P_V = P_{VX} - P_{VN} \quad (17)$$

P_{VX} : Presión de vapor a la máxima temperatura promedio diaria de la superficie del líquido (psia)

P_{VN} : Presión de vapor a la mínima temperatura promedio diaria de la superficie del líquido (psia)

$$\Delta P_B = P_{BP} - P_{BV} \quad (18)$$

P_{BP} : Presión de seteo del venteo (psig)

P_{BV} : Presión de vacío del venteo (psig)

ΔT_A refiere al rango promedio de temperatura ambiente de todo el periodo considerado.

$$\Delta T_A = T_{AX} - T_{AN} \quad (19)$$

T_{AX} : Máximo promedio diario de temperatura ambiente ($^{\circ}R$)

T_{AN} : Mínimo promedio diario de temperatura ambiente ($^{\circ}R$)

El factor de saturación del vapor venteado, K_S , se calcula según la ecuación 20:

$$K_S = 1/(1 + 0,053 P_{VA} H_{VO}) \quad (20)$$

P_{VA} : Presión de vapor a la temperatura diaria promedio de la superficie del líquido (psia)

H_{VO} : Altura del espacio de vapor (ft)

0,053: Constante (psia ft) $^{-1}$

La densidad del vapor se calcula mediante la ecuación 21:

$$W_V = M_V P_{VA} / R T_V \quad (21)$$

M_V : Peso molecular del vapor (lb/lb mol)

P_{VA} : Presión de vapor a la temperatura promedio diaria de la superficie del líquido (psia)

R : Constante del gas ideal (10.371 psia ft³ / lb mol $^{\circ}R$)

T_V : Temperatura promedio del vapor ($^{\circ}R$)

Las pérdidas por operación para tanques de techo fijo se pueden calcular del siguiente modo:

$$L_W = V_Q K_N K_P W_V K_B \quad (22)$$

V_Q : Pérdida por trabajo neto (ft³/año)

K_N : Factor de rotación (adimensional); para más de 36 rotaciones, $K_N = (180 + N)/6 N$;

para menos de 36 rotaciones, $K_N = 1$

N : número de rotaciones por año, adimensional; $N = \sum H_{Qi} / (H_{LX} - H_{LN})$

$\sum H_{Qi}$: Suma anual de los incrementos en el nivel de líquido (ft/año)

H_{LX} : Máxima altura de líquido (ft)

H_{LN} : Mínima altura de líquido (ft)

K_P : Factor de pérdidas del producto (adimensional)

W_V : Densidad del vapor (lb/ft³)

K_B : Factor de corrección del venteo, (adimensional)

Las pérdidas por trabajo neto se calculan del siguiente modo:

$$V_Q = (\sum H_{Qi}) (\pi/4) D^2 \quad (23)$$

Tanques de techo flotante

Pérdidas por almacenamiento

$$L_S = L_R + L_F + L_D \quad (24)$$

L_R : Pérdida del sello de goma (lb/año)

L_F : Pérdida de ajuste de cubierta (lb/año)

L_D : Pérdida por la costura de la cubierta (lb/año)

La pérdida del sello de goma de un tanque de techo flotante puede estimarse del siguiente modo:

$$L_R = (K_{Ra} + K_{Rb} v^n) DP^* M_V K_C \quad (25)$$

K_{Ra} : Factor velocidad de viento cero del sello de goma (lb mol/ft año)

K_{Rb} : Factor dependiente de la velocidad de viento del sello de goma (lb mol/(mph)ⁿ ft año)

v : Velocidad de viento promedio en el sitio del tanque (mph)

n: Exponente de velocidad de viento relacionado con el sello (adimensional)

P*: Función de la presión de vapor

$$P^* = (P_{VA}/P_A) / (1 + (1-(P_{VA}/P_A))^{0.5})^2 \quad (26)$$

P_{VA}: Presión de vapor a la temperatura promedio diaria de la superficie del líquido (psia)

D: Diámetro del tanque (ft)

M_V: Peso molecular promedio del vapor (lb/lb mol)

K_C: Factor de producto

Pérdidas por la cubierta

$$L_F = F_F P^* M_V K_C \quad (27)$$

F_F: Factor de pérdida por cubierta (lb mol / año) – Depende del número y tipo de acoples.

Pérdida por la costura de la cubierta

$$L_D = K_D S_D D^2 P^* M_V K_C \quad (28)$$

K_D: Pérdida por unidad de costura (lb mol / ft año)

S_D = Lcostura/Acubierta (ft/ft²)

Pérdidas por operación

$$L_W = ((0,943 Q C_S W_L) / D) (1 + N_C F_C / D) \quad (29)$$

Q: Rendimiento anual neto (bbl/año)

C_S: Factor de adherencia (bbl/1000 ft²)

W_L: Densidad promedio del líquido orgánico (lb/gal)

D: Diámetro del tanque (ft)

0,943: Constante (1000 ft³ gal/bbl²)

N_C: Número de columnas de soporte del techo (adimensional)

F_C: Diámetro efectivo de columna (ft)

Además de las pérdidas de rutina, hasta aquí descritas, la norma establece la metodología para estimación de las pérdidas por aterramiento del techo flotante, las pérdidas durante la limpieza de tanques, pérdidas intermitentes, pérdidas de tanques con espacio de vapor variable y pérdidas de tanques presurizados.

3.1.2 Experiencia de aplicación – Factores de emisión

El trabajo realizado por Roveda et al., 2020, pretende brindar una herramienta para una primera estimación de las emisiones de una refinería. En el mismo se evaluaron las emisiones reportadas por 15 refinerías europeas y se contrastaron con la producción anual, verificando la existencia de una relación lineal entre las emisiones de COVs y la producción de las plantas. Se verificó que, a mayor producción, mayor es la emisión de COVs. Una vez realizado esto, fue posible calcular un factor de emisión (188 g COV/t crudo procesado). Este factor resulta comparable con otros encontrados en la literatura, como Barthe et al., 2015 (50 a 1.000 g COV/t crudo procesado). Sin embargo, y de acuerdo a Sha et al., 2022, esta relación no es lineal, y depende de otros factores como la normativa local y el nivel de control de emisiones de cada refinería.

Un paso más allá de lo que fue este estudio sería realizar el cálculo del factor de emisión para cada uno de los procesos de las refinerías.

3.2 Métodos de medición

3.2.1 Método EPA 21

Chambers et al., 2008, utilizaron el método EPA 21 para estimar emisiones fugitivas de válvulas y fittings. Se realizaron mediciones con equipo sniffer y ecuaciones de correlación desarrolladas para estimar las tasas de pérdida.

El método EPA 21 es aplicable para la determinación de pérdidas de COVs a partir de equipos de proceso. Estas pérdidas incluyen, pero no están limitadas a válvulas, bridas y otros conectores, bombas y compresores, dispositivos de alivio de presión, drenajes de proceso, válvulas de final abierto, venteos de recipientes acumuladores, venteos del sistema de sellos de bombas y compresores y sellos de agitadores.

Se utiliza un elemento portátil para la detección de pérdidas de COVs desde fuentes individuales. No se especifica el instrumento a utilizar, pero debe cumplir con determinadas características:

- El instrumento detector de COVs debe responder a los compuestos que se están procesando. Los tipos de detectores que cumplen con este requerimiento incluyen oxidación catalítica, ionización de llama, absorción en el infrarrojo, y fotoionización.
- El instrumento debe ser capaz de medir la definición de la concentración de la fuga especificada en la reglamentación.
- La escala del instrumento debe ser legible en $\pm 2,5$ % de la definición de la concentración de la pérdida.
- El instrumento debe estar equipado con una bomba eléctrica para asegurar que el medidor es alimentado con un flujo constante.
- El instrumento debe estar equipado con una sonda que no exceda los 6,4 mm de diámetro exterior.
- El instrumento debe ser seguro de operar en atmósferas explosivas; como mínimo debe ser intrínsecamente seguro para operar en áreas clasificadas como Clase 1, División 1 y/o Clase 2, División 1.

Se pretende que este método pueda localizar y clasificar pérdidas solamente, y no debe ser usado como una medida directa como la tasa de emisión de masa desde fuentes individuales.

De acuerdo a Chambers et al., 2008, la dispersión de los resultados de este método es alta (se ha demostrado que la emisión estimada a partir del Método EPA 21 para una pérdida, puede variar en varios órdenes de magnitud de las verdaderas emisiones). En una refinería grande y compleja, la aplicación del Método EPA 21 puede ser muy cara y requerir de mucho trabajo.

3.2.2 Método Lidar

Según Chambers et al., 2008, las autoridades ambientales de Canadá han trabajado en conjunto con la industria para demostrar que el método Lidar (DIAL por sus siglas en inglés - Differential absorption light detection) es un método útil para medir directamente las emisiones fugitivas. DIAL es un método óptico basado en láser que puede medir la concentración de un gas en un punto remoto en la atmósfera. Este método puede utilizarse para realizar medidas tanto de día como de noche y permite realizar un mapeo de emisiones de instalaciones industriales.

De acuerdo a Innocenti et al., 2017, las bases de la técnica Lidar son similares a la mayoría de las técnicas ópticas espectroscópicas de camino abierto y sigue la ley de Lambert – Beer, la cual relaciona la absorción de la luz pasando a través de un gas con la concentración integral del gas en el camino de medición. La señal atmosférica de retorno medida por un sistema Lidar está dada por la ecuación Lidar, de la cual se presenta una forma simplificada (ecuación 30):

$$S_{\lambda}(r) = E_{\lambda} \frac{D_{\lambda}}{r^2} B_{\lambda}(r) \exp \left\{ -2 \int_0^r [A_{\lambda}(r) + \alpha_{\lambda} C(r)] dr \right\} \quad (30)$$

$S_{\lambda}(r)$: Señal en el detector de rango r

E_{λ} : Energía transmitida

D_λ : Constante del sistema independiente del rango

B_λ : Coeficiente de retrodispersión para la atmósfera a la longitud de onda λ ,

$C(r)$: Concentración del absorbente objetivo con coeficiente de absorción α_λ ,

$A_\lambda(r)$: Coeficiente de absorción debido a toda otra absorción atmosférica

La ecuación tiene tres componentes básicos:

- Términos atmosféricos relativos a la retrodispersión (B_λ) y absorción (A_λ) del medio dispersante
- Parámetros asociados con el sistema Lidar (E_λ y D_λ)
- El parámetro de medición dando el rango (r) y absorción ($\alpha_\lambda C$) debido a las especies objetivo

Los pares de señales Lidar activas y desactivadas se adquieren y promedian por separado hasta obtener el valor requerido. Se logra la relación señal-ruido. Las dos longitudes de onda utilizadas son elegidas de forma tal que los términos atmosféricos $A_\lambda(r)$ y $B_\lambda(r)$ en la ecuación Lidar puedan asumirse iguales para ambas longitudes de onda. Estos términos entonces se cancelan tomando la proporción de las dos señales devueltas.

La concentración total de las especies objetivo en la atmósfera a lo largo de la línea de visión medida en el rango r es:

$$CL(r) = \frac{1}{2\Delta\alpha} \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \log \frac{P_{ON,i}}{P_{OFF,i}} \quad (31)$$

Donde N es el número de pares de pulsos promediados, $\Delta\alpha = \alpha_{\lambda OFF} - \alpha_{\lambda ON}$ es el coeficiente de absorción diferencial para las especies objetivo y P representa la señal recibida luego de la normalización de las energías transmitidas ($P_\lambda = S_\lambda/E_\lambda$).

La figura 7 muestra la configuración del sistema Lidar y la figura 8 muestra esquemáticamente cómo la tasa de emisión se calcula combinando la concentración Lidar y las mediciones del vector viento.

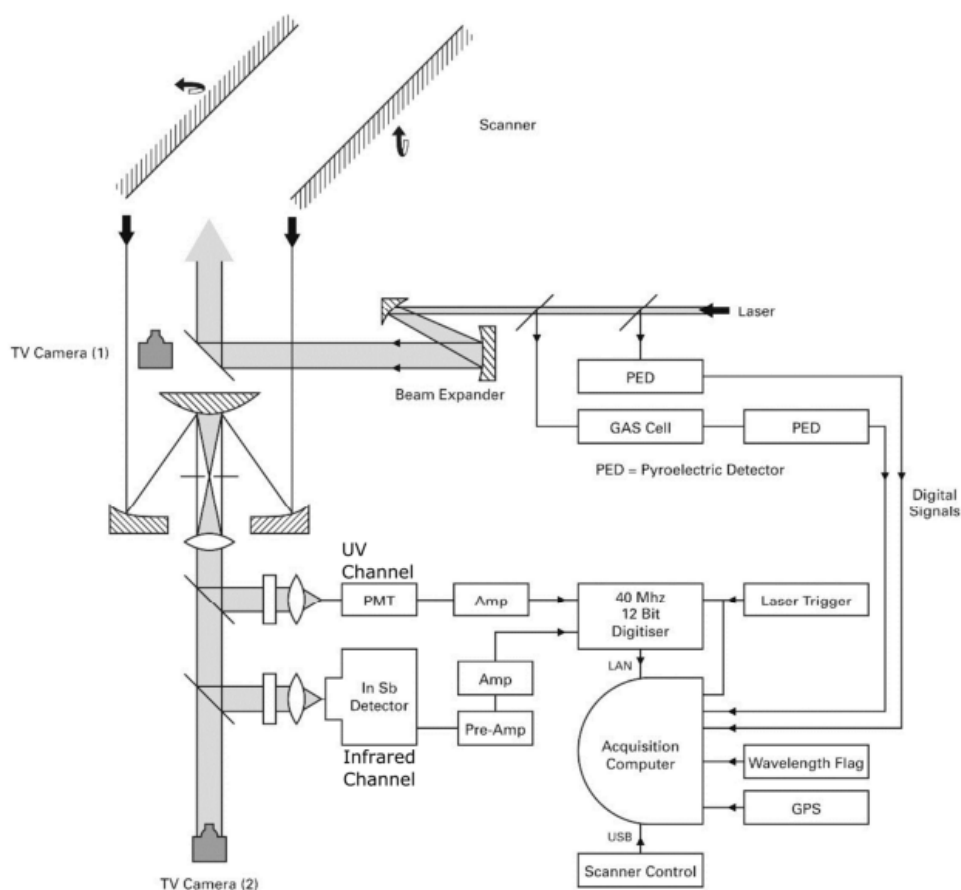


Figura 7: Diagrama del sistema Lidar - Tomada de Innocenti et al., 2017

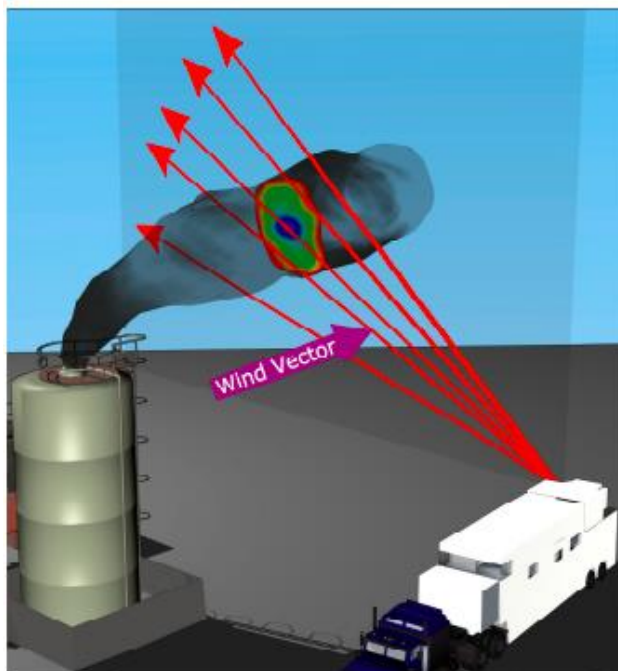


Figura 8: Vista esquemática de cómo la tasa de emisión es calculada combinando la concentración LIDAR y las mediciones del vector viento. Tomada de Innocenti et al., 2017

3.2.2.1 Experiencia de aplicación - LIDAR

A partir de las mediciones realizadas con LIDAR, Chambers et al., 2008, concluyen que los tanques de almacenamiento de una refinería son los responsables por aproximadamente 50 % de las emisiones de hidrocarburos C2+ y más del 60% de las emisiones de benceno de la refinería.

Las medidas realizadas en Europa indican que las emisiones de los tanques pueden variar significativamente dependiendo del tamaño y diseño del tanque, las propiedades del líquido, el mantenimiento del tanque, el nivel del tanque, la velocidad del viento (ver figura 9 y tabla 4), y si el tanque se está llenando, está estable o se está vaciando. La mayor emisión de hidrocarburos registrada en un tanque en Canadá fue de 92 kg/h, cuando la mayoría de las emisiones de tanques individuales se encuentran por debajo de 40 kg/h. Existe una dependencia importante de las

emisiones con la velocidad de viento. Si los tanques se encontraran en una zona reparada, no se observaría esta dependencia.

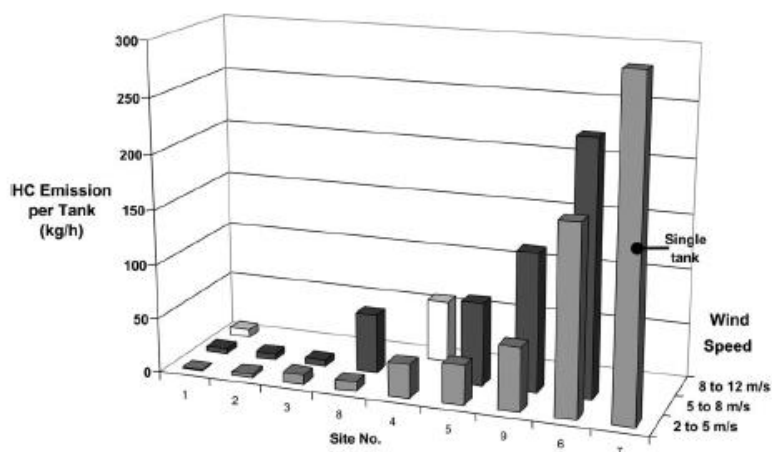


Figura 9: La figura muestra el incremento de emisiones desde tanques de techo flotante con el aumento de la velocidad del viento - Tomada de Chambers et al., 2008

Las mediciones con Lidar se realizaron posicionando el camión a aproximadamente 50 metros del área más cercana a ser medida y aproximadamente ortogonal con la dirección del viento. Los rayos láser fueron dirigidos a lo largo de un plano a favor del viento de las áreas objetivo y escaneados hacia arriba para abarcar la pluma de emisión completa del área objetivo. Los perfiles de concentración medidos en toda la pluma, la información de velocidad y dirección de viento, y el peso molecular del gas medido fueron combinados para calcular una tasa de emisión másica para cada scan. Cada uno de los scan requirió entre 5 a 7 minutos de tiempo de recolección de datos. Para la mayoría de los scans, los sistemas Lidar, IR y UV fueron operados en forma simultánea para adquirir datos de dos especies de gases o mezclas durante cada scan (Chambers et al., 2008).

Las mediciones realizadas anteriormente han demostrado que las emisiones de áreas industriales de petróleo y gas pueden variar en respuesta a cambios operacionales y/o

meteorológicos. Por esta razón, el procedimiento adoptado por Chambers et. al, 2008, fue medir cada área objetivo por 2 o 3 horas y volver al área al menos en una ocasión más en un día diferente. Esto era un indicador de la estabilidad de las emisiones de un área y del impacto de los cambios operacionales y meteorológicos.

Un componente importante de las mediciones Lidar es la resta de las concentraciones de fondo presentes. La concentración de fondo de CH₄ fue determinada en el sitio midiendo en “aire limpio” por encima de la línea de medición o contra el viento (Chambers et al. 2008).

En la Figura 10 se muestra en forma esquemática cómo se aplica el método Lidar para medir emisiones de hidrocarburos de un set de tanques.

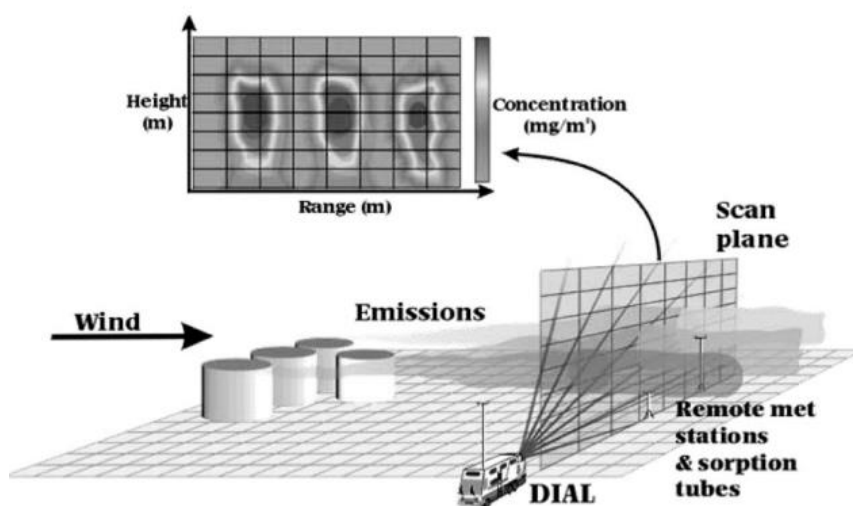


Figura 10: Esquema de medición de emisiones usando Lidar - Tomada de Chambers et al., 2008

Tabla 4 – Adaptada de Chambers et al., 2008

Efecto de la velocidad del viento sobre las emisiones de un grupo de 11 tanques.

Velocidad de viento	Emisiones de C ₂ + (Kg/h)	Emisiones de Benceno (Kg/h)
Viento bajo (7 – 15 Km/h)	71,6	0,3
Viento fuerte (24 – 34 Km/h)	284	1,3

3.2.3 LDAR (Leak Detection and Repair)

La aplicación de este método, de acuerdo a lo indicado por Ravikumar et al., 2020, implica realizar el examen de cada componente y equipamiento en sitio usando una cámara infrarroja (ej.: FLIR GF 320). Por otra parte, se deben registrar los detalles de cada pérdida encontrada (ubicación, tipo de pérdida, y otros parámetros relevantes) y colocar un tag al componente con pérdida para identificación. Inmediatamente se notifica al gerente de la instalación sobre las pérdidas que representan un riesgo para la vida o la propiedad.

En una segunda etapa, se cuantifica el flujo volumétrico de las pérdidas usando un muestreador Bacharach de alto flujo. Las pérdidas inaccesibles o que plantean problemas de seguridad no se cuantifican, sino que pueden ser estimadas usando valores de la literatura (Ravikumar et al., 2020).

Finalmente, se provee al operador de las instalaciones de reportes que detallan la ubicación de las pérdidas, tasas de emisión cuantificadas, así como de fotos y videos de cada pérdida. Luego de realizadas las reparaciones, se evalúan los cambios en las emisiones (Ravikumar et al., 2020).

De acuerdo a Ravikumar et al., 2020, el límite de detección de las cámaras FLIR varía con las condiciones meteorológicas, temperatura del equipamiento, la experiencia del operador y la distancia de la imagen. Para tener en cuenta los cambios en el clima, la cámara FLIR se verifica cualitativamente todos los días antes de comenzar las mediciones usando un estándar de propano a un flujo de 50 – 60 g/h desde un orificio de ¼ pulgada, con un fondo a temperatura ambiente (equipamiento o pared). La distancia a la cual esta “pérdida estándar” es observada se setea como la máxima distancia de imagen para ese día. Este procedimiento de calibración apunta a reducir la variabilidad en el límite de detección de la cámara con condiciones meteorológicas cambiantes y a asegurar que los datos a lo largo de varios días son más comparables.

3.2.3.1 Experiencia de aplicación – LDAR

Ke et al., 2020, analizaron y compararon la aplicación del programa LDAR en cuatro refinерías de petróleo y seis unidades de procesamiento típicas en esas refinерías. Los resultados del estudio mostraron que los componentes más comunes (más del 99 %), son los conectores sin bridas, las bridas, las válvulas y las líneas de final abierto. Los que representan más de la mitad son los conectores sin bridas. Se encontró que alrededor de 0,2 % a 0,4 % de todos los componentes tenían pérdidas y emitían hasta el 91,8 % de COVs, especialmente las válvulas con pérdidas y las líneas de final abierto. Más del 88,5 % de las emisiones de COVs fueron de componentes con pérdidas importantes. Las emisiones de COVs se redujeron entre 42 % y 57 % reparando entre 42 % y 81 % de los componentes con pérdidas. Además, el 90 % de la reducción de emisiones se consiguió reparando los componentes con pérdidas importantes. Por otra parte, bajo la misma capacidad de procesamiento, la unidad fraccionadora de gas y el reforming catalítico continuo tienen un mayor número de componentes, componentes con pérdidas y emisiones de COVs que las otras cuatro unidades.

Los programas LDAR (Leak Detection And Repair) han sido ampliamente utilizados para controlar las emisiones de COVs a partir de pérdidas del equipamiento. Los países desarrollados como Estados Unidos, la Unión Europea y Canadá han implementado el programa LDAR para control de emisiones de COVs desde 1980 y alcanzaron resultados significativos (63 % de reducción de emisiones en refinерías de petróleo).

El trabajo realizado por Ke et al., 2020, encontró que las emisiones más importantes de COVs de los componentes del equipamiento están asociadas a válvulas, bridas, conectores sin brida, y finales de líneas abiertos. Las válvulas emiten una cantidad relativamente alta de COVs (aproximadamente aportan el 43 %) aunque representan una baja proporción del total de componentes (15 %). En contraste, los conectores sin brida tienen la mayor proporción del total de

componentes (55 %) y emiten una cantidad relativamente pequeña de COVs (aproximadamente 11 %). El número de componentes y las emisiones de COVs de componentes con pérdidas tienen una distribución similar, en la cual las válvulas con pérdidas, líneas con final abierto y las bridas emiten una cantidad alta de COVs (45,4 %, 29,8 % y 18,6 % respectivamente). Adicionalmente, las distribuciones de emisiones de COVs del total de componentes y de los componentes con pérdidas son similares. Este fenómeno, por otra parte, verifica que los COVs son principalmente emitidos por los componentes con pérdidas. Además, el 96,4 % de los COVs de componentes con pérdidas fueron emitidos por componentes con altas pérdidas. Los resultados demuestran que la manera inicial para control de emisiones de COVs es desarrollar un monitoreo efectivo y un programa de mantenimiento para detectar el pequeño porcentaje de componentes con altas pérdidas, de modo de poder programar las reparaciones.

Ke et al., 2020, consideraron seis unidades de procesamiento típicas de las refinerías de petróleo: destilación atmosférica y al vacío, unidad de Cracking catalítico, reformado catalítico continuo, unidad de hidro-tratamiento de gasolina, unidad de hidro-tratamiento de diésel y unidad de fraccionamiento de gas. Se encontró que la unidad de fraccionamiento de gas y el reformado catalítico continuo tienen una mayor cantidad promedio de componentes, componentes con pérdidas y emisiones de COVs considerando la misma capacidad de procesamiento. Las otras cuatro unidades tienen los mismos niveles. La unidad de fraccionamiento de gas produce propano, butano, propileno, y mezcla de C4, los cuales tienen alta volatilidad. La unidad de reforming catalítico continuo es utilizada para reorganizar la estructura de las moléculas de petróleo y producir aromáticos (principalmente benceno, tolueno y dimetilbenceno) los cuales presentan alta volatilidad.

3.2.4 SOF (Solar Ocultation Flux)

A partir de diferentes proyectos de investigación, se ha desarrollado el método SOF, el cual puede utilizarse para cuantificar emisiones fugitivas. En lugar de pulsos láser, se utiliza el sol como fuente de luz. El método SOF es más económico y más rápido que la técnica Lidar y es más fácil de automatizar (Mellqvist et al., 2006).

Este método está basado en el registro de espectros infrarrojos de banda ancha del sol con un espectrómetro infrarrojo (FTIR) que está conectado a un rastreador solar. Este último es un espejo que rastrea el sol y refleja la luz en el espectrómetro independientemente de su posición. A partir del espectro solar es posible recuperar la concentración integrada en la trayectoria (moléculas/cm²) entre el Sol y el espectrómetro (Samuelsson et al., 2006).

El equipo de medición puede ser montado sobre un vehículo y para obtener la emisión de gases desde una fuente, el vehículo se dirige de tal manera que la luz solar detectada pase a través de la pluma de emisión. Para calcular la emisión de gases, también se requiere la dirección y velocidad de viento, y estos parámetros suelen medirse en mástiles o torres elevadas.

En la figura 11 se muestra una gráfica 3D de una medición SOF. Las líneas verticales rojas corresponden a las líneas solares. Los colores entre las líneas solares (azul a rojo) corresponden a la concentración integrada de alcanos (azul es baja concentración mientras que verde y roja son más altas). Los vectores de viento se muestran como líneas verdes horizontales que apuntan hacia la superficie de medición (Mellqvist et al., 2006).

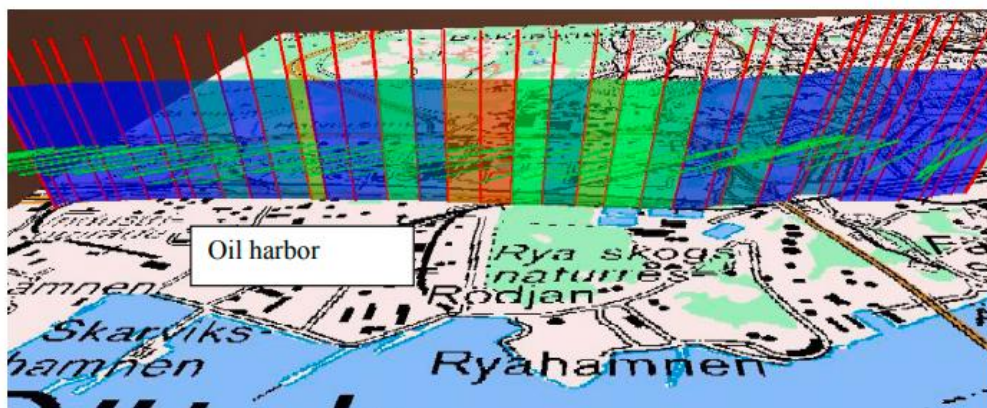


Figura 11: Gráfica 3D de medición SOF en una bahía petrolera. Tomada de Mellqvist et al., 2006

Con el método SOF pueden medirse un gran número de especies tales como aldehídos, etileno, CO, óxidos de etileno, HF, HCl, metano, NO₂, SO₂, propano, propileno, terpenos y cloruro de vinilo. La recuperación se basa en usar análisis multivariado, ajustando los espectros de calibración que han sido medidos en laboratorio a los espectros medidos por el método SOF.

3.2.4.1 Experiencia de aplicación – SOF

En la figura 12 se muestra una medición realizada a favor del viento en una refinería, como parte de un proyecto de medición realizado entre 2002 y 2004, en tres refinerías y una bahía petrolera en Suecia (Mellqvist et al., 2006). La cantidad de especies de alcano recuperadas en la luz solar se indica por la escala de color donde el rojo corresponde a los valores máximos (60 mg/m² en este caso). Las líneas apuntan hacia la dirección el viento, es decir hacia una fuente potencial. Se puede ver que hay varias plumas, interpretadas como emisiones que se originan del parque de tanques (izquierda) y procesos combinados y componentes del área del parque de tanques (derecha). También se puede ver la pluma del tratamiento de efluentes entre las dos plumas grandes. Usualmente entre 5 y 10 mediciones individuales son promediadas en un día de modo de obtener un valor de emisión con suficiente precisión (20-30 %).

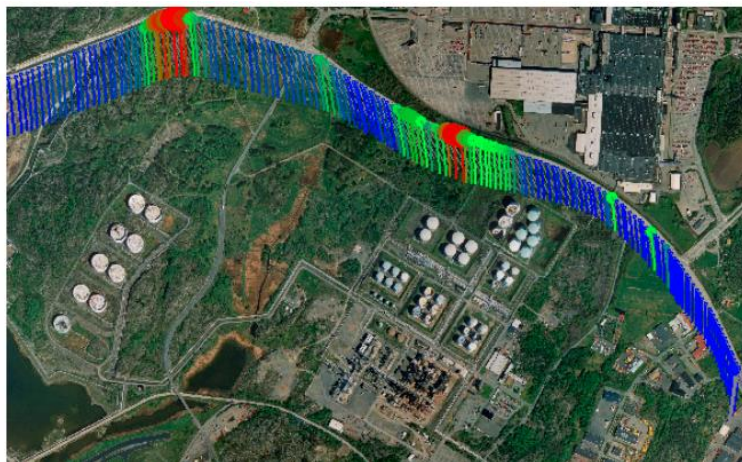


Figura 12: Medición de COVs en una refinería usando el método SOF - Tomada de Samuelsson et al., 2006

En la Figura 13 se muestran los valores medidos de emisión de alcanos desde la refinería de la Figura 12 obtenidos a lo largo de varios años (Mellqvist et al., 2006).

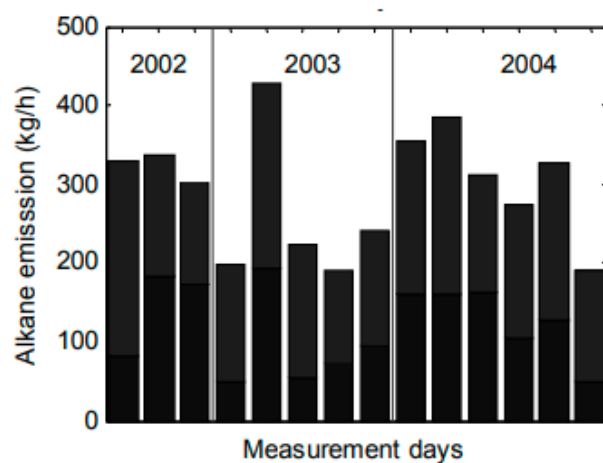


Figura 13: Emisiones totales de COVs (promedios diarios) de la refinería mostrada en la figura 12 a lo largo de varios años. Tomada de Samuelsson et al., 2006

La variabilidad de las emisiones totales se cree que puede ser causada por cambios en los procesos dentro de la refinería y en parte por variaciones en los parámetros de medición (posición del SOF y medición de viento). Las mediciones en otras refinerías muestran en algunos casos menos variabilidad y en otros casos mucho mayor variabilidad, esto último provocado por cambios en los procesos o en las escalas de tiempo utilizadas. Los resultados del proyecto de medición muestran que en promedio 0,06 % del crudo procesado se pierde a la atmósfera, y la mayoría de esas emisiones son en forma de alcanos (98,5 %) (Samuelsson et al., 2006).

Este método puede ser usado para medir cerca de las fuentes, tales como antorchas, áreas de tanques de crudo, áreas de tratamiento de efluentes, carga de barcos, etc. Las mediciones que se realizan cerca de las fuentes, usualmente se asocian con incertidumbres elevadas (superiores al 30 %) debido a que el campo de viento está más perturbado. En general, las emisiones son sobreestimadas, pero esto depende de la situación particular de la medición y aplica para el caso de tanques de almacenamiento. Como primera medida, se debe asumir que la sobreestimación es aproximadamente la misma para todas las fuentes de área cuando se realizan mediciones cercanas a la fuente y esto hace posible obtener valores de emisión relativos. Por ejemplo, los resultados del proyecto mostraron que, del total del gas emitido, el 26 % se origina en el proceso, 31 % en los tanques de crudo, 32 % en los tanques de productos, 8 % de la planta de tratamiento de efluentes y 2 % del transporte y actividades relacionadas (Samuelsson et al., 2006).

3.3 Softwares

3.3.1 Software EPA Tanks

La EPA recomienda la utilización del software Tanks 4.09d para determinar las emisiones de COVs desde los tanques, lo cual no es suficiente para determinar las emisiones de olor (Chambers et al., 2008)

En este software las ecuaciones para estimación de emisiones han sido desarrolladas por el American Petroleum Institute (API). El software ha sido diseñado para estimar las emisiones al aire desde tanques de almacenamiento de líquidos orgánicos y se basa en los procedimientos de estimación de emisiones del Capítulo 7 de la norma EPA AP-42 (Ashrafi et al., 2012).

En el documento elaborado por Ashrafi et al., 2012, se indica que Tanks 4.0 requiere de información específica sobre los tanques de almacenamiento en varias secciones. La sección de características físicas varía dependiendo del tipo de tanque. Para tanques de techo flotante externo se requiere información constructiva (diámetro, volumen de trabajo, rotación de existencias por año, condición del recubrimiento interno, condición de la pintura), tipo de techo, si es soldado o ribeteado, tipo de sello primario y secundario. Para tanques verticales de techo fijo se requiere información constructiva (altura del revestimiento, diámetro), altura de líquido máxima y promedio, volumen de trabajo, rotación de existencias por año. También se requiere el color y condición del recubrimiento, las características del techo (color y condición, forma, altura, pendiente y radio), ajuste de vacío y ajuste de presión. En la sección sobre información del sitio, debe seleccionarse la ubicación de cada tanque. Por otra parte, debe introducirse información meteorológica: promedio anual de temperatura ambiente, máximo diario de temperatura ambiente, factor de insolación y velocidad de viento promedio. En la sección de información sobre el líquido, debe ingresarse el nombre químico, la categoría química (crudo, destilados de petróleo, líquidos

orgánicos), la densidad del líquido a 60°F, el peso molecular del líquido, el peso molecular del vapor y la presión de vapor a siete diferentes temperaturas entre 40 y 100°F.

3.3.1.1 Experiencia de aplicación – EPA Tanks

Kocak (2022) realizó un estudio con el objetivo de desarrollar un modelo para cuantificar la emisión de COVs causada por tanques de crudo en un parque de tanques. La cuantificación de contaminación por COVs se realizó en tres partes principales: estimación de emisiones, estimación de concentraciones en aire y evaluación del funcionamiento del modelo utilizado (EPA Tanks 4.09d). Las tasas de emisión estimadas se utilizaron como entrada para simular la dispersión de contaminantes. Se seleccionó un método de muestreo pasivo para realizar mediciones de COVs. Por último, para realizar la evaluación del modelo, las concentraciones medidas de COVs en aire se compararon con las modeladas. Se encontró que los resultados de las mediciones del muestreo pasivo de COVs concordaban estadísticamente con los hallazgos del estudio (resultados del modelado).

3.3.2 Software Water9

El software Water9 fue desarrollado por la EPA para la estimación de COVs en fase vapor en plantas de tratamiento de efluentes. El modelo se basa en las ecuaciones del documento EPA “AIR EMISSIONS MODELS FOR WASTE AND WASTEWATER”.

Los pasos que involucra el cálculo utilizando este software son: identificación y selección de compuestos, especificación de los parámetros de operación de la planta de tratamiento de efluentes, generación de la predicción de emisiones de COVs. Este modelo requiere que se ingresen los siguientes parámetros: concentración de COVs en los efluentes, caudal de efluentes y datos de las unidades que pueden emitir COVs. Para el cálculo de la emisión de COVs se consideran las unidades de la planta de tratamiento de efluentes en las que hay presencia de hidrocarburos tales

como piletas API, plantas DAF, tanques de mezcla, tanques de homogenización, separador de placas, piletas de recolección de slop y tanques de slop (Malakar y das Saha, 2015).

3.3.3 RP-VOC

En el documento elaborado por Beath et al., 2020, se describe la herramienta RP-VOC. Esta consiste de dos módulos para estimar emisiones de COVs de componentes de cañerías individuales y tanques de almacenamiento, los cuales son las mayores fuentes de emisión de COVs dentro de una refinería.

El módulo de emisiones de tanques de almacenamiento se basa en la Compilación de factores de emisiones al aire AP-42. La herramienta para emisiones de componentes de cañerías consolida métodos recomendados por EPA1 e información recabada de fuentes de producción desarrollada por TCEQ (Texas Commission on Environmental Quality).

Para la estimación precisa de las emisiones de tanques de almacenamiento se requiere especificar la presión de vapor del producto almacenado y el peso molecular del vapor. A su vez se requiere disponer de los datos meteorológicos, de las características físicas de los tanques, información de los productos almacenados y de la información sobre movimientos de los tanques.

La herramienta para cálculo de emisiones por pérdidas de componentes de cañerías opera bajo la premisa de que estas emisiones pueden calcularse multiplicando el número de cada componente por un factor de emisión. El factor de emisión se ajusta según el esfuerzo realizado para controlar las emisiones a través de varios programas LDAR (Leak detection and repair). Estos programas de control especifican la realización de monitoreo periódico utilizando un dispositivo de fotoionización, y para pérdidas que exceden determinados límites, especifican las acciones de mantenimiento que se requieren para reducir las emisiones medidas por debajo de los límites. Las reparaciones a realizar incluyen ajustes de empaques de sellos, revisión de equipos, y en casos

extremos, reemplazo de equipos. Los componentes de cañerías consisten en válvulas, bridas, bombas, finales de líneas abiertos, drenajes y otros menos numerosos. Se están testeando técnicas más innovadoras de monitoreo y son permitidas en algunos casos (ej.: cámaras infrarrojas), pero los factores actuales no proveen estimaciones para estos enfoques. Las estimaciones de emisiones están divididas entre compuestos orgánicos volátiles livianos y pesados porque los componentes livianos tendrán monitoreo periódico mientras que los pesados, no (Beath et al., 2020).

3.4 Balances de masa

Para calcular las emisiones del tratamiento de efluentes, se pueden tomar los datos promedio del caudal de efluente tratado, el contenido de hidrocarburos del afluente y efluente de la línea de tratamiento y el volumen de hidrocarburo recuperado en cada línea de tratamiento.

Las emisiones de hidrocarburos corresponden a la resta del total de hidrocarburos que ingresa a cada línea de tratamiento menos el hidrocarburo que se recupera para reproceso y el hidrocarburo que se termina descargando con el efluente.

Para realizar un cálculo más preciso se requiere del registro de la cantidad de hidrocarburo recuperado por cada línea de tratamiento (Tartan Engineering y Millenium EMS Solutions Ltd., 2009).

3.5 Comparación entre distintos métodos

3.5.1 Comparación de medición de emisiones (Lidar) con cálculos a partir de factores de emisión

El estudio realizado por Hoyt y Raun, 2015, compara medición de emisiones de benceno y otros COVs de fuentes puntuales de una refinería y un complejo químico con factores de emisión para los procesos específicos. El método utilizado de medición fue el Lidar. Este método fue

seleccionado por haber sido ampliamente utilizado en Europa y ha demostrado ser una forma de medición confiable. A su vez este método permite realizar mediciones aguas arriba y aguas abajo de las emisiones, sin necesidad de mover el equipamiento de medición.

Las estimaciones con factores de emisión para áreas de proceso incluyen la suma de todas las fuentes del área (tanques, antorchas, emisiones fugitivas, torre de enfriamiento), y se usaron las metodologías aprobadas por EPA y los promedios mensuales de temperatura ambiente para el mes en que se hicieron las mediciones con Lidar.

Las emisiones de los tanques en las áreas de proceso se calcularon usando el software Tanks 4.0 de EPA. Las emisiones de las antorchas se basaron en mediciones de caudal y composición del gas enviado a la antorcha durante las mediciones con Lidar, asumiendo una eficiencia de combustión de 98 %. Las emisiones fugitivas se estimaron usando datos de monitoreo de pérdidas tomados a partir de un software de registro de datos. Las emisiones de la torre de enfriamiento fueron basadas en los datos de concentración del agua de ingreso y salida. Los factores de emisión de aguas residuales fueron calculados con factores de protocolos aprobados por EPA para aguas residuales que consideran las características físicas del equipamiento, flujos, temperaturas y datos de composición. La estimación del factor de emisión para cada conjunto de tanques es la suma de las estimaciones individuales para cada tanque. La estimación del factor de emisión para cada tanque usó el método EPA Tanks 4.0, incluyendo características físicas, temperaturas de almacenamiento y datos de movimientos de los tanques. Las estimaciones de las presiones de vapor fueron basadas en la temperatura máxima de almacenamiento para cada periodo de mediciones con Lidar, y los factores externos de absorción solar fueron obtenidos con EPA Tanks 4.0. Las estimaciones de factores de emisión de tanques de techo fijo tuvieron en cuenta las pérdidas por respiración. Las estimaciones para tanques de techo flotante tuvieron en cuenta las pérdidas a través de los sellos y fittings.

Las estimaciones realizadas con factores de emisión fueron comparadas contra las mediciones realizadas.

Para el caso del benceno las emisiones medidas son estadísticamente mayores que las estimaciones usando factores de emisión en tres áreas de proceso (entre 4,4 y 448 veces superiores que las estimaciones dependiendo del área de proceso).

En cuanto a los COVs, las emisiones medidas son entre 1,15 y 145,3 veces superiores que las emisiones estimadas, dependiendo del área de proceso. La mayor diferencia se encontró en las emisiones de las aguas residuales.

Las diferencias elevadas (448 veces y 145,3 veces para benceno y COVs respectivamente) están asociadas a la existencia de pérdidas mientras que las diferencias más pequeñas (4,4 veces y 1,15 veces para benceno y COVs respectivamente) están asociadas a la tecnología de diseño de los tanques, por ejemplo.

3.5.2 Comparación entre estimación de emisiones usando EPA Tanks y pérdidas anuales determinadas por refinerías

En el estudio realizado por Jackson (2006), se presenta una comparación entre la emisión atmosférica anual predicha por el modelo EPA Tanks (“This study” en la figura 14) y las pérdidas anuales determinadas por las compañías (“Owner” en la figura 14) mediante medición de los niveles de productos en los tanques.

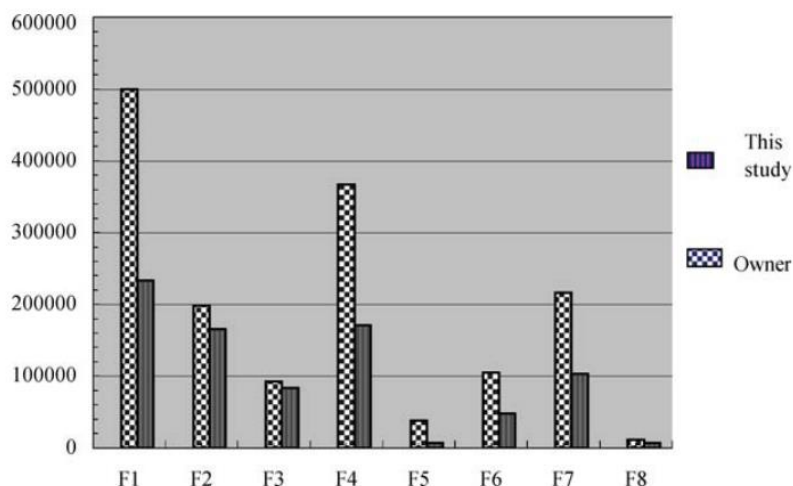


Figura 14: Comparación de las emisiones atmosféricas calculadas por el modelo con las pérdidas totales estimadas por las compañías (F1 a F8). Tomada de Jackson, 2006

En todos los casos las emisiones atmosféricas calculadas corresponden a valores entre el 25 % y 85 % de las pérdidas totales estimadas por las compañías.

Los altos porcentajes de emisiones atmosféricas calculadas por el modelo observados para F2 y F3, indican que las pérdidas por emisiones atmosféricas contribuyen de forma significativa a las pérdidas totales y por tanto los esfuerzos por minimizar pérdidas deberían dirigirse hacia la reducción de las emisiones atmosféricas. Para el resto de las compañías con bajos porcentajes de emisiones atmosféricas calculadas por el modelo, es posible que haya otras pérdidas más allá de las emisiones atmosféricas. Una posible vía para identificar el origen de las pérdidas es buscar pérdidas de líquido de los tanques de almacenamiento y trasiegos ilegales de los productos almacenados (ej. robos). Por tanto, en estos casos es importante que los esfuerzos para prevención de pérdidas se dirijan no solo a reducir las emisiones atmosféricas, sino también a prevenir pérdidas del líquido almacenado y evitar trasiegos ilegales (Jackson, 2006).

La figura 15 muestra que hay una buena relación lineal entre las emisiones determinadas por el modelo y las pérdidas totales estimadas por las compañías con un coeficiente de regresión lineal de 0,86. El total de pérdidas estimadas por las compañías es del orden del doble de las emisiones atmosféricas que predice el modelo.

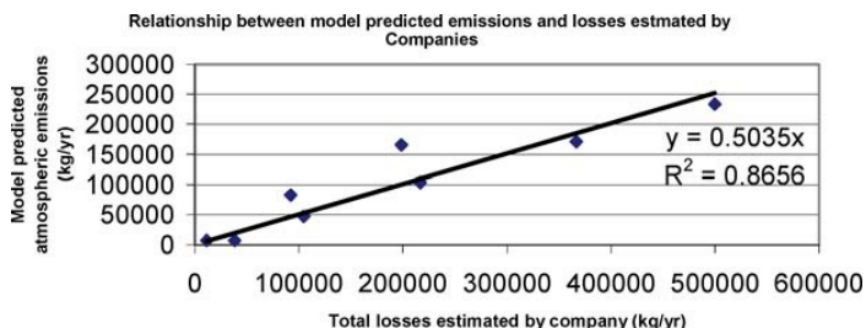


Figura 15: *Relación entre las emisiones predichas por el modelo y las pérdidas estimadas por las compañías - Tomada de Jackson, 2006*

3.5.3 Comparación entre resultados de Lidar, cálculos a partir de ecuaciones

AP-42 y mediciones de flujo

CONCAWE, la organización de industrias del petróleo europea para el ambiente, la salud y la seguridad, llevó a cabo un estudio en 2008 para comparar factores obtenidos a partir de técnicas ópticas (OGI – Optical Gas Imaging) tales como mediciones Lidar con mediciones de flujo y las ecuaciones AP-42 para realizar estimaciones anuales de emisiones. El estudio mostró que las mediciones Lidar eran levemente menores que las mediciones de flujo de CONCAWE, y que las ecuaciones AP-42 se podían comparar bien con las mediciones de flujo realizadas, considerando los datos horarios. En este estudio también se notó que las mediciones OGI solo pueden proporcionar medición de emisión de corto plazo y que el uso para estimación anual de emisiones

puede llevar a grandes errores debido a la variación temporal de las emisiones de las refinerías (Nelson, 2012).

3.5.4 Comparación entre mediciones con Lidar y estimaciones con factores de emisión

En las mismas instalaciones en las que se realizaron mediciones con Lidar, se hicieron estimaciones de las emisiones según las siguientes categorías y métodos (Chambers et al., 2018):

- Emisiones puntuales: combinación de mediciones directas con monitores instalados en las chimeneas, mediciones periódicas en chimeneas, y factores de emisión adecuados para fuentes de combustión.
- Almacenamiento: estimación de emisiones de los tanques de almacenamiento basadas en los procedimientos de EPA Tanks.
- Emisiones fugitivas: basado en el método EPA 21
- Derrames: volúmenes calculados de pérdidas incidentales
- Otras fuentes no puntuales: no se reportaron emisiones en esta categoría

Para poder realizar comparaciones entre las emisiones fugitivas horarias medidas con Lidar y las emisiones fugitivas totales anuales, fue necesario dividir estas últimas entre el número de horas de operación en un año usando las siguientes asunciones:

- La refinería operó de continuo a capacidad total por 48 semanas del año (8064 horas).
- Las emisiones de hidrocarburos C2+ medidos por Lidar representan las emisiones de COVs
- No hubo paros de refinería o venteos durante las mediciones con Lidar que puedan haber afectado las emisiones

- Las mediciones de emisiones Lidar de tanques representan el promedio anual de las condiciones de velocidad de viento, niveles de tanques, y cambios de niveles de tanques para la refinería

La comparación entre los valores medidos con Lidar y los estimados arroja los siguientes resultados:

- Las emisiones de C_2+ medidas con Lidar son 15 veces superiores a las emisiones estimadas.
- Las emisiones de benceno medidas con Lidar son 19 veces superiores a las emisiones estimadas utilizando factores de emisión.
- Las emisiones de CH_4 medidas con Lidar resultaron 9 veces superiores a las estimaciones.

Todo esto indica que será necesario revisar los factores de emisión utilizados para estas instalaciones, o mejorar el rendimiento de las plantas.

3.6 Discusión sobre el desempeño de algunos métodos

3.6.1 Factores de emisión

El primer paso para mejorar los factores de emisión utilizados es buscar posibles problemas del equipamiento. Se identificaron problemas en algunos tanques en los que había espacios en los sellos de los techos flotantes internos mayores a los que se había asumido inicialmente. Estos problemas explican las diferencias entre las estimaciones usando factores de emisión y las emisiones medidas usando Lidar, por tanto, se requiere implementar acciones correctivas para solucionar los problemas del equipamiento (Hoyt y Raun, 2015).

Los datos asociados con el proyecto se Hoyt y Raun, 2015 se orientan al análisis de los factores de emisión y su aplicación. Por ejemplo, para el software EPA Tanks 4.0, para el crudo, el uso del valor 5.0 psi de presión de vapor Reid (RVP) puede no ser apropiado. El valor de RVP

del crudo puede variar mucho de este valor estándar dependiendo del tipo de crudo y de cómo es manejado, pudiendo llegar a ser del doble de este valor. Otra área para evaluación es cómo se determina la presión de vapor verdadera (TVP) de los materiales, usada para estimación de factores de emisión de los tanques, especialmente cuando se asumen presiones de vapor bajas. También se debe tener en cuenta la investigación sobre cómo los datos de composición del agua residual son tomados y qué análisis se realizan. El muestreo debe realizarse teniendo la precaución de no airear la muestra. Los análisis a realizar deben ser apropiados para especies de bajo peso molecular, y deben realizarse pasos de control de calidad para asegurar que todas las especies presentes en concentraciones significativas son tenidas en cuenta (Hoyt y Raun, 2015).

3.6.2 Lidar

Las emisiones medidas con Lidar parecen subestimarlas debido a que en su aplicación se espera que subestime el flujo másico de hidrocarburos. Los principales factores que influyen sobre las emisiones medidas con Lidar son una falla potencial para caracterizar precisamente el campo de viento, incluyendo vórtices turbulentos y variaciones en la velocidad y dirección de viento. Otra fuente de incertidumbre para la medición de COVs alcanos es la combinación variable de químicos que están siendo medidos, espacial y temporalmente. Estos cambios causan que el peso molecular, el coeficiente de absorción óptica, y los límites de detección de Lidar varíen (Hoyt y Raun, 2015).

4. Análisis de la dispersión - efecto

El modelo AERMOD es recomendado por la EPA para modelado de la dispersión de emisiones en escenarios industriales y es utilizado en el estudio de Carletti, Di Nicola y Passerini, 2014, para determinar si existe concordancia entre los valores de inmisión medidos y los resultados del modelo.

El AERMOD es un modelo de dispersión de penacho gaussiano en estado estacionario para la evaluación de concentraciones de contaminantes emitidos desde fuentes puntuales, de volumen o de área. El modelo emplea datos meteorológicos secuenciales horarios pre-procesados para estimar concentraciones promediando tiempos desde una hora hasta un año. Las fuentes pueden estar ubicadas en medios rurales o urbanos, y los receptores pueden estar ubicados en terreno simple o complejo. El terreno complejo se define como el terreno en el cual las elevaciones del suelo están por encima de la punta de la chimenea o de la altura de liberación de los contaminantes, y las capacidades de terreno complejo de AERMOD son de particular interés. Emplea variables continuas para caracterizar las condiciones atmosféricas, en lugar de un número fijo de categorías como los modelos gaussianos tradicionales. El sistema de modelación AERMOD consiste de dos preprocesadores y un modelo de dispersión central. AERMET es el preprocesador meteorológico para AERMOD mientras que AERMAP es el preprocesador de terreno, que caracteriza el terreno, genera grillas de receptores y facilita la generación de escalas de altura de elevaciones. Los datos de entrada pueden ser provenientes de observaciones horarias de cobertura de nubes, observaciones meteorológicas de superficie y sondeos de aire superior y puede incluir observaciones y parámetros meteorológicos de superficie y perfiles verticales de varios parámetros atmosféricos. El modelo es muy sensible a los parámetros de uso del suelo y terrenos complejos costeros. AERMOD es

recomendado por la EPA como el modelo de dispersión preferido para escenarios generales de modelación industrial (Carletti, Di Nicola y Passerini, 2014).

De acuerdo a la información presentada por Carletti, Di Nicola y Passerini, 2014, la medición en estaciones cercanas a una refinería en la ciudad de Ancona, mostraron correlación entre las medidas de COVs, ozono y NO_2 (ver figuras 17, 18 y 19). Los picos de ozono coinciden con los picos de COVs y los picos de NO_2 . A su vez, se observa que, a mayor temperatura ambiente, mayor es la concentración de COVs.

La ubicación de las estaciones y la refinería se muestra en la figura 16.



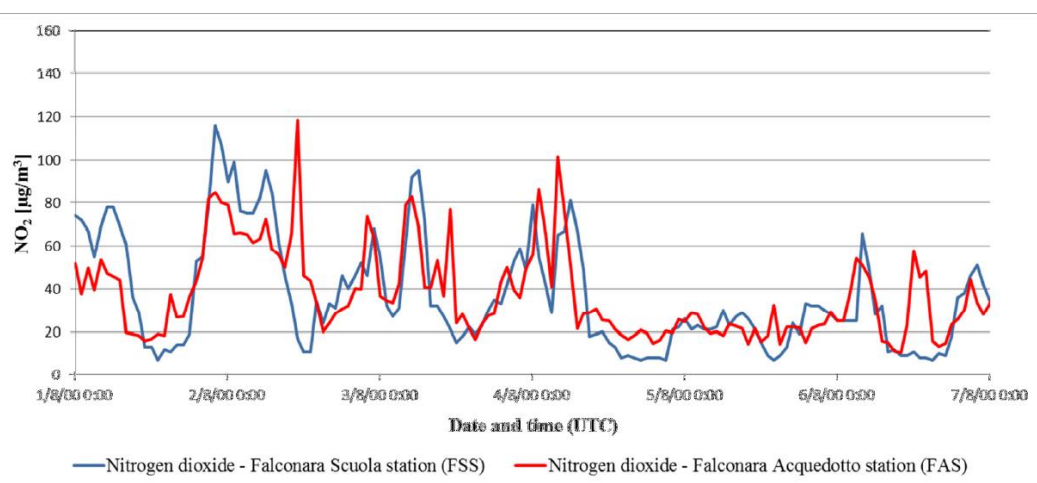
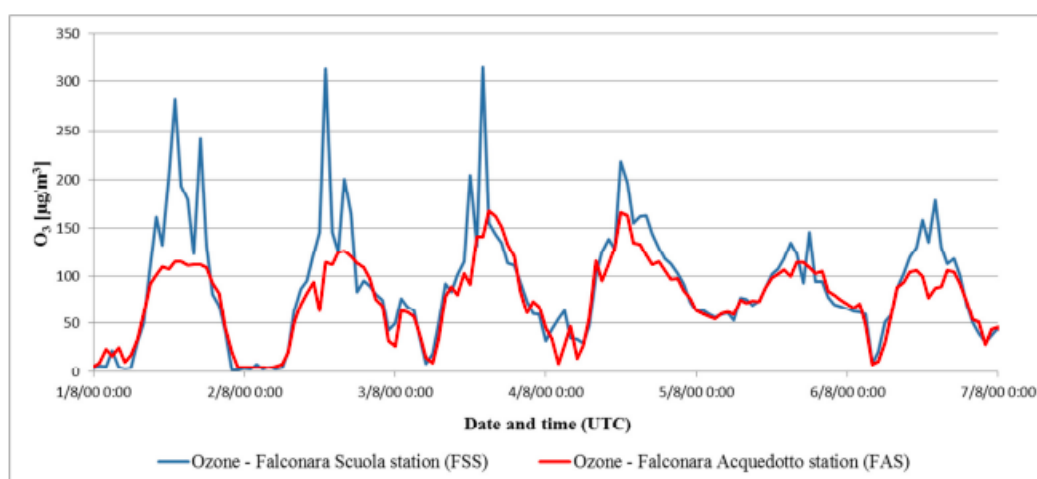
Figura 16: Ubicación de las estaciones de monitoreo Falconara Scuola (FSS) y Falconara Acquedotto (FAS) y la refinería de petróleo. Tomada de Carletti, Di Nicola y Passerini, 2014.

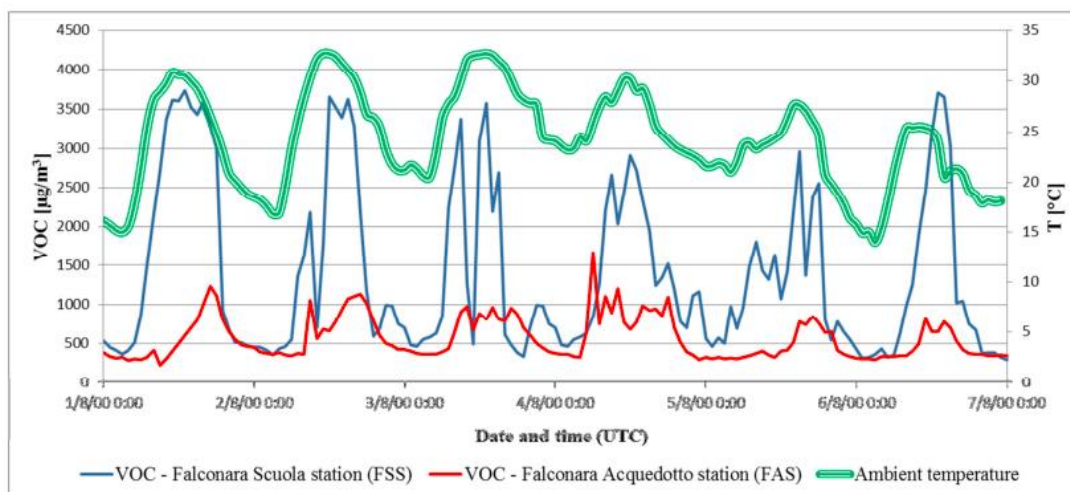
Nota: La zona de almacenamiento de petróleo está sombreada en amarillo, el área de proceso está sombreada en rojo y la zona de almacenamiento de productos refinados está sombreada en verde.

En la figura 19 pueden apreciarse los picos en las concentraciones de COVs. Durante el verano, los COVs alcanzaron concentraciones superiores a $3000 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Ambas estaciones de monitoreo muestran concentraciones similares de NO_2 (figura 18). Los picos de ozono en la estación FSS (figura 17) se relacionan con las concentraciones de COVs: cuando las concentraciones de ozono exceden $200 \mu\text{g}/\text{m}^3$, las concentraciones de COVs están siempre por encima de $2000 \mu\text{g}/\text{m}^3$ y las concentraciones de NO_2 exceden $30 \mu\text{g}/\text{m}^3$ durante la mayoría del día.

A su vez en la figura 19 puede observarse que los picos de COVs están conectados al comportamiento de la temperatura ambiente.





Figuras 17, 18 y 19: *Concentración de Ozono medida en 2 estaciones (14), concentración de NO₂ medida en 2 estaciones (15) y concentración de COVs en 2 estaciones y temperatura ambiente (16). Tomadas de Carletti, Di Nicola y Passerini, 2014*

Las concentraciones elevadas de COVs observadas en el gráfico, se atribuyen a emisiones fugitivas, es decir, fuentes que no están asociadas a ningún proceso y que se distribuyen por toda la instalación de la refinería. Estas emisiones se generan en válvulas, bridas, bombas, sellos de compresores, válvulas de alivio, muestreadores y drenajes de proceso.

El modelo AERMOD fue aplicado para estudiar la difusión de COVs desde la refinería Falconara y otras fuentes durante cinco días en el año 2000. Dentro de los receptores discretos, se incluyeron los sitios de las estaciones de monitoreo de calidad de aire (FSS y FSA) para comparar la salida del modelo y los valores medidos. Esto permite comparar los valores máximos previstos por el modelo con las medidas máximas de las estaciones de monitoreo. Estas simulaciones podrían permitir entender la relación causa – efecto relacionadas con las fuentes de COVs de la refinería. Las fuentes de COVs incluidas son varias. Todas las calles principales de la provincia de Ancona fueron agregadas como fuentes lineales, mientras que otras fuentes de emisión, tales como

combustión en la industria manufacturera, uso de solventes y otros productos, otros usos móviles y maquinaria, tratamiento de residuos y disposición fueron insertadas como fuentes de área. Dentro de las fuentes, se incluyeron la refinería de petróleo y la Central de Ciclo Combinado de Gasificación y Combustión, en Falconara Marittima. Sobre las emisiones fugitivas, el método más apropiado para considerarlas es como fuentes de volumen. Se incluyeron dos fuentes de volumen: VOL1 para representar las emisiones fugitivas declaradas por la refinería (456 t de COVs en el año 2000) y VOL2 para representar las emisiones fugitivas estimadas usando factores de emisión. Asumiendo que la tasa de emisión es constante a lo largo del año el valor VOL1 que se cargó al AERMOD es 14,5 g/s. El modelado se corrió alrededor de 30 veces usando diferentes valores de emisión para VOL2 (30, 40, 50, 60 g/s) (Carletti, Di Nicola y Passerini, 2014).

En la figura 20, Carletti, Di Nicola y Passerini, 2014, muestran la relación entre la dirección de viento y la concentración de COVs (promedio y máximo) durante todos los días de agosto, en las dos estaciones de monitoreo de Falconara Scuola y Falconara Acquedotto. El distinto comportamiento de las estaciones en cuanto a las concentraciones, puede explicarse por la diferente altura de las mismas. La estación de Falconara Scuola está localizada en la parte superior de un edificio y por tanto puede estar más influenciada por las emisiones de los tanques de almacenamiento.

En el transcurso de los 5 días en los que se enfocó el estudio, los campos de viento no fueron uniformes.

En las figuras 21, 22 y 23, se presentan las concentraciones máximas medidas en las estaciones de monitoreo comparadas con los datos obtenidos a través de las simulaciones con AERMOD. Muestran en forma bastante clara que el aumento del valor de emisión de VOL2 hace que los dos sets de datos sigan la misma tendencia

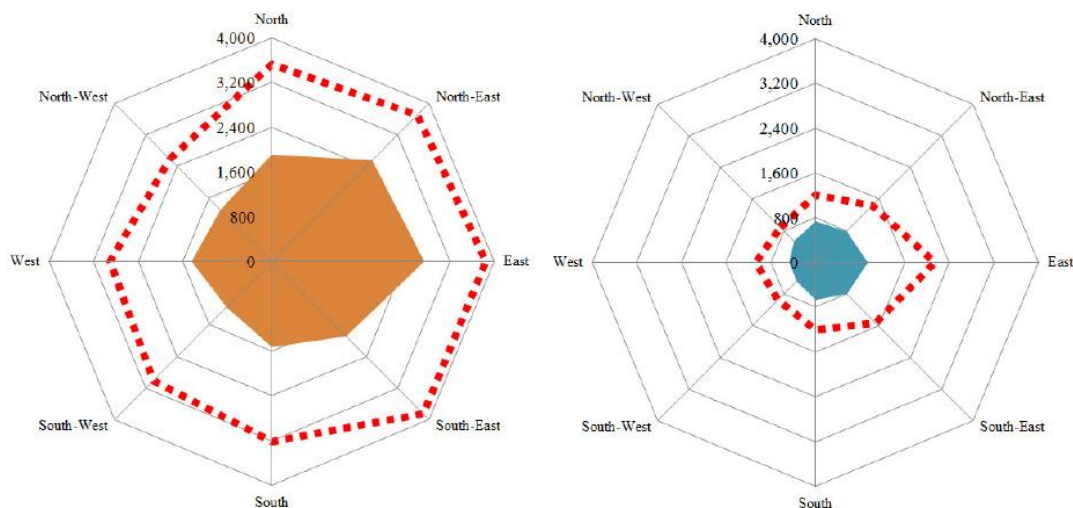


Figura 20:

Rosas de contaminación. A la izquierda Falconara Scuola y a la derecha Falconara Acquedotto durante todos los días de agosto. La línea punteada roja es la concentración máxima ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) para cada dirección desde la que sopla el viento, mientras que las áreas de color son las concentraciones promedio para cada dirección desde la que sopla el viento. Tomada de Carletti, Di Nicola y Passerini, 2014

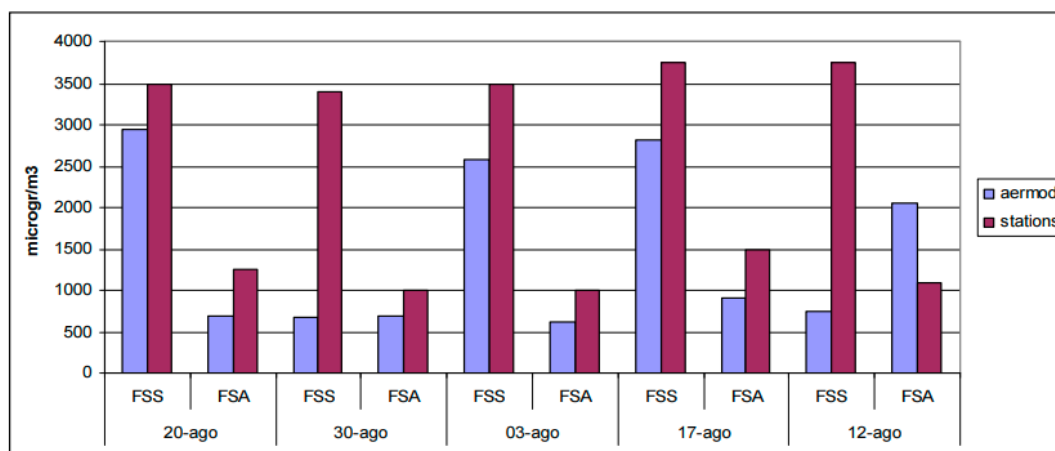


Figura 21:

Emisiones de COVs (VOL2 = 30 g/s). Comparación entre los valores máximos arrojados por el modelo y los valores máximos medidos por las estaciones FSS y FAS. Tomada de Carletti, Di Nicola y Passerini, 2014.

Las concentraciones de COVs evaluadas por AERMOD para el 12 y el 30 de agosto no fueron afectadas por la aplicación de valores de emisión mayores en VOL2. Este comportamiento era esperado ya que el modelo AERMOD se basa en la ecuación básica de difusión gaussiana. Entonces, si el viento no sopla desde la fuente hacia el receptor (lo cual sucedió en estos dos días), las concentraciones en el receptor no aumentan en forma proporcional al aumento de la emisión. Durante el resto de los días del estudio, solo cuando la tasa de emisión VOL2 está en el entorno de 50 g/s, los datos evaluados concuerdan con las observaciones (figura 23).

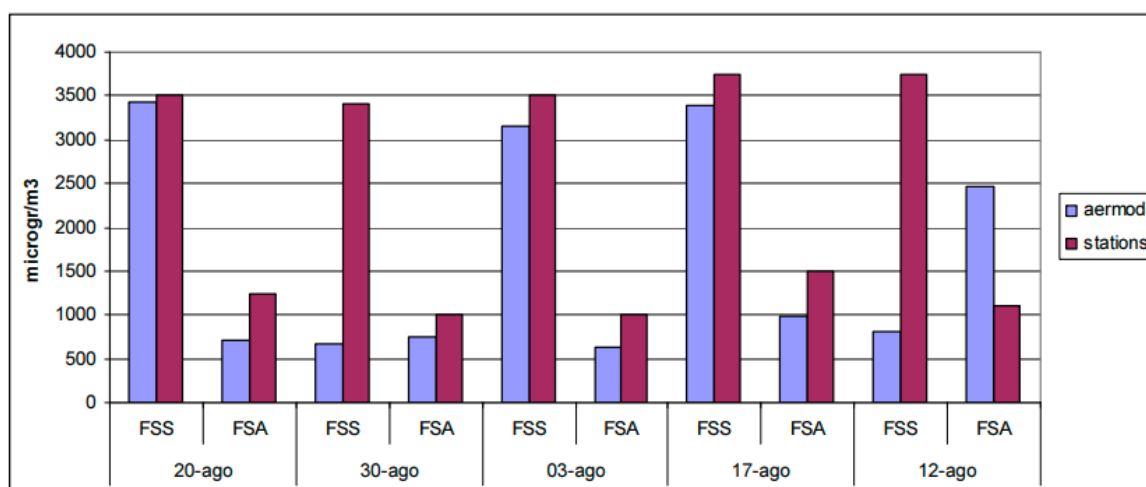


Figura 22:

Emisiones de COVs (VOL2 = 40 g/s). Comparación entre los valores máximos arrojados por el modelo y los valores máximos medidos por las estaciones FSS y FAS. Tomada de Carletti, Di Nicola y Passerini, 2014.

La discrepancia para los días 12 y 30 de agosto se mantiene. Esto puede deberse también a la discretización de la dirección del viento.

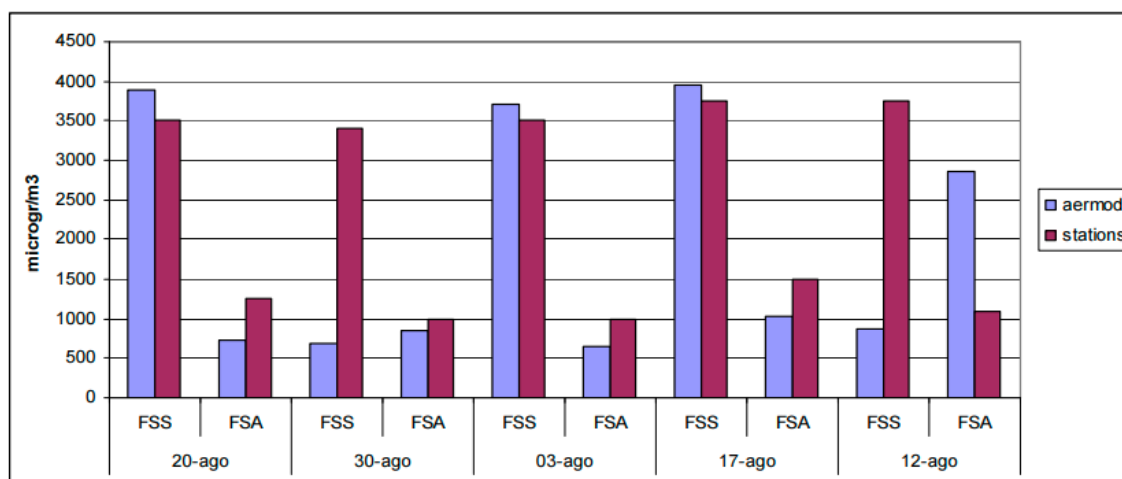


Figura 23:

Emisiones de COVs (VOL2 = 50 g/s). Comparación entre los valores máximos arrojados por el modelo y los valores máximos medidos por las estaciones FSS y FAS. Tomada de Carletti, Di Nicola y Passerini, 2014.

Los resultados del modelo AERMOD aplicado por Carletti, Di Nicola y Passerini (2014), indicaron que las concentraciones de COVs obtenidas son similares a los datos de concentraciones monitoreadas considerando la hipótesis de que la refinería emite al menos 5 toneladas por día de COVs. Por tanto, el estudio indica que las emisiones fugitivas de COVs en la refinería fueron, en agosto de 2020, un orden de magnitud mayores que las emisiones estimadas por la refinería. Seguramente, la refinería subestimó las emisiones de COVs por la aplicación de los factores de emisión reductivamente, no incluyendo algunas de las fuentes.

Saikomol, Thepanondh y Laowagul, 2019, utilizaron también AERMOD para estimar la dispersión de la contaminación en el aire causada por un parque de tanques de una refinería. En este estudio, la masa emitida fue determinada por el software Tanks. El modelo de dispersión no fue validado con datos medidos.

5. Normativa asociada al cálculo de la Huella de Carbono

De acuerdo a la Guía para el cálculo de la huella de carbono y para la elaboración de un plan de mejora de una organización del Ministerio para la Transición Ecológica del Gobierno de España, se entiende como huella de carbono *“la totalidad de gases de efecto invernadero emitidos por efecto directo o indirecto por un individuo, organización, evento o producto”*. La huella de carbono de una organización mide la totalidad de GEI emitidos por efecto directo o indirecto provenientes del desarrollo de la actividad de dicha organización. La huella de carbono de un producto mide los GEI emitidos durante todo el ciclo de vida de un producto: desde la extracción de las materias primas, pasando por el procesado y fabricación y distribución, hasta la etapa de uso y final de la vida útil (depósito, reutilización o reciclado).

El análisis de huella de carbono proporciona como resultado un dato que puede ser utilizado como indicador ambiental global de la actividad que desarrolla la organización. La huella de carbono sería un punto de referencia básico para el inicio de actuaciones de reducción de consumo de energía y para la utilización de recursos y materiales con mejor comportamiento ambiental.

La huella de carbono identifica la cantidad de emisiones de GEI que son liberadas a la atmósfera como consecuencia del desarrollo de cualquier actividad; permite identificar todas las fuentes de emisiones de GEI y establecer a partir de este conocimiento, medidas de reducción efectivas (Ministerio para la Transición Ecológica del Gobierno de España).

Al hacer referencia a huella de carbono de una organización y a las fuentes emisoras que se analizan en su cálculo, se recurre al término Alcance, clasificándolo en alcance 1, 2 y 3. En primer lugar, cabe indicar que las emisiones asociadas a las operaciones de una organización se pueden clasificar como emisiones directas o indirectas. Las emisiones directas de GEI son emisiones de fuentes que son propiedad de o están controladas por la organización. De una manera muy

simplificada, podrían entenderse como las emisiones liberadas in situ en el lugar donde se produce la actividad. Las emisiones indirectas de GEI son emisiones consecuencia de las actividades de la organización, pero que ocurren en fuentes que son propiedad de o están controladas por otra organización. Un ejemplo de emisión indirecta es la emisión procedente de la electricidad consumida por una organización, cuyas emisiones han sido producidas en el lugar en el que se generó dicha electricidad.

Una vez definidas cuáles son las emisiones directas e indirectas de GEI y para facilitar la detección de todas ellas, se han definido tres alcances:

Alcance 1: emisiones directas de GEI. Por ejemplo, emisiones provenientes de la combustión en calderas, hornos, vehículos, procesos, etc., que son propiedad de o están controladas por la entidad en cuestión. También incluye las emisiones fugitivas (p.ej. fugas de aire acondicionado, fugas de CH₄ de conductos, etc.).

Alcance 2: emisiones indirectas de GEI asociadas a la generación de electricidad adquirida y consumida por la organización.

Alcance 3: otras emisiones indirectas. Algunos ejemplos de actividades de alcance 3 son la extracción y producción de materiales que adquiere la organización, los viajes de trabajo a través de medios externos, el transporte de materias primas, de combustibles y de productos (por ejemplo, actividades logísticas) realizados por terceros o la utilización de productos o servicios ofrecidos por otros.

A la fecha no se cuenta con un marco metodológico común y uniforme de medición de las emisiones de GEI en forma voluntaria. Como consecuencia de esto, se han desarrollado un sinnúmero de metodologías para la medición de emisiones de GEI (CEPAL, 2010).

La Huella de Carbono se puede aplicar a diversos conceptos, siendo los principales una empresa, un territorio, un bien o servicio, un evento, o una persona (CEPAL, 2010).

Las metodologías pueden estar especializadas en uno o más de estos conceptos (CEPAL, 2010).

A continuación, se presentan las normas y metodologías de mayor reconocimiento internacional.

5.1 Normas ISO

El International Standard Organization (ISO) ha desarrollado y está desarrollando estándares relacionados con las mediciones de GEI. Estos se basan generalmente en estándares y metodologías ya existentes

Las normas ISO 14064 e ISO 14065 tienen como objetivo dar credibilidad y confiabilidad a los reportes de emisiones de GEI y a las declaraciones de reducción o eliminación de GEI.

La norma ISO 14064 se divide en tres partes y se enfoca en la contabilización, reducción y verificación de GEI de empresas y administraciones. La norma ISO 14065 apunta a entregar confiabilidad en los procesos de verificación y validación, definiendo requisitos para las organizaciones que realizan validaciones o verificaciones de emisiones de GEI.

5.1.1 UNE-ISO 14064-1

De acuerdo con el GHG Protocol se desarrolló en 2006 la norma ISO 14064, que se estructura en tres partes. Particularmente la norma ISO 14064-1 especifica los principios y requisitos, a nivel de organización, para la cuantificación y el informe de emisiones y remociones de GEI. Las otras partes de esta norma se dirigen, por un lado, a proyectos sobre GEI específicamente diseñados para reducir las emisiones de GEI o aumentar la remoción de GEI (ISO 14064-2) y, por otro lado, a la validación y la verificación de los GEI declarados (ISO 14064-3).

Esta norma especifica los principios y requisitos para la cuantificación y el informe de emisiones y remociones de GEI a nivel de organización.

Para el establecimiento de límites operativos, se identifican las distintas emisiones y remociones de GEI asociadas a las operaciones de la organización, se clasifican las emisiones y remociones de GEI en directas, indirectas por energía y otras indirectas.

Dentro de sus límites, la organización debe cuantificar y documentar las emisiones y remociones de GEI completando las siguientes fases:

- Identificación de fuentes y sumideros de GEI
- Selección de la metodología de cuantificación
- Selección y recopilación de datos de la actividad de GEI
- Selección o desarrollo de los factores de emisión o remoción de GEI
- Cálculo de las emisiones y remociones de GEI

El inventario de GEI debe considerar:

- Emisiones directas de GEI para cada GEI
- Remociones de GEI
- Emisiones indirectas de GEI por energía
- Otras emisiones indirectas de GEI
- Emisiones directas de CO₂ a partir de la combustión de biomasa

La norma establece que la organización debe establecer un año base histórico para las emisiones y remociones de GEI con propósitos de comparación y un procedimiento para gestión de la información.

La norma UNE-ISO/TR 14069: 2013 constituye la guía para la aplicación de la ISO 14064-1. Refiere a la cuantificación e informe de GEI para organizaciones. Esta norma posibilita que una organización:

- Mejore la transparencia y coherencia de las emisiones de GEI informadas; establezca una clasificación de categorías para todas las emisiones, especialmente las indirectas, recomiende esta clasificación para todos los inventarios ISO 14064-1.
- Escoja o desarrolle el método para calcular emisiones.
- Diferencie, cuando sea necesario, los tres tipos principales de organización que se tratan en este informe técnico: instalación o sitio de producción que suministre bienes y/o servicios que pertenecen a una organización pública o privada; una organización pública o privada que posee varias instalaciones y que necesita un procedimiento de consolidación; una autoridad local que produce emisiones directas e indirectas de sus propias operaciones y servicios suministrados dentro de un territorio específico
- Informe las emisiones y remociones de GEI usando un formato simplificado para que el informe sea más fácil de entender

Este documento proporciona orientación sobre cuantificación de un inventario de emisiones de GEI dentro de los límites seleccionados de una organización.

El objetivo de este informe técnico es ofrecer a las organizaciones orientación sobre la cuantificación y el informe de su inventario de GEI usando un proceso que incluye los principios de pertinencia, cobertura total, exactitud y transparencia.

5.1.2 UNE-ISO 14065: 2012

La norma UNE-ISO 14065: 2012 establece los requisitos para los organismos que realizan la validación y la verificación de gases de efecto invernadero, para su uso en acreditación u otras formas de reconocimiento.

Esta norma ha sido desarrollada para proporcionar aseguramiento en los procesos de verificación y validación y define requisitos para organizaciones que realizan validaciones o

verificaciones de GEI. Estas organizaciones pueden realizar verificaciones de datos gestionados según la norma UNE-ISO 14064-3, “Gases de Efecto Invernadero. Especificaciones y orientaciones para la validación y la verificación de declaraciones de gases de efecto invernadero”, o según otros criterios específicos tales como esquemas de comercio de emisiones o normas corporativas.

Los requisitos generales de esta norma se relacionan con temas tales como aspectos legales y contractuales, responsabilidades, la gestión de la imparcialidad y temas de financiamiento y responsabilidad legal. Requisitos más específicos incluyen temas relacionados con la estructura, recursos, y competencias, gestión de los registros y de la información, procesos de verificación y validación, apelaciones, quejas y sistemas de gestión.

5.2 Protocolo de Gases de Efecto Invernadero – Estándar

Corporativo de Contabilidad y Reporte

Se trata de un protocolo internacional desarrollado por World Resources Institute (Instituto de Recursos Mundiales), World Business Council for Sustainable Development (Consejo Empresarial Mundial para el Desarrollo Sostenible) y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), es uno de los protocolos más utilizados a escala internacional para cuantificar y gestionar las emisiones de GEI (World Business Council for Sustainable Development, World Resources Institute & Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), 2001).

El GHG Protocol establece marcos estandarizados globales para medir y manejar emisiones de gases de efecto invernadero de los sectores de operación público y privado, cadenas de valor y acciones de mitigación.

El GHG Protocol sirve de base para los estándares más ampliamente usados en el mundo para cuantificación de emisiones de gases de efecto invernadero.

Este documento establece cuáles son las metas de negocios que sirven de razones para desarrollar un inventario de emisiones GEI:

- Manejo de riesgos de GEI e identificación de oportunidades de reducción
- Reporte público y participación en programas voluntarios de GEI
- Participación en programas de reporte obligatorio
- Participación en mercados de GEI
- Reconocimiento por actuación temprana

En el GHG Protocol se definen los tres alcances para propósitos de reporte y contabilidad de GEI (alcance 1, alcance 2 y alcance 3), como ya fueron referidos.

El GHG Protocol indica los pasos para el cálculo de emisiones GEI:

- Identificar fuentes de emisiones GEI (Alcance 1, alcance 2 y alcance 3)
- Seleccionar un método de cálculo de emisiones de GEI
- Recolectar datos sobre sus actividades y elegir factores de emisión
- Aplicar herramientas de cálculo especificadas en la página web del protocolo
- Enviar los datos de emisiones de GEI al nivel corporativo

A su vez presenta orientación en ayudar a las empresas a desarrollar e instrumentar un sistema de gestión de la calidad para su inventario de emisiones GEI.

Según el GHG Protocol las reducciones en las emisiones se calculan comparando cambios en el inventario de emisiones actuales de la empresa en relación al año base.

Las reducciones de proyectos que se pretenden utilizar como compensaciones deben ser cuantificadas utilizando un método de cuantificación de proyectos, como el ECP (Estándar de Cuantificación de Proyectos), que aborda los siguientes temas relativos a la contabilidad:

- Selección de un escenario y emisiones de línea de base, que representa lo que hubiera ocurrido en ausencia del proyecto.
- Demostración de adicionalidad. Refiere a si el proyecto ha resultado en reducción o remoción de emisiones en adición a lo que hubiera ocurrido en su ausencia.
- Identificación y cuantificación de efectos secundarios relevantes. Los efectos secundarios son las consecuencias pequeñas y no intencionales de un proyecto.
- Consideración de reversibilidad. Considera reducciones que pueden ser temporales.
- Evitar la doble contabilidad. Para evitar la doble contabilidad, las reducciones que generan la compensación deben ocurrir en fuentes o sumideros no incluidos en el objetivo o tope para el que la compensación es utilizada.

El GHG Protocol establece el contenido obligatorio de un reporte público de emisiones de GEI:

- Descripción de la empresa y límites del inventario
- Información de emisiones: Emisiones totales de alcance 1 y 2, datos de emisiones para cada uno de los seis GEI por separado (CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs, SF₆) en toneladas métricas y en toneladas de CO₂ equivalente, año elegido como año base, contexto apropiado para cualquier cambio significativo en las emisiones, datos de emisiones directas de CO₂ provenientes del carbono secuestrado biológicamente, reportados de manera independiente de las emisiones de los alcances, metodologías utilizadas para cálculo o medida de emisiones, exclusiones.

Este documento se refiere también a la verificación, cuyo objetivo es asegurar a los usuarios que la información reportada y las declaraciones asociadas representan un recuento fiel, legítimo y transparente de las emisiones de GEI de una empresa. Además, ofrece orientaciones sobre el proceso para establecer y reportar un objetivo de emisiones de GEI.

Los pasos para establecer un objetivo de GEI son:

- Obtener el compromiso de los altos ejecutivos de la empresa
- Elegir el tipo de objetivo: objetivo absoluto (reducir las emisiones absolutas a lo largo del tiempo) u objetivo de intensidad (reducir el cociente, o la relación, de emisiones relativas a alguna variable representativa del nivel de actividad de la empresa)
- Elegir límite del objetivo: definir qué emisiones de GEI, operaciones geográficas, fuentes y actividades quedan cubiertas o afectadas por el propio objetivo.
- Fijar el año base objetivo
 - Año base fijo para el objetivo: La mayor parte de los objetivos de reducción se definen como un porcentaje con respecto a un año base fijo objetivo.
 - Año base móvil para el objetivo: Las empresas pueden utilizar un año base móvil objetivo si resulta muy complicado o costoso generar y mantener datos confiables y verificables para un año base fijo.
- Definir la fecha para el cumplimiento del objetivo: La fecha compromiso para el objetivo determina si este es de corto o de largo plazo. Los objetivos de largo plazo (más de 10 años) favorecen una planeación a lo largo de períodos muy extendidos y, a su vez, inversiones más favorables en términos de emisiones de GEI. Sin embargo, pueden propiciar el futuro desuso del equipo menos eficiente.

- Definir la extensión del periodo de compromiso: El período de compromiso se define como aquel en el que se le da seguimiento a las emisiones con respecto al objetivo establecido; finaliza en el período terminal de cumplimiento del objetivo.
- Decidir sobre la utilización de compensaciones o créditos: Un objetivo de reducción de emisiones de GEI puede lograrse completamente con medidas o proyectos internos de mitigación, aplicados en fuentes comprendidas dentro del límite del inventario. También puede lograrse por medio de títulos que amparen reducciones o captura o secuestro de CO₂ adquiridos en el mercado, y que corresponden a fuentes ajenas al inventario de emisiones de la empresa.
- Establecer una política de doble contabilidad: Esto puede ocurrir si un título que ampara determinadas reducciones de emisiones es contabilizado en términos de los objetivos tanto de la empresa vendedora como de la compradora. Por ejemplo, una empresa A puede emprender un proyecto interno de reducción de emisiones de GEI en fuentes incluidas dentro de sus propios límites de inventario. La empresa A entonces vende el título que ampara esta reducción a otra empresa B, que lo utiliza para cumplir con su propio objetivo de reducción de emisiones. En este caso, la misma reducción es contabilizada por dos organizaciones contra objetivos que cubren diferentes fuentes de emisión.
- Definir el nivel del objetivo:
 - Debe considerarse:
 - Entendimiento claro de los factores que explican las emisiones de GEI, examinando las relaciones entre las emisiones de GEI y otras variables relevantes de cada empresa o negocio, como la producción, superficie ocupada, número de empleados, ventas, ingresos, etc.

- Desarrollo de distintas estrategias de reducción de emisiones basadas en las oportunidades existentes disponibles, y examinando sus efectos sobre las emisiones totales de GEI. Indagar sobre las formas en que las proyecciones de emisiones cambian con respecto a distintas estrategias de mitigación.
 - Analizar futuros escenarios de la empresa en relación a sus emisiones de GEI.
 - Ponderar factores de crecimiento relevantes, tales como planes de producción, objetivos de ingresos, ventas, rendimiento de inversiones, etc.
 - Considerar la existencia de planes en materia ambiental o energética, de inversión o de cambio en productos o servicios que puedan afectar las emisiones de GEI.
 - Referenciar las emisiones de GEI de la empresa con respecto a organizaciones similares
- Dar seguimiento y reportar el progreso

5.3 Directrices del IPCC para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero.

Este documento es una guía para calcular GEI provenientes de diferentes fuentes y sectores, y que incluye una detallada lista de factores de emisión. Esta guía se creó con el fin de servir de orientación para cuantificar las emisiones de GEI de los inventarios nacionales, pero puede ser de gran utilidad a la hora de calcular la huella de carbono de las organizaciones. Si no se dispone de factores de emisión específicos, el IPCC 2006 GHG Workbook, (y el IPCC 2019, refinamiento del documento anterior) proporcionan factores de emisión genéricos que pueden servir para calcular la huella de carbono de una organización.

Se divide en cinco volúmenes:

1. Orientación general y generación de informes

2. Energía
3. Procesos industriales y uso de productos
4. Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra
5. Desechos

El volumen 1 contiene capítulos que brindan una orientación interdisciplinaria detallada por temas. Los Volúmenes 2 a 5 contienen capítulos que brindan una orientación metodológica para las categorías específicas de emisión y absorción, junto con recomendaciones concretas para incertidumbre, garantía y control de calidad, coherencia de la serie temporal y generación de informes.

Estas directrices proporcionan una orientación sobre el aseguramiento de la calidad en todos los pasos de la compilación del inventario; desde la recopilación de datos hasta la generación de informes. También suministran las herramientas para orientar los recursos a las áreas en las que resultarán más beneficios para el inventario total y alentarán la mejora continua.

En las Directrices del IPCC de 2019 se presentan tres Niveles para estimar las emisiones procedentes de la quema del combustible fósil y estiman las emisiones de carbono según las especies que se emiten.

Nivel 1: El método del Nivel 1 se basa en el combustible, puesto que las emisiones de todas las fuentes de combustión pueden estimarse sobre la base de las cantidades de combustible quemado y los factores de emisión promedio. Están disponibles los factores de emisión del Nivel 1 para todos los gases directos de efecto invernadero pertinentes. La calidad de estos factores de emisión difiere de un gas a otro. Para el caso del CO₂, los factores de emisión dependen principalmente del contenido de carbono del combustible. Las condiciones de combustión (eficacia, carbono retenido en la escoria y las cenizas, etc.) tienen poca importancia relativa. Por lo

tanto, es posible estimar las emisiones de CO₂ con bastante exactitud, sobre la base del total de los combustibles quemados y del contenido de carbono promediado de los combustibles. Con todo, los factores de emisión correspondientes al metano y al óxido nitroso dependen de la tecnología de combustión y de las condiciones del proceso, y varían significativamente, tanto entre las instalaciones individuales de combustión como a través del tiempo. Debido a esta variabilidad, el uso de factores de emisión promediados para estos gases, que deben justificar una gran variabilidad en las condiciones tecnológicas, aporta incertidumbres bastante considerables.

Para aplicar una estimación de emisión de Nivel 1 se requiere lo siguiente para cada categoría de fuente y combustible:

- datos sobre la cantidad de combustible quemado en la categoría de fuente
- un factor de emisión por defecto

Los factores de emisión provienen de los valores por defecto suministrados junto con el rango de incertidumbre correspondiente de la Sección 2.3.2.1 de la guía sobre Energía.

Se utiliza la ecuación 32:

$$\text{Emisiones gases efecto invernadero (Kg GEI)} = \text{Consumo combustible (TJ)} \times \text{Factor emisión GEI combustible (Kg gas/TJ)} \quad (32)$$

Nivel 2: En el método del Nivel 2 para energía, se estiman las emisiones de la combustión a partir de estadísticas similares de combustible, como las utilizadas en el método del Nivel 1, pero se utilizan factores de emisión específicos del país en lugar de los factores por defecto de dicho nivel. Puesto que los factores de emisión específicos del país que estén disponibles pueden diferir para cada combustible, tecnología de combustión o incluso para cada planta, pueden desagregarse aún más los datos de la actividad, de modo que reflejen correctamente dichas fuentes desagregadas. Si, de hecho, estos factores de emisión específicos del país se derivan de los datos detallados relativos al contenido de carbono de diferentes lotes de combustibles utilizados o de una

información más detallada acerca de las tecnologías de combustión aplicadas en el país, las incertidumbres de la estimación deben disminuir, y es posible estimar mejor las tendencias a través del tiempo.

Para aplicar un método de Nivel 2 se necesitan:

- datos sobre la cantidad de combustible quemado en la categoría de fuente;
- un factor de emisión específico del país para la categoría de fuente y el combustible para cada gas.

En el Nivel 2, se reemplazan los factores de emisión por defecto del Nivel 1 por factores de emisión específicos del país. Es posible desarrollar los factores de emisión específicos del país tomando en cuenta los datos específicos del país, por ejemplo, el contenido de carbono de los combustibles utilizados, los factores de oxidación del carbono, la calidad del combustible y (en especial para los gases no CO₂) el estado del progreso tecnológico. Los factores de emisión pueden variar a través del tiempo y, en el caso de los combustibles sólidos, deben tomar en cuenta la cantidad de carbono que se conserva en la ceniza, que también puede variar con el transcurso del tiempo

Nivel 3: En los métodos del Nivel 3 para la energía, se utilizan modelos detallados de emisión o mediciones y datos del nivel de la planta individual, según corresponda. Si los aplica correctamente, estos modelos y mediciones deben brindar mejores estimaciones principalmente para los gases de efecto invernadero no CO₂, pero exigen información más detallada y un mayor esfuerzo.

Los métodos de Nivel 1 y 2 de estimación de emisiones descritos en las secciones anteriores exigen la utilización de un factor de emisión promedio para una combinación de categoría de fuente con combustible en toda la categoría de fuente. En realidad, las emisiones dependen de lo siguiente:

- tipo de combustible utilizado,

- tecnología de combustión,
- condiciones de uso,
- tecnología de control,
- calidad de mantenimiento,
- antigüedad del equipo usado para quemar el combustible.

En un método de Nivel 3 se lo toma en cuenta dividiendo las estadísticas de quema del combustible por las diferentes posibilidades y usando los factores de emisión que dependen de estas diferencias.

El presente volumen plantea metodologías para la estimación de las emisiones fugitivas de CO₂, CH₄ y N₂O. Las metodologías para estimar las emisiones fugitivas del Sector Energía son muy diferentes de las utilizadas para la quema de combustible fósil. Las emisiones fugitivas tienden a ser difusas y pueden ser más difíciles de monitorear en forma directa. Además, los métodos son bastante específicos para el tipo de liberación de la emisión.

Se aplica en forma amplia el término emisiones fugitivas en referencia a todas las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los sistemas de petróleo y gas, con excepción de los aportes de la quema de combustible.

Entre las fuentes de emisiones fugitivas relativas a los sistemas de petróleo y gas se incluyen las fugas de los equipos, la evaporación y las pérdidas por descarga, el venteo, la quema en antorcha, la incineración y las liberaciones accidentales.

Las emisiones fugitivas son una fuente directa de gases de efecto invernadero, debido a la liberación de metano (CH₄) y a la formación de dióxido de carbono (CO₂), más CO₂ y óxido nitroso (N₂O) procedentes de las actividades de combustión no productiva (principalmente la quema en antorcha del desecho de gas).

La quema en antorcha significa, en sentido amplio, toda la quema del gas natural de desecho y de los líquidos de hidrocarburos por parte de antorchas o incineradores, como opción de desecho y no para la producción de calor útil o energía. La decisión de ventear o quemar en antorcha depende principalmente de la cantidad de gas que debe desecharse y de las circunstancias específicas (p. ej., las cuestiones públicas, ambientales y de seguridad, así como los requisitos regulatorios locales).

Hay tres niveles metodológicos para determinar las emisiones fugitivas procedentes de los sistemas de petróleo y gas natural.

La posibilidad de usar un método de Nivel 3 depende de la disponibilidad de las estadísticas detalladas de producción y de los datos de la infraestructura (p. ej., información relativa a la cantidad, a los tipos de instalaciones, y a la cantidad y al tipo de equipos usados en cada planta) y quizá no sea posible aplicarlo en todas las circunstancias. El método de Nivel 1 es el más sencillo de aplicar, pero es susceptible de incertidumbres sustanciales y fácilmente puede presentar un error de un orden de magnitud o más. Por este motivo, se lo debe usar únicamente como último recurso.

Un método alternativo de Nivel 2 que se puede aplicar para estimar la cantidad de emisiones por venteo y quema en antorcha procedentes del segmento de producción de los sistemas de petróleo consiste en realizar un balance de masa utilizando los volúmenes de producción específicos del país, las relaciones de gas al petróleo (RGP), las composiciones del gas y la información relativa al nivel de conservación del gas. Este método resulta apropiado en los casos en los que no hay disponibles valores fiables de venteo y quema en antorcha, pero se pueden obtener datos de RGP representativos y se espera que las emisiones producto del venteo y la quema en antorcha sean las fuentes dominantes de las emisiones fugitivas (es decir, la mayoría de la producción del gas asociado no se captura/conserva ni utiliza).

1- MÉTODO ALTERNATIVO DE NIVEL 2 (EMISIONES PRODUCTO DEL VENTEO)

$$E_{\text{gas, prod petróleo, venteo}} = RGP \times Q_{\text{petróleo}} \times (1 - EC) \times (1 - X_{\text{quemado en antorcha}}) \times M_{\text{gas}} \times y_{\text{gas}} \times 42,3 \times 10^{-6} \quad (33)$$

2- MÉTODO ALTERNATIVO DE NIVEL 2 (EMISIONES DE CH₄ DEBIDAS A LA QUEMA EN ANTORCHA)

$$E_{\text{CH}_4, \text{ prod petróleo, quema en antorcha}} = RGP \times Q_{\text{petróleo}} \times (1-EC) \times X_{\text{quemado en antorcha}} \times (1- FE) \times M_{\text{CH}_4} \times y_{\text{CH}_4} \times 42,3 \times 10^{-6} \quad (34)$$

3- MÉTODO ALTERNATIVO DE NIVEL 2 (EMISIONES DE CO₂ DEBIDAS A LA QUEMA EN ANTORCHA)

$$E_{\text{CO}_2, \text{ prod petróleo, quema en antorcha}} = RGP \times Q_{\text{petróleo}} \times (1-EC) \times X_{\text{quemado en antorcha}} \times M_{\text{CO}_2} \times [y_{\text{CO}_2} + (N_{\text{CCH}_4} \times y_{\text{CH}_4} \times N_{\text{CCO}_2\text{DM}} \times y_{\text{CO}_2\text{DM}}) \times (1 - x_{\text{hollín}})] \times 4,23 \times 10^{-6} \quad (35)$$

4- EMISIONES DE CH₄ PROCEDENTES DE LA QUEMA EN ANTORCHA Y EL VENTEO

$$E_{\text{CH}_4 \text{ prod petróleo}} = E_{\text{CH}_4 \text{ prod petróleo, venteo}} + E_{\text{CH}_4, \text{ prod petróleo, quema en antorcha}} \quad (36)$$

5- EMISIONES DE CO₂ PROCEDENTES DEL VENTEO Y LA QUEMA EN ANTORCHA

$$E_{\text{CO}_2 \text{ prod petróleo}} = E_{\text{CO}_2 \text{ prod petróleo, venteo}} + E_{\text{CO}_2, \text{ prod petróleo, quema en antorcha}} \quad (37)$$

6- EMISIONES DE N₂O PROCEDENTES DE LA QUEMA EN ANTORCHA

$$E_{\text{N}_2\text{O, prod petróleo, quema en antorcha}} = RGP \times Q_{\text{petróleo}} \times (1-EC) \times X_{\text{quema en antorcha}} \times EF_{\text{N}_2\text{O}} \quad (38)$$

$E_{\text{i, prod petróleo, venteo}}$ = cantidad directa (Gg/y) de gas de efecto invernadero i emitido por el venteo en las instalaciones de producción de petróleo.

$E_{i, \text{ prod petróleo, quema en antorcha}}$ = cantidad directa (Gg/y) de gas de efecto invernadero i emitido por la quema en antorcha en las instalaciones de producción de petróleo.

RGP = relación promedio gas-petróleo (m^3 / m^3) referida a 15 °C y 101,325 kPa.

$Q_{\text{PETRÓLEO}}$ = Producción total anual de petróleo ($103 \text{ m}^3 / \text{y}$).

M_{gas} = peso molecular del gas de interés (p. ej., 16,043 para el CH_4 y 44,011 para el CO_2).

$N_{C,i}$ = cantidad de moles de carbono por mol de compuesto i (es decir, 1 para el CH_4 , 2 para C_2H_6 , 3 para C_3H_8 , 1 para el CO_2 , 2,1 a 2,7 para la fracción de COVDM del gas natural y 4,6 para la fracción de COVDM de los vapores de petróleo crudo).

y_i = mol o fracción de volumen del gas asociado compuesto de la sustancia i (es decir, CH_4 , CO_2 o COVDM).

EC = factor de eficacia de conservación del gas.

$X_{\text{Quemado en antorcha}}$ = fracción del gas de desecho que se quema en antorcha en lugar de ventearse. Con la excepción de los pozos de petróleo pesado primario, la mayor parte del gas de desecho se quema en antorcha.

FE = eficacia de destrucción de la quema en antorcha (es decir, la fracción del gas que deja la antorcha parcial o totalmente quemada). Típicamente, se supone un valor de 0,995 para las antorchas de refinerías y de 0,98 para las utilizadas en las instalaciones de producción y procesamiento.

$X_{\text{hollín}}$ = fracción del carbono no CO_2 de la corriente del gas de desecho de entrada que se convierte en hollín o en partículas durante la quema en antorcha. Ante la falta de datos aplicables, puede suponerse que este valor es 0 como aproximación conservadora.

$EF_{\text{N}_2\text{O}}$ = factor de emisión para el N_2O procedente de la quema en antorcha ($\text{Gg}/10^3 \text{ m}^3$ del gas asociado quemado en antorcha). Véase la base de datos de factor de emisión del IPCC (EFDB), los datos del fabricante u otras fuentes adecuadas para conocer el valor de este factor.

$42,3 \times 10^{-6}$ = es la cantidad de kmol por m^3 de gas referido a 101,325 kPa y 15 °C (es decir, $42,3 \times 10^{-3}$ kmol/ m^3) por un factor de conversión de unidades de 10^{-3} Gg/Mg que lleva los resultados de cada ecuación aplicable a unidades de Gg/y.

Los valores de $E_{\text{CH}_4, \text{ prod petróleo, venteo}}$ y $E_{\text{CO}_2, \text{ prod petróleo, venteo}}$ de las Ecuaciones 36 y 37 se estiman usando la Ecuación 33.

El Nivel 3 comprende la aplicación de una evaluación rigurosa de abajo hacia arriba por tipo primario de fuente (p. ej., venteo, quema en antorcha, escapes fugitivos del equipo, pérdidas por evaporación y liberaciones accidentales) en el nivel de cada planta. Se debe utilizar para las categorías principales en los casos en los que los datos necesarios de la actividad y la infraestructura están disponibles o es razonable obtenerlos.

El documento del IPCC presenta los factores de emisión por defecto disponibles de Nivel 1. Todos los factores de emisión presentados están expresados en unidades de emisiones de masa por unidad de volumen de producción de petróleo o de gas. Se presentan dos tablas. Una debe aplicarse solamente a los sistemas diseñados, operados y mantenidos según las normas norteamericanas y de Europa occidental. La otra suele aplicarse a los sistemas de los países en desarrollo y de los países que poseen economías en transición, en los que hay cantidades mucho mayores de emisiones fugitivas por unidad de actividad (muchas veces por un orden de magnitud o más). Entre los motivos de la existencia de emisiones mayores en estos casos pueden incluirse las normas de diseño menos exigentes, el uso de componentes de calidad inferior, el acceso restringido a los mercados del gas natural y, en algunos casos, la fijación de precios energéticos artificialmente bajos, lo que se traduce en una reducción de la conservación de la energía.

Los factores del cuadro que suele aplicarse en países desarrollados se presentan como ejemplos y reflejan las siguientes prácticas y el estado de la industria del petróleo y del gas:

- se conserva la mayor parte del gas asociado;
- el gas dulce de desecho se quema en antorcha o se ventea;
- el gas ácido de desecho se quema en antorcha;
- muchas empresas de transmisión de gas están instrumentando en forma voluntaria programas para reducir las pérdidas de metano causadas por escapes fugitivos de los equipos;
- la industria del petróleo y del gas se encuentra madura y en decadencia en muchas áreas;
- la confiabilidad del sistema es alta;
- el equipo suele estar en buen estado de mantenimiento y se usan componentes de alta calidad;
- las roturas de línea son poco frecuentes;
- el sector se encuentra muy regulado y estas disposiciones suelen hacerse cumplir de forma bastante rigurosa.

Los factores del cuadro que suelen aplicarse en países en desarrollo provienen de los datos de medición limitados disponibles para diversos estudios recientes del sector no publicados de los países en desarrollo o de los países con economías en transición.

Para los niveles 2 y 3 el IPCC ha creado una Base de datos de factores de emisión (EFDB) que se actualiza periódicamente y está disponible en Internet en www.ipcc-nggip.iges.or.jp/EFDB/main.php.

El Instituto Americano del Petróleo (API, del inglés American Petroleum Institute) lleva un Compendio de metodologías para la estimación de emisiones para la industria del petróleo y del gas, que actualizó por última vez en el año 2009. Dicho compendio se encuentra disponible en: http://www.api.org/ehs/climate/new/upload/2009_GHG_COMPENDIUM.pdf.

Una herramienta de software para estimar las emisiones de los gases de efecto invernadero usando las ecuaciones del Compendio del API se encuentra disponible en: <http://ghg.api.org>.

Diversas asociaciones nacionales de la industria del petróleo y del gas también elaboraron una orientación para estimar las emisiones de los gases de efecto invernadero. Tales documentos pueden servir como referencias complementarias útiles, y suelen brindar procedimientos estratificados de cálculo específicos de la fuente. Se ofrece orientación sobre los principios de contabilización del inventario en tanto se aplican al sector del petróleo y del gas, y las definiciones de los límites en las Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions (Directrices de la industria del petróleo para la declaración de las emisiones de gases de efecto invernadero) (International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, 2003): www.ipieca.org/downloads/climate_change/GHG_Reporting_Guidelines.pdf

5.4 Bilan Carbone (Bilan Carbone TM, 2004).

La Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (Agencia Francesa del Medio Ambiente y Gestión de la Energía), elaboró e implementó a partir de 2004 esta herramienta metodológica dedicada a la medición de emisiones de GEI. Se basa en los contenidos de GHG Protocol e ISO 14064.

El Bilan Carbone se caracteriza por una visión generalista muy completa, por lo que, a través de sus distintos módulos, permite trabajar a nivel de empresas y eventos, pero también de territorios y productos.

Esta metodología está basada en un programa en formato Excel acompañado de guías de utilización. Pone a disposición sus factores de emisión y las fórmulas utilizadas, garantizando transparencia.

5.5PAS 2060 (AENOR, 2014)

Fue elaborado en 2009 – 2010 por el British Standard Institute (BSI) con apoyo del Carbon Trust y DEFRA, ambos organismos del gobierno inglés. Está enfocado en el cálculo de las emisiones de organismos (administración, empresas, sitios de producción), colectividades territoriales y particulares.

Se presenta como una guía metodológica que describe paso a paso los criterios a determinar y tomar en cuenta. Constituye una herramienta fundamental en lo que conciernen las buenas prácticas de compensación de emisiones no reductibles de GEI, y está orientada a operadores que buscan ser neutros en carbono con un alto grado de reconocimiento.

5.6Indicadores GRI (Global Reporting Initiative). (GRI Standards, 2024)

Iniciativa internacional en la que participan entidades de diversos ámbitos, incluyendo empresas, gobiernos y diferentes organizaciones civiles. Su objetivo es establecer un marco de trabajo común a nivel mundial, con un lenguaje uniforme y parámetros comunes que sirvan para comunicar de una forma clara y transparente las cuestiones relacionadas con la sostenibilidad a través de las denominadas Memorias de Sostenibilidad. Las mencionadas Memorias comprenden información de diversa índole entre la que se encuentran los Indicadores de desempeño: indicadores que permiten disponer de información comparable respecto al desempeño económico, ambiental y social de la organización.

5.7Resumen de aplicación de metodologías

Considerando las metodologías aquí mencionadas, se resumen a continuación las aplicaciones para las que las mismas fueron desarrolladas:

ISO 14064:

Se enfoca en la contabilización, reducción y verificación de GEI de empresas y administraciones

Se desarrolla con el objetivo de dar transparencia a los reportes de emisiones de GEI y a las declaraciones de reducción o eliminación de GEI.

ISO 14065:

Apunta a entregar confiabilidad en los procesos de verificación y validación, definiendo requisitos para las organizaciones que realizan validaciones o verificaciones de emisiones de GEI.

Establece los requisitos para los organismos que realizan la validación y la verificación de gases de efecto invernadero, para su uso en acreditación u otras formas de reconocimiento.

Al igual que la norma ISO 14064 pretende dar transparencia al proceso.

GHG Protocol:

- Indica los pasos para el cálculo de emisiones GEI.
- Presenta orientación en ayudar a las empresas a desarrollar e instrumentar un sistema de gestión de la calidad para su inventario de emisiones GEI.
- Establece el contenido obligatorio de un reporte público de emisiones de GEI.
- Se refiere además a la verificación, cuyo objetivo es asegurar a los usuarios que la información reportada y las declaraciones asociadas representan un recuento fiel, legítimo y transparente de las emisiones de GEI de una empresa.
- Ofrece orientaciones sobre el proceso para establecer y reportar un objetivo de emisiones de GEI.

IPCC:

Se trata de una guía para calcular las emisiones de GEI provenientes de diferentes fuentes y sectores, y que incluye una detallada lista de factores de emisión.

Bilan Carbone:

Desarrollado en Francia para determinación de emisiones de GEI y se basa en una planilla de cálculo que utiliza factores de emisión.

PAS 2060:

Desarrollado en Inglaterra y se trata de una guía metodológica para el cálculo de las emisiones de organismos (administración, empresas, sitios de producción), colectividades territoriales y particulares.

Indicadores GRI:

Su objetivo es unificar las memorias de sostenibilidad.

6. El caso ANCAP: Refinería La Teja

6.1 Localización

El predio en el que se encuentra Refinería La Teja pertenece al Departamento de Montevideo, barrio La Teja y está comprendido entre la calle Emilio Romero, la Rambla Dr. Baltasar Brum y la Bahía de Montevideo. En la figura 24 se presenta su localización.

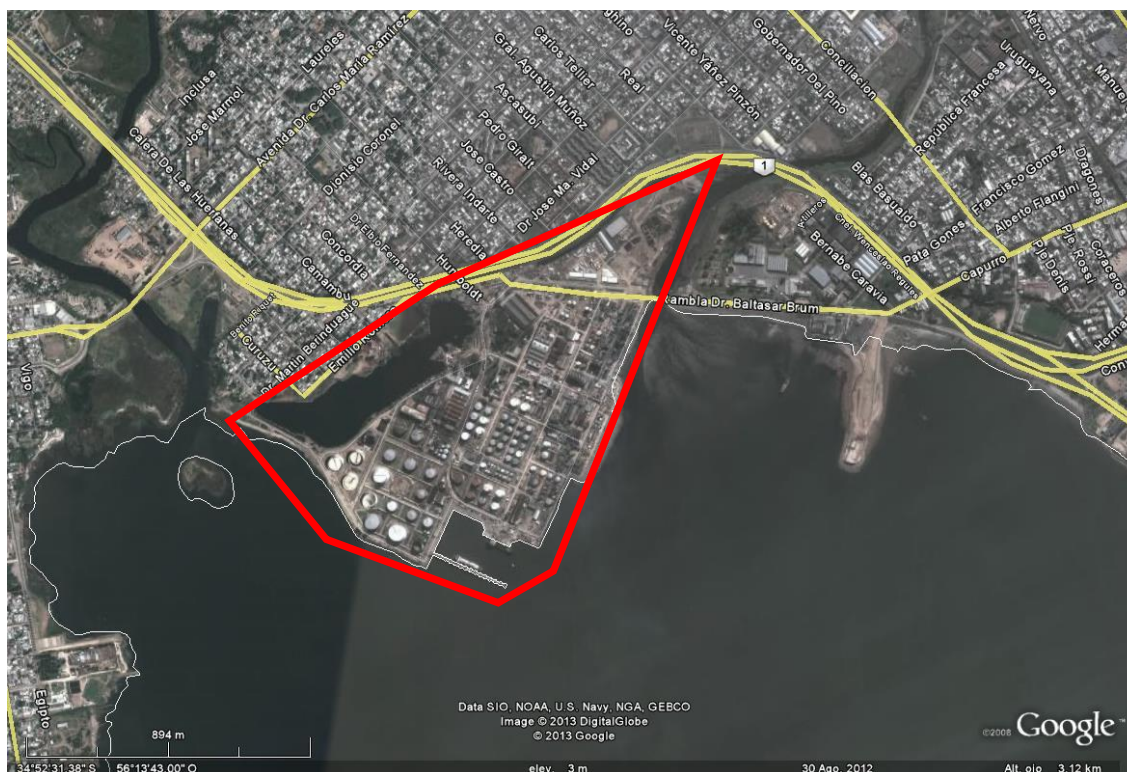


Figura 24: Localización de la planta

Se realiza una descripción detallada de los procesos de la refinería en el Capítulo Anexo.

6.2 Fuentes emisoras de COVs de la refinería

Las emisiones atmosféricas que se producen en la planta se generan dentro de las unidades del proceso de refinación de petróleo, en las unidades de combustión, en el tratamiento de efluentes,

tanques de almacenamiento y en acoples como válvulas, bridas, etc. Adicionalmente, se producen emisiones atmosféricas en la carga y descarga de productos, tanto en la terminal marítima como en el cargadero de camiones.

Según el estudio de Barthe et al, 2015, las principales contribuciones a las emisiones de COVs en refinerías, son las unidades de combustión, tanques de almacenamiento, secciones de carga, planta de tratamiento de efluentes y emisiones fugitivas. Esto concuerda con lo identificado para refinería La Teja, en el presente trabajo.

6.2.1 Emisiones de fuentes fijas puntuales

En la tabla 5 se detallan las fuentes fijas de emisiones atmosféricas puntuales identificadas, su ubicación y características del foco emisor, el combustible que se usa en el proceso y el flujo másico promedio anual de emisión para cada chimenea, en operativa en régimen. (A partir de los datos mensuales disponibles, se observa muy poca variación a lo largo del año para los flujos de emisión de las distintas fuentes puntuales).

Tabla 5

Emisiones atmosféricas de fuentes fijas puntuales – Refinería La Teja (Elaboración propia)

Coordenadas		Foco	Altura (m)	Combustible	Función	Flujo másico seco, 3% O ₂ (t/h)*	Observaciones
Este (X)	Norte (Y)						
570622,94	6140468,87	Antorcha 651L	78	<i>Fuel gas</i>	Sistema de seguridad que asegura encendido de escape de hidrocarburos	SD	NC
570537,52	6140288,7	Horno 3701B	55	<i>Fuel gas</i>	Incineración SRU	SD	NC
570644,01	6140797,42	Antorcha 601L	78	<i>Fuel gas</i>	Sistema de seguridad que asegura encendido de escape de hidrocarburos	SD	NC
570457,38	6140398,06	Horno 2205B	40	<i>Fuel gas</i>	<i>Reboiler</i> torre estabilizadora de CCR	SD	NC
570690,70	6140727,13	Horno 3401B	40	<i>Fuel gas</i>	Horno de planta desulfurización gasolina	1,8	NC
570679,35	6140704,11	Horno 12B	9,5	<i>Fuel gas</i>	Horno <i>Reboiler</i> Unidad DSF (U10)	2,6	NC
570650,865	6140665,21	Horno 103B	20,5	<i>Fuel gas</i>	Horno precalentador descarga de <i>Cracking</i>	2,7	NC

Coordenadas		Foco	Altura (m)	Combustible	Función	Flujo másico seco, 3 % O ₂ (t/h)	Observaciones
Este (X)	Norte (Y)						
570681,675	6140709,64	Horno 11B	16,5	<i>Fuel gas</i>	Horno precalentador de carga de DSF (U10)	2,9	NC
570475,844	6140389,29	Horno 2101B	40	<i>Fuel gas</i>	Vaporiza y calienta la carga de NHT	4,8	NC
570496,326	6140312,74	Horno 3101B	40	<i>Fuel gas</i>	Horno de planta desulfurización <i>gasoil</i>	7,9	NC
570594,179	6140787,94	Caldera Denapak 1302B	30	Fuel oil/ <i>Fuel gas</i>	Generación de vapor	15,5	NC
570647,569	6140632,88	Horno 104B Horno 140B	40	<i>Fuel oil y fuel gas</i>	Calientan unidades de destilación atmosférica y de vacío	16,8 40,8	Comparten la misma chimenea
570466,738	6140393,68	Horno 2102B	40	<i>Fuel gas</i>	Horno <i>reboiler</i> NHT	22	NC
570610,74	6140795,52	Caldera CMI 1303B	30	<i>Fuel gas</i> /Gas natural	Generación de vapor	26,6	NC
570607,601	6140783,53	Caldera CE 1301B	30	Fuel oil / <i>Fuel gas</i>	Generación de vapor	27,6	NC

Coordenadas		Foco	Altura (m)	Combustible	Función	Flujo másico seco, 3 % O ₂ (t/h)	Observaciones
Este (X)	Norte (Y)						
570438,148	6140406,53	Hornos 2201 a 2204B	47	Fuel gas	CCR	35	Comparten la misma chimenea
570659,494	6140664,83	Caldera CO 252B	50	Fuel gas/Coque	Generación de vapor/Caldera de recuperación	70	NC
570046,0	6140454,0	Planta de lubricantes	SD	NC	Ducto extractor de mezcladores de planta de lubricantes	SD	Emisión discontinua
*Promedios anuales para el año 2016. Los valores están corregidos para ser expresados al 3 % de O ₂ . NC – No corresponde. SD – Sin dato.							

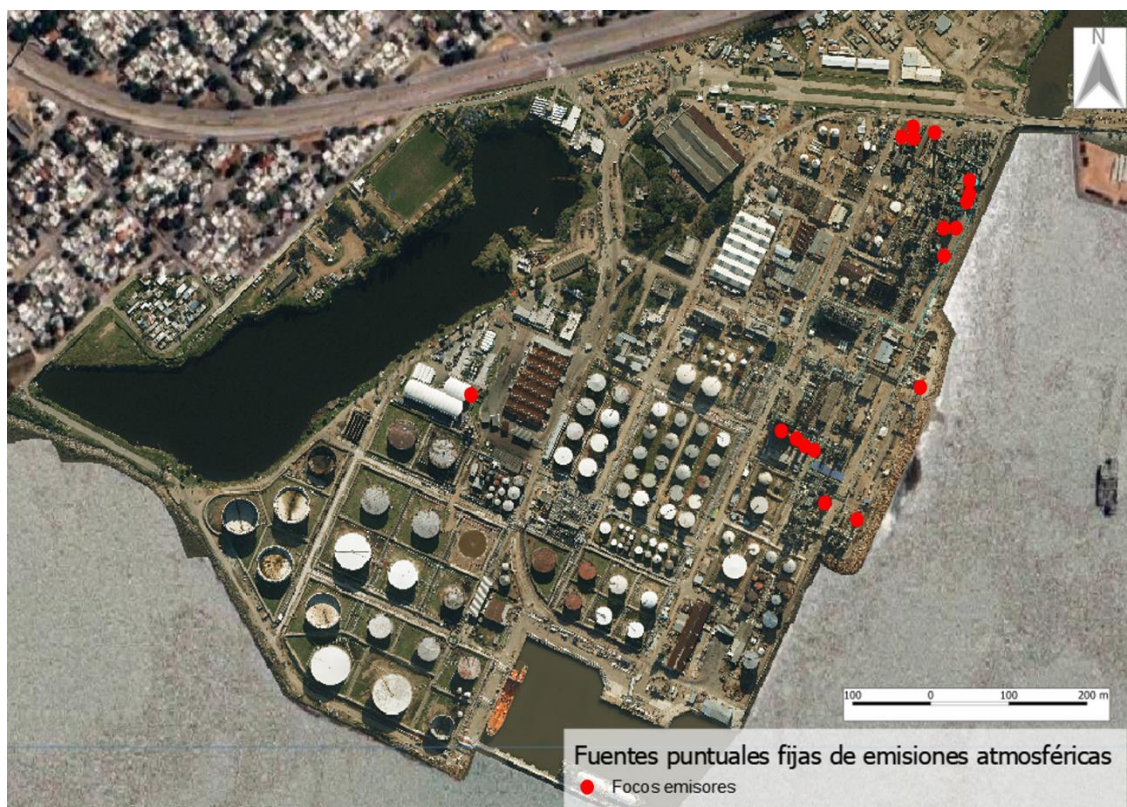


Figura 25: *Focos fijos puntuales de emisiones atmosféricas*

6.2.2 Emisiones difusas

Las fuentes de emisiones difusas identificadas son las siguientes:

- Tanques de almacenamiento de hidrocarburos.
- Carga de camiones.
- Carga y descarga de barcos.
- Tratamiento de efluentes.
- Acoples, como por ejemplo válvulas, bridas, etc.

Las áreas principales donde se producen estas emisiones son mostradas en la figura 26.

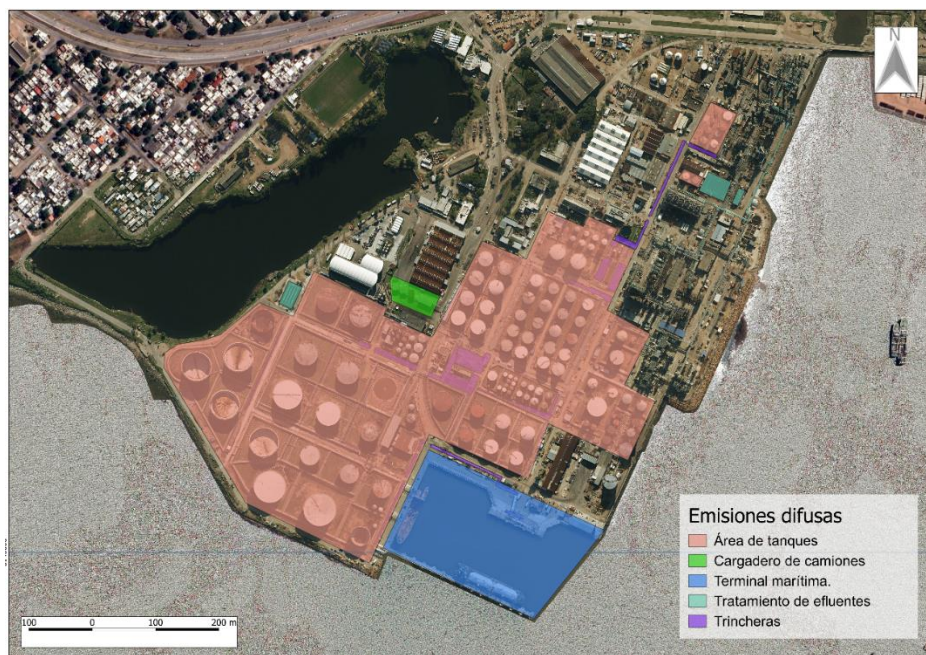


Figura 26: Zonas en donde se producen emisiones atmosféricas difusas

6.2.2.1 Parque de tanques

El parque de tanques está compuesto por 141 tanques de los cuales 5 tanques tienen techo flotante externo y 15 tanques tienen techo flotante interno. El resto son tanques de techo fijo. En las tablas a continuación se muestra el contenido de los tanques y las características del techo de los mismos.

Tabla 6

Tanques de techo fijo

N° tanque	Contenido
011	Crudo recuperado
012	Crudo recuperado
015	Biodiesel
021	Crudo recuperado
022	Crudo recuperado
031	Crudo de alimentación a Topping III
032	Crudo de alimentación a Topping III
033	-
034	-
036	HFO
037	Carga Cracking

N° tanque	Contenido
038	Carga Cracking
039	Carga Cracking
043	Carga Cracking
044	Jet A1 (Kero)
045	Jet A1 (Kero)
046	Jet B (Kero)
048	Jet A1 (Kero)
049	Biodiesel
052	Crudo recuperado
100	UTE Gas Oil
107	HFO IFO 380
109	Crudo
111	Crudo recuperado
112	Crudo recuperado
113	Crudo recuperado / Gas oil
114	Crudo recuperadp / Diesel oil
202	HFO
203	HFO
204	Crudo recuperado
205	HFO
206	IFO
207	Carga Cracking
208	IFO
209	IFO
210	IFO
211	IFO C
212	IFO
213	IFO
214	IFO
215	HFO /Diesel oil
216	IFO C
217	IFO C
220	Gas Oil
301	Gas Oil
302	Gas Oil
303	Gas Oil
304	Gas Oil
402	Crudo recuperado
403	Gasolina
404	Gasolina
405	Gasolina
406	Gasolina
407	Gasolina
408	Gasolina
409	Gasolina
410	Gasolina

N° tanque	Contenido
411	Gasolina
501	Gas Oil
503	Gas Oil
505	Gas Oil
507	Gas Oil
508	Diesel oil
509	Diesel de Cracking
510	Gas Oil
514	Gas Oil
601	Aceite liviano de Cracking
602	Gasolina
603	Gasolina
604	DISAN/Solvente 1197
605	Hexano
606	Hexano
607	Gasolina aviación
608	Recuperado similar gasolina gasoil
609	Queroseno Insecticida
610	DISAN
611	Gasolina
612	Queroseno
613	Queroseno
614	MTB (Gasolina)
615	Isomerase (Gasolina)
616	Biodiesel
617	Bodiesel
618	Queroseno
619	Gasoil / Queroseno
620	Gasolina
621	Queroseno Insecticida
622	DISAN/Solvente 1197
623	Querosene Insecticida
624	DISAN
625	DISAN
718	Aditivos
801	Jet A1
802	Jet A1
803	Jet A1
804	Gasolina pesada cracking
805	Queroseno/Jet A1
806	Queroseno
808	Nafta pesada / Queroseno
809	Nafta pesada
810	Nafta pesada
811	Nafta pesada
812	Nafta pesada

N° tanque	Contenido
902	Diluido MC1
903	Diluido RC2
904	Diluido RC2
905	150/200 Base asfáltica
906	Diluido MC1
907	Diluido MC1
908	150/200 Base asfáltica
909	AC 20
910	Emulsión catiónica
911	60/80 (Asfalto base)
912	Diluido RC2
913	150/200 (Asfalto Base)
915	Asfalto
916	Asfalto
917	Emulsión catiónica
920	Asfalto
716	Isomerato
807	Gasolina Liviana Cracking

Tabla 7*Tanques de techo flotante externo*

N° tanque	Contenido
101	Crudo
103	Crudo
110	Crudo
175	Gasolina
750	Nafta pesada

Tabla 8*Tanques de techo flotante interno*

N° tanque	Contenido
071	Gasolina de Reforming
072	Gasolina de Reforming
550	Nafta pesada (carga de hidrotratamiento)
572	Gasolina de Reforming
705	Gasolina
706	Gasolina
707	Gasolina
708	Gasolina
709	Gasolina
710	Isomerato
711	Gasolina

712	Gasolina
713	Gasolina de Cracking
714	Gasolina de Cracking
715	Isomerato

6.2.2.2 Carga de camiones y carga y descarga de barcos

El cargadero de camiones se compone de 26 picos de carga. Los productos que se cargan a camiones son Gasoil marino, Gasolina de aviación, Jet A1, Jet B, Nafta, Diesel Oil, Fuel Oil, Fuel Oil pesado, Hexano comercial, Disan, Queroseno Bas insecticida, aguarrás y Asfalto.

En el muelle existente en la refinería se realiza carga de productos en barcos que trasladan los productos elaborados en la refinería hacia las plantas de distribución del litoral del país. Estos productos son principalmente Gasolina y Gasoil. En algunas oportunidades también se realiza descarga desde barcos, de productos importados tales como nafta o GLP.

6.2.2.3 Tratamiento de efluentes

Está constituido por dos líneas de tratamiento:

PTE: consta de un tanque pulmón, una reja gruesa autolimpiante, dos canales API, un coalescedor de placas, un tanque homogeneizador – desulfurador, una planta de flotación por aire disuelto (DAF) y una planta de tratamiento biológico.

Línea API-DAF: consta de un canal de entrada, dos canales API, un canal de salida y dos módulos DAF de capacidad 250 m³/h cada uno.

La superficie total de las unidades que contienen efluente con hidrocarburo expuesto a la atmósfera es de aproximadamente 1.420 m².

6.2.2.4 Componentes de cañerías

El conteo de componentes de cañerías estimado para la refinería (realizado en el marco de una consultoría) es el que se presenta en la Tabla 9.

Tabla 9

Número de componentes de cañerías según fluido

	Válvulas	Bridas	Sellos de compresores	Desagües	Válvulas de alivio	Válvulas de muestreo	Líneas de final abierto
Líneas de gas	429	1073	6	34	50	17	40
Líneas de líquidos	1730	4057	72	179	0	72	91
Líneas de líquidos pesados	1730	4057	72	179	0	63	78

6.3 Emisiones de GEI y COVs

6.3.1 Emisiones por combustión

Las emisiones de CO₂ de los focos emisores son estimadas utilizando una planilla de cálculo desarrollada por ANCAP, utilizando factores de emisión. Se consideran las emisiones Alcance 1 (emisiones por combustión) y Alcance 2 (generadas por el consumo de energía eléctrica).

Esta planilla se basa en el Capítulo 2 del documento “Directrices del IPCC 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero”.

La emisión por combustión estimada para la refinería La Teja es en promedio para 2023 de 26.500 t CO₂/mes.

6.3.1.1 Emisiones Alcance 1

La refinería consume los siguientes combustibles en sus diferentes hornos y calderas: gas de refinería (Fuel gas), coque, GLP, fuel oil y gas natural.

Se contabilizan los consumos mensuales de cada uno de los combustibles y se utiliza un factor de emisión para cada combustible.

Los factores de emisión provienen de diversas fuentes, según lo que se explica a continuación.

Para el cálculo de emisiones COVs a partir de fuentes estacionarias en refinería La Teja, se utilizan los siguientes factores de emisión:

Factor de emisión de Fuel gas:

Este parámetro se calcula mensualmente considerando la composición del Fuel Gas analizada diariamente por el Laboratorio de Refinación con la que se obtiene el CO₂ producido y su poder calorífico inferior. Se aplica el mismo factor de emisión para todos los usos del fuel gas.

Factor de emisión de Coque:

El coque se quema únicamente en los regeneradores de catalizador de la unidad de Cracking Catalítico.

Para obtener el factor de emisión se sigue el siguiente procedimiento:

1) Con el analizador de humos del 1° y 2° regenerador y el caudal de aire a cada regenerador, se obtienen mediante un balance de humos:

a. El flujo molar de CO₂ y CO del 1° regenerador (combustión parcial) y el flujo molar del CO₂ del 2° Regenerador (combustión total).

b. Las toneladas de coque por hora quemadas además de su composición como %C y %H.

2) Con la composición del coque se obtiene el Poder Calorífico Inferior (PCI) del coque quemado.

3) Con los flujos molares de CO_2 y CO del 1° y 2° Regenerador se obtienen las toneladas de CO_2 producidas por hora.

4) Finalmente, con las toneladas de CO_2 producidas y la energía liberada por el coque (toneladas de coque * PCI) resulta en el valor de tCO_2/TJ .

Factor de emisión de GLP: Se utiliza el factor de emisión recomendado por el IPCC (Gómez et al., 2006).

Factor de emisión Fuel oil: Se utiliza el factor de emisión recomendado por el IPCC (Gómez et al., 2006).

Factor de emisión Gas Natural: Se calcula en base a la composición diaria del Gas Natural.

6.3.1.2 Emisiones Alcance 2

Para el cálculo de emisiones asociadas al consumo de energía eléctrica se utiliza el consumo mensual de energía eléctrica de la refinería y el factor de emisión proporcionado anualmente por el MIEM (Balance Energético 2022).

6.3.1.3 Evolución emisiones Alcance 1 + Alcance 2 Refinería La Teja

En la figura 27 se presenta la evolución de emisiones de gases de efecto invernadero de la refinería estimadas según el cálculo detallado anteriormente.

Emisiones de gases efecto invernadero - Refinería



Figura 27: Evolución emisiones de CO₂ equivalente de la refinería

La disminución de las emisiones observada a partir del tercer trimestre de 2020 corresponde a la sustitución de fuel oil por fuel gas en varios de los procesos de combustión de la refinería.

En el documento elaborado por Barthe et al., 2015, se indica que la emisión de CO₂ por tonelada de crudo procesado para las refinerías europeas es de entre 0,02 y 0,082 t CO₂/t crudo procesado, lo cual es inferior pero del mismo orden del cálculo realizado para refinería La Teja.

6.3.2 Emisiones difusas

6.3.2.1 Emisiones de tanques

Las emisiones de los tanques de refinería La Teja se dividen de la siguiente forma:

- Emisiones de tanques de techo fijo: 25,25 t COVs/mes

- Emisiones de tanques de techo flotante externo: 12,41 t COVs/mes
- Emisiones de tanques de techo flotante interno: 5,29 t COVs/mes

Los valores de la tabla 10 fueron estimados a partir de planillas de cálculo generadas por la consultora Tartan Engineering y Millenium EMS Solutions., 2009, para ANCAP, en base al modelo EPA Tanks.

Los valores de los parámetros utilizados para el cálculo son los siguientes:

Tabla 10

Parámetros utilizados para el cálculo de emisiones de tanques de techo fijo

Tank Details				LiqLev	%Full	BulkTemp	Density15°C	Thruput	Vapour MW	ProdRVP
No.	Type	Area	Description	Hl feet	%	Tb °F	d t/m³	Q Bbl/time span	Mv lb/lb-mol	RVP psia
Fixed Roof Tanks										
011	Dome	999	Recovered Crude (FFO)	14,49	50	127	0,8500	0	128	If tank is
015	Dome	999	Sweet Naphtha (Naphtha)	13,13	50	77	0,7200	1832	64	6,50
021	Cone	8	Slop (FFO)	18,05	50	77	0,8500	1814	128	**
022	Cone	8	Slop/Recovered Crude (FFO)	18,05	50	77	0,8500	0	128	**
031	Cone	8	Topping III Feed (Crude)	17,22	50	77	0,8700	15297	50	6,13
032	Cone	8	Slop (FFO)	14,77	50	77	0,8500	1289	128	**
033	Cone	8	Reformer Charge (Naphtha)	14,76	50	77	0,7200	1967	64	6,50
034	Cone	8	Reformer Charge (Naphtha)	14,76	50	77	0,7200	1967	64	6,50
036	Cone	8	HFO	14,77	50	150	0,9800	1697	192	**
037	Cone	8	FCCU Charge (HSR)	22,97	50	150	0,8825	8597	149	**
038	Cone	8	FCCU Charge (HSR)	22,97	50	150	0,8825	8596	149	**
039	Cone	8	Pumpout/Pileta (FFO)	18,05	50	77	0,8500	1962	128	**
043	Dome	9	FCCU Charge	14,77	50	152	0,8825	2227	149	**
044	Dome	9	Jet A1 (Kero)	14,60	50	77	0,8200	2451	109	**
045	Dome	9	Jet A1 (Kero)	14,60	50	77	0,8200	2451	109	**
046	Dome	9	Jet B (Kero)	13,29	50	77	0,8200	1943	109	**
048	Cone	9	Kerosene	11,32	50	77	0,8200	1860	109	**
049	Cone	9	Turpentine (Kero)	13,06	50	77	0,8200	1542	109	**
052	Cone	7	Slop/Recovered Crude (FFO)	7,38	50	77	0,8500	359	128	**
100	Cone	1	UTE Gas Oil (FFO)	23,13	50	77	0,8500	110253	128	**
107	Cone	1	HFO IFO 380	20,02	50	150	0,9800	30465	192	**
109	Cone	1	Recovered Crude (FFO)	20,02	50	77	0,8500	15558	128	**
111	Cone	1	Recovered Crude (FFO)	24,66	50	77	0,8500	17861	128	**
112	Cone	1	Recovered Crude (FFO)	14,77	50	77	0,8500	543	128	**
113	Cone	1	Recovered Crude (FFO)	14,77	50	77	0,8500	0	128	**
114	Cone	1	Recovered Crude (FFO)	14,77	50	77	0,8500	543	128	**
202	Cone	2	HFO	22,97	50	150	0,9800	50679	192	**
203	Cone	3	HFO	22,15	50	150	0,9800	47198	192	**
204	Cone-Br	2	Recovered Crude (FFO)	22,97	50	77	0,8500	25878	128	**
205	Cone	2	HFO	22,97	50	150	0,9800	0	192	**
206	Cone	3	HFO	21,16	50	150	0,9800	46513	192	**
207	Cone	2	HFO	25,43	50	150	0,9800	33693	192	**
208	Cone-Br	2	HFO	22,97	50	150	0,9800	35195	192	**
209	Cone	4	HFO	14,44	50	150	0,9800	5206	192	**
210	Cone	4	HFO	12,47	50	150	0,9800	963	192	**
211	Cone	4	HFO	18,05	50	150	0,9800	0	192	**
212	Cone	4	HFO	20,34	50	150	0,9800	16118	192	**
213	Cone	4	HFO	20,34	50	150	0,9800	16122	192	**
214	Cone	999	HFO	13,95	50	150	0,9800	674	192	**
215	Cone	3	HFO	13,95	50	150	0,9800	674	192	**
216	Dome	3	HFO	10,67	50	150	0,9800	661	192	**
217	Cone	3	HFO	13,95	50	150	0,9800	674	192	**
220	Cone	999	Gas Oil (FFO)	22,82	50	127	0,8500	88211	128	**
301	Cone	5	Special Gas Oil (FFO)	22,64	50	127	0,8500	23863	128	**
302	Cone	5	Gas Oil (FFO)	22,64	50	127	0,8500	0	128	**
303	Cone	5	Gas Oil (FFO)	22,64	50	127	0,8500	23863	128	**
304	Cone	5	Gas Oil (FFO)	22,64	50	127	0,8500	23863	128	**
402	Cone	3	Slop/Recovered Crude (FFO)	11,65	50	77	0,8500	337	128	**
403	Cone	3	Lub Naphtha (HSR)	14,77	50	150	0,8825	1465	149	**
404	Cone	3	Lub Naphtha (HSR)	9,85	50	150	0,8825	769	149	**
405	Cone	3	Lub N100 (HSR)	9,85	50	150	0,8825	769	149	**
406	Cone	3	Lub N500 (HSR)	15,09	50	150	0,8825	1985	149	**
407	Cone	3	Lub N500 (HSR)	15,09	50	150	0,8825	1985	149	**
408	Cone	3	Lub N100 (HSR)	15,09	50	150	0,8825	1985	149	**
409	Cone	3	Lub N500 (HSR)	14,77	50	150	0,8825	6184	149	**
410	Cone	3	Lub BR ST (HSR)	14,77	50	150	0,8825	6184	149	**
411	Cone	3	Lub N500 (HSR)	14,77	50	150	0,8825	6184	149	**
501	Dome	4	Gas Oil (FFO)	19,69	50	127	0,8500	18639	128	**

Tank Details				LiqLev	%Full	BulkTemp	Density15°C	Thruput	Vapour MW	ProdRVP
No.	Type	Area	Description	Hl feet	%	Tb °F	d t/m³	Q Bbl/time span	Mv lb/lb-mol	RVP psia
Fixed Roof Tanks										
503	Cone-Br	4	Gas Oil (FFO)	20,34	50	127	0,8500	18692	128	**
505	Cone	7	Gas Oil (FFO)	22,48	50	127	0,8500	39893	128	**
507	Cone	7	Gas Oil (FFO)	19,69	50	127	0,8500	18639	128	**
508	Cone	7	Diesel (FFO)	14,77	50	127	0,8500	6184	128	**
509	Cone	7	FCCU Diesel (FFO)	18,05	50	127	0,8500	8712	128	**
510	Cone	7	Gas Oil (FFO)	18,05	50	127	0,8500	8712	128	**
514	Cone	999	Gas Oil (FFO)	34,75	50	127	0,8500	32614	128	**
601	Cone	6	Lt FCCU Oil (FFO)	14,76	50	77	0,8000	6184	98	**
602	Cone	6	100 RON Naphtha (Gasol)	9,92	50	77	0,7200	765	64	7,00
604	Cone	6	DISAN/Solvent 1197 (Gasol)	10,67	50	77	0,7600	766	79	4,00
605	Cone	6	Hexane (Gasol)	10,45	50	77	0,6600	773	86	5,00
606	Cone	6	Hexane (Gasol)	10,45	50	77	0,6600	773	86	5,00
607	Cone	6	AvGas 100 (Gasol)	9,85	50	77	0,7200	758	64	7,00
608	Cone	6	Aromatic Turpentine (Kero)	10,67	50	77	0,8200	0	109	**
609	Cone	6	Solvent 1197 (Gasol)	10,45	50	77	0,7200	0	64	8,00
610	Cone	6	DISAN (Gasol)	10,45	50	77	0,7600	773	79	4,00
611	Cone	6	Unl'd Naphtha (Gasol)	10,45	50	77	0,7300	773	67	8,00
612	Cone	6	Aromatic Turpentine (Kero)	12,41	50	77	0,8200	1927	109	**
613	Cone	6	Solvent 1197 (Gasol)	12,41	50	77	0,7200	1927	64	8,00
614	Cone	6	MTB (Gasol)	12,40	50	77	0,7404	1927	88	7,50
615	Cone	6	AvGas 80 Oct (Gasol)	12,41	50	77	0,7200	1927	64	7,00
616	Dome	6	AvGas Low Oct (Gasol)	12,96	50	77	0,7200	2889	64	7,00
617	Dome	6	AvGas 100 Oct (Gasol)	12,96	50	77	0,7200	2889	64	7,00
618	Dome	6	Turpentine (Kero)	12,96	50	77	0,8200	2890	109	**
619	Dome	6	DISAN (Gasol)	12,96	50	77	0,7600	2890	79	4,00
620	Cone	999	Unl'd Naphtha (Gasol)	7,88	50	77	0,7300	86	67	8,00
621	Cone	999	Kerosene Insecticide	7,88	50	77	0,8200	86	109	**
622	Cone	999	DISAN (Gasol)	7,88	50	77	0,7600	86	79	4,00
623	Cone	999	Aromatic Turpentine (Kero)	5,74	50	77	0,8200	85	109	**
624	Cone	999	DISAN (Gasol)	5,74	50	77	0,7600	85	79	4,00
625	Cone	999	DISAN (Gasol)	11,49	50	77	0,7600	0	79	4,00
718	Cone	999	Additives (FFO)	9,52	50	77	0,8500	179	128	**
801	Cone	5	Jet A1 (Kero)	21,23	50	77	0,8200	11921	109	**
802	Dome	5	Jet A1 (Kero)	17,72	50	77	0,8200	12524	109	**
803	Dome	5	Jet A1 (Kero)	17,72	50	77	0,8200	12524	109	**
804	Dome	5	Aviation Naphtha 100 Oct (Gasol)	21,23	50	77	0,7200	11921	64	7,00
805	Dome	5	Kerosene/Jet A1	17,72	50	77	0,8200	12523	109	**
806	Dome	5	Kerosene	21,23	50	77	0,8200	11918	109	**
808	Dome	5	Kerosene	21,23	50	77	0,8200	11918	109	**
809	Dome	5	Heavy Naphtha	21,23	50	77	0,7200	11921	64	6,50
810	Dome	5	Heavy Naphtha	21,23	50	77	0,7200	11921	64	6,50
811	Dome	5	Heavy Naphtha	21,23	50	77	0,7200	11921	64	6,50
812	Dome	5	Heavy Naphtha	21,23	50	77	0,7200	11921	64	6,50
902	Dome	7	Diluent MC (Kero)	20,00	50	77	0,8200	339	109	**
903	Dome	7	Diluent RC (Naphtha)	20,00	50	77	0,7200	3169	64	6,50
904	Dome	7	Diluent RC (Naphtha)	20,00	50	77	0,7200	0	64	6,50
905	Dome	7	150/200 (Asphalt-Base)	20,00	50	300	1,0500	634	210	**
906	Dome	7	Diluent MC (Kero)	20,00	50	77	0,8200	339	109	**
907	Dome	7	RC2 (Asphalt)	10,67	50	300	1,0500	81	210	**
908	Dome	7	150/200 (Asphalt-Base)	16,00	50	300	1,0500	201	210	**
909	Dome	7	60/80 (Asphalt-Base)	24,00	50	300	1,0500	2047	210	**
910	Dome	7	Cationic Emulsion	11,99	50	300	1,0500	83	210	**
911	Dome	7	60/80 (Asphalt-Base)	20,00	50	300	1,0500	680	210	**
912	Dome	7	RC2 (Asphalt)	20,00	50	300	1,0500	0	210	**
913	Dome	7	150/200 (Asphalt-Base)	16,00	50	300	1,0500	201	210	**
915	Dome	999	E.M. (Asphalt??)	11,65	50	300	1,0500	82	210	**
916	Dome	999	E.M. (Asphalt??)	9,85	50	300	1,0500	20	210	**
917	Dome	7	Cationic Emulsion	14,77	50	300	1,0500	265	210	**

Tabla 11

Parámetros utilizados para el cálculo de emisiones de tanques de techo flotante externo:

Tank Details				LiqLev	%Full	BulkTemp	Density15°C	Thruput	Vapour MW	ProdRVP
Sort	Sort	Area	Sort	HI feet	%	Tb °F	d t/m³	Q B/tm spn	Mv lb/lb-mol	RVP psia
101	EFR	2	Crude	35,27	50	77	0,8700	564187	141	6,13
103	EFR	2	Crude	35,27	50	77	0,8700	564187	141	6,13
110	EFR	1	Crude	22,97	50	77	0,8700	0	141	6,13
175	EFR	1	FCCU Gasoline	24,61	50	77	0,7200	102835	64	9,40
750	EFR	2	FCCU Gasoline for Export	22,15	50	77	0,7200	0	64	9,40

Tabla 12

Parámetros utilizados para el cálculo de emisiones de tanques de techo flotante interno:

Tank Details				LiqLev	%Full	BulkTemp	Density15°C	Thruput	Vapour MW	ProdRVP
Sort	Sort	Area	Sort	HI feet	%	Tb °F	d t/m³	Q B/tm spn	Mv lb/lb-mol	RVP psia
071	EFR	9	Reformat Gasoline	27,10	50	77	0,8200	31240	109	4,00
072	EFR	9	Reformat Gasoline	27,10	50	77	0,8200	31240	109	4,00
550	IFR	1	Heavy Naphtha (Gas)	28,05	50	77	0,7200	140020	64	6,50
572	IFR	4	FCCU Gasoline for Export	34,45	50	77	0,7200	0	64	9,40
705	IFR	5	Super Naphtha (Gas)	24,44	50	77	0,7500	25349	75	8,00
706	IFR	5	Super Naphtha (Gas)	24,44	50	77	0,7500	25349	75	8,00
707	IFR	5	Specialty Naphtha (Gas)	24,44	50	77	0,7400	25349	71	7,00
708	IFR	5	Specialty Naphtha (Gas)	24,44	50	77	0,7400	0	71	7,00
709	IFR	5	Desulfurized Gasoline	19,69	50	77	0,7300	14160	67	8,00
710	IFR	5	Desulfurized Gasoline	19,69	50	77	0,7300	14160	67	8,00
711	IFR	5	Super Naphtha (Gas)	19,69	50	77	0,7500	14160	75	8,00
712	IFR	5	Naphtha Topping (Gas)	19,69	50	77	0,7200	0	64	11,60
713	IFR	5	FCCU Gasoline	19,69	50	77	0,7200	14160	64	9,40
714	IFR	5	FCCU Gasoline	19,69	50	77	0,7200	0	64	9,40
715	IFR	5	Isomate (Gas)	19,69	50	77	0,7200	14160	64	10,60

Las emisiones son calculadas basándose en los procedimientos que utiliza el programa EPA Tanks. Para este cálculo se utilizaron las propiedades de los productos almacenados en los tanques, tales como las presiones de vapor Reid y las densidades. En la mayoría de los casos se asumen características típicas de construcción de tanques. Las temperaturas de almacenamiento de los tanques están basadas en la experiencia, especialmente para los productos más pesados, que fluyen desde las unidades de proceso hacia los tanques a temperaturas elevadas. Para los tanques que contienen los productos más livianos, dado que el ingreso de los productos se produce a temperatura algo superior a la temperatura ambiente, se asume que se encuentran a temperatura ambiente más 5°C.

Tartan Engineering y Millenium EMS Solutions Ltda., 2009, realizaron las siguientes suposiciones para realizar el cálculo.

1. Hay una relación constante entre la capacidad total de tanques para cada producto final o cada producto intermedio y el volumen de cada producto final o cada producto intermedio. Por ejemplo, si hay el doble de producción del producto A que del producto B, entonces hay el doble de capacidad de almacenamiento para A con respecto a lo que hay para B. Se ignoran las variaciones mensuales en el rendimiento de los productos.
2. Toda la producción líquida de una unidad de procesamiento es enviada a tanques de almacenamiento intermedio y la unidad de procesamiento aguas abajo se alimenta desde el parque de tanques. Este es el caso más conservador.
3. El volumen que ingresa a un tanque es igual al volumen que sale del tanque. Esto se cumple en el largo plazo, pero puede ser no válido en el corto plazo debido a

fluctuaciones en el inventario de tanques. Siguiendo esta línea, para el propósito de estimar las pérdidas evaporativas, se asume que los tanques están llenos hasta la mitad.

Las oportunidades de mejora identificadas por Tartan Engineering y Millenium EMS Solutions Ltda., 2009, para este cálculo son las que se describen a continuación.

1. El gran número de tanques hace que sea extremadamente difícil calcular las emisiones del parque de tanques. No hay suficiente información disponible para determinar los flujos de entrada y salida de los tanques.
2. Se requiere realizar una investigación detallada de cada tanque relativa a su construcción y condición y los flujos de ingreso y salida. Esto requiere importante tiempo y esfuerzo.
3. Como alternativa, se podrían implementar las siguientes acciones, que permitirían realizar un cálculo preciso de las emisiones del parque de tanques:
 - Registrar mensualmente no solo la producción mensual de cada producto final sino también el volumen producido de cada producto intermedio que va desde las unidades de proceso hacia el parque de tanques.
 - Indicar qué tanques estuvieron fuera de operación en cada mes y luego repartir la descarga de cada producto intermedio hacia los tanques en operación sobre la base de su capacidad.
 - Determinar cuáles tanques son tanques de blending para cada producto. La cantidad de ese producto final debe ser repartida entre los tanques de blending de ese producto sobre la base de su capacidad.
 - Determinar qué tanques son para entrega de cada producto. La cantidad de ese producto final debe ser repartida entre los tanques de entrega sobre la base de su capacidad.

- Registrar mensualmente las propiedades de los productos, tales como densidad, presión de vapor Reid, curva de destilación y temperatura promedio de almacenamiento.
- Las emisiones totales de hidrocarburos son útiles para determinar las pérdidas de productos, pero tienen una utilidad limitada para propósitos de calidad de aire, para los cuales se necesitan las pérdidas evaporativas de los compuestos orgánicos volátiles individuales. Estas emisiones pueden estimarse mediante el entendimiento de los flujos de productos a través de cada tanque.

6.3.2.2 Emisiones de carga de camiones y carga y descarga de barcos

El cálculo de este tipo de emisiones no suele estar descrito en la bibliografía consultada, ya que la mayoría de las refinerías no tienen cargaderos dentro de sus instalaciones.

Las operaciones de carga en la refinería se realizan usando carga superior sumergida, con la excepción del Jet A1, que se realiza por carga ventral.

Los barcos que se cargan en la refinería son evacuados de gases previo a realizar la carga.

Se utilizan diferentes factores de emisión para invierno y verano.

El procedimiento de cálculo es el que se describe en la norma AP 42 para el caso de camiones, ecuación 9 del presente documento. Para el caso de barcos se utilizan factores de emisión desarrollados por Tartan Engineering y Millenium EMS Engineering Ltda., 2009.

Los valores de los parámetros utilizados para el cálculo son los siguientes:

Tabla 13

Parámetros utilizados para el cálculo de emisiones de carga de camiones (verano)

Producto	T (°F)	Patm (kPa)	Peso molecular vapor	Densidad del líquido (Kg/m3)	Presión de vapor (mmHg)	de RVP (psi)	Pendiente 5-15%	Factor A	Factor B	Cs
Gasolina de aviación	87	101,325	70,3	615	314,5	7,29	2,43	12,029	5589,4	0,413752
Nafta	84	101,325	84,4	657	107,2			11,368	5784,3	0,141083
Jet A-1	86	101,325	91,6	669	1,0			12,390	8933,0	0,001272
Diesel	105	101,325	125,2	722	1,3			12,101	8907,0	0,00173
Fuel Oil	145	101,325	191,0	828	0,0			10,104	10475,5	4,98E-05
Gas Oil Marino	200	101,325	200,0	842	4,1			12,101	8907,0	0,005392
Asfalto	350	101,325	215,0	866	0,7			10,104	10475,5	0,000918

Tabla 14

Parámetros utilizados para el cálculo de emisiones de carga de camiones (invierno)

Producto	T (°F)	Patm (kPa)	Peso molecular vapor	Densidad del líquido (Kg/m3)	Presión de vapor (mmHg)	RVP (psi)	Pendiente 5-15%	Factor A	Factor B	Cs
Gasolina de aviación	55	100,39	70,3	615	166,5	7,29	2,43	12,029	5589,4	0,221163
Nafta	55	100,39	84,4	657	58,9			11,368	5784,3	0,078194
Jet A-1	55	100,39	91,6	669	0,4			12,390	8933,0	0,000479
Diesel	105	100,39	125,2	722	1,3			12,101	8907,0	0,001746
Fuel Oil	145	100,39	191,0	828	0,0			10,104	10475,5	5,03E-05
Gas Oil Marino	155	100,39								0
Asfalto	170	100,39								0

Tabla 15

Factores de emisión desarrollados por Tartan Engineering y Millenium EMS Solutions Ltda. (2009) en base a mediciones realizadas en varios terminales marítimos (carga de productos).

Producto cargado	Factor verano (Kg/m3)	Factor invierno (Kg/m3)
Fuel Oil Medio	0,00193	0,00272
Fuel Oil Pesado	0,00193	0,00272

Tabla 16

Factores de emisión desarrollados por Tartan Engineering y Millenium EMS Solutions Ltda. (2009) en base a mediciones realizadas en varios terminales marítimos (descarga de productos).

Producto descargado	Factor verano (Kg/m3)	Factor invierno (Kg/m3)
Gasolina	0,10672	0,12820
Fuel Oil Medio	0,00434	0,00611
Fuel Oil Pesado	0,00434	0,00611

Las mejoras a implementar para este cálculo determinadas por Tartan Engineering y Millenium EMS Solutions Ltda., 2009, son las que se describen a continuación.

1. Es necesario determinar dónde son liberados los gases, previo a realizar la carga, cuáles fueron las emisiones generadas durante esta operación y cómo se gestionaron las mismas.
2. Los flujos entrantes tienen que ser listados individualmente como la cantidad descargada de cada barco recibida mediante oleoducto/gasoducto.

3. Los flujos salientes tienen que ser listados individualmente como la cantidad cargada a cada camión o barco o transferida mediante oleoducto/gasoducto.

6.3.2.3 Emisiones del Tratamiento de efluentes

Para realizar este cálculo se utiliza un balance de masa, según lo explicado en el [punto](#)

3.4.

La información utilizada para el cálculo es la siguiente:

Caudal de efluentes a planta de tratamiento: 200 m³/h

Concentración promedio de hidrocarburos en efluentes a tratamiento: 500 ppmw

Concentración promedio de hidrocarburos en efluente descargado de la planta de tratamiento: 5 ppmw

Volumen de hidrocarburos que se recuperan en canales API: 29,47 m³/mes

Densidad de los hidrocarburos que se recuperan en canales API: 0,8242 t/m³

Volumen de hidrocarburos que se recuperan en plantas DAF: 19,63 m³/mes

Densidad de los hidrocarburos que se recuperan en plantas DAF: 0,8467 m³/mes

6.3.2.4 Emisiones de Componentes de cañerías

Para el cálculo de estas emisiones, el método utilizado en refinería La Teja, fue desarrollado por Tartan Engineering y Millenium EMS Solutions Ltd., 2009 y consiste de las siguientes etapas:

1. Contar el número de bridas, válvulas, desagües, sellos de bombas, etc., en la unidad de Topping. Se puede realizar el conteo mediante la revisión de los Piping & Instrument Drawings (P&IDs) actualizados. El resultado se conoce como conteo de componentes.
2. Al mismo tiempo, determinar el fluido a través de los componentes (gas, líquido o líquido pesado). Esto es necesario por dos razones. Primero, los factores de emisión son diferentes

dependiendo del fluido. Segundo, las líneas de gas a menudo contienen metano y las pérdidas de estos componentes contribuyen a las emisiones de gases de efecto invernadero.

3. Una vez que se finalizó con la unidad de Topping, deben repetirse estos pasos para el resto de las unidades (Vacío, FCCU, Octanizing, Reforming, Isomerización, HDS, Prime G+, SRU, etc.), hasta haber considerado todas las líneas de hidrocarburos. Esto incluye el parque de tanques.

Luego de haber finalizado el conteo de componentes, es necesario determinar los factores de emisión. Se listan los métodos en orden de precisión creciente (Tartan Engineering y Millenium EMS Solutions Ltd, 2009).

- Promedio. Cada componente tiene un factor, usualmente en kg/h/fitting. Habrá uno para bridas en líneas de gas, otro para sellos de bombas en líneas de líquido, y así sucesivamente. Hay un porcentaje implícito de componentes con pérdidas involucrados en la preparación del factor. Si la proporción actual de componentes con pérdidas es diferente que el porcentaje implícito, la estimación de la emisión será afectada. La estimación de la emisión que resulta de usar factores promedio arroja una respuesta aproximada. Sin embargo, ya que el número de componentes y el factor son fijos, la estimación de la emisión también lo es. Si el objetivo del inventario es demostrar una mejora en el desempeño de la planta, no es apropiado usar factores promedio.
- Pérdida / No pérdida. Este escenario tiene dos factores dependiendo de si cada componente pierde o no. A menos que la refinería decida muestrear un número significativo de cada tipo de componentes para establecer una nueva proporción de componentes con pérdidas para cada inventario, no habrá cambio visible en el inventario. Se toman lecturas de las

pérdidas, pero no son usadas en la estimación con otro fin más que para categorizar cada componente.

- Estratificación. Las pérdidas son categorizadas por tamaño de pérdida: 0 – 1000 ppm, 1001 – 10000 ppm y 10001+ ppm. Esto implica tres sets de factores para cada tipo de componente. Otra vez, si se quieren reflejar las mejoras, la refinería tendrá que tomar una gran cantidad de lecturas para cada inventario. Se toman lecturas específicas de pérdidas pero no se usan en el método de cálculo.
- Screening. Este es el método más preciso pero también el que lleva más tiempo. Se realiza la medición de la pérdida utilizando un Analizador de vapores orgánicos calibrado (OVA por sus siglas en inglés). Se mide la pérdida y el flujo se calcula específicamente usando la concentración de la pérdida. Cuanto mayor sea el número de componentes muestreados, la estimación será más precisa.

El uso de un instrumento para medir las pérdidas permite identificar las componentes con pérdidas, así como cuantificar cada una de las pérdidas. Esto permite a la refinería priorizar las reparaciones de los componentes con pérdidas.

Para disponer de un valor estimado de las emisiones potenciales a partir de componentes, ANCAP utilizó un conteo de componentes de 14.029 bridas, válvulas, etc. (Tartan Egeineering y Millenium EMS Solutions, 2009). Las emisiones fueron estimadas en el orden de 65 toneladas por mes usando factores de emisión promedio. En el otro extremo de la escala de esfuerzo requerido, se utilizaron valores típicos de pérdidas (con base en la norma AP 42) para calcular las emisiones cuando se utilizan factores screening. La estimación fue de 24 toneladas por mes. Esto indica que se requiere mayor estudio sobre las emisiones de los componentes de equipos, ya que se obtiene una diferencia importante entre los diferentes métodos utilizados.

Tabla 19*Factores de emisión promedio utilizados – Líneas de líquidos pesados*

Componente	Válvulas	Bridas	Sellos de compresores	Drenajes	Válvulas de alivio	Toma muestras	Líneas de final abierto
Factor	0,00023	0,00025	0,021	0,032	0,164	0,015	0,0023
(Kg/h/componente)							

Tabla 20*Factores de emisión pérdida/no pérdida utilizados – Líneas de gases*

Componente	Válvulas	Bridas	Sellos de compresores	Drenajes	Válvulas de alivio	Toma muestras	Líneas de final abierto
Factor no pérdida	0,00048	0,00006	0,0894	0,032	0,0447	0,015	0,0015
(Kg/h/componente)							
Factor pérdida	0,0451	0,0375	1,608	0,032	1,691	0,015	0,01195
(Kg/h/componente)							
Porcentaje de componentes con pérdida	12,6	0,6	57,2	4,7	8,6	0	7,8

Tabla 21*Factores de emisión pérdida/no pérdida utilizados – Líneas de líquidos livianos*

Componente	Válvulas	Bridas	Sellos de compresores	Drenajes	Válvulas de alivio	Toma muestras	Líneas de final abierto
Factor no pérdida (Kg/h/componente)	0,00171	0,00006	0,012	0,032	0,0447	0,015	0,0015
Factor pérdida (Kg/h/componente)	0,0852	0,0375	0,437	0,032	1,691	0,015	0,01195
Porcentaje de componentes con pérdida	11,4	0,6	24,1	4,7	8,6	0	7,8

Tabla 22*Factores de emisión pérdida/no pérdida utilizados – Líneas de líquidos pesados*

Componente	Válvulas	Bridas	Sellos de compresores	Drenajes	Válvulas de alivio	Toma muestras	Líneas de final abierto
Factor no pérdida (Kg/h/componente)	0,00023	0,00006	0,0135	0,032	0,0447	0,015	0,0015
Factor pérdida (Kg/h/componente)	0,00023	0,0375	0,3885	0,032	1,691	0,015	0,01195
Porcentaje de componentes con pérdida	0,2	0,6	3,8	4,7	8,6	0	7,8

Tabla 23*Factores de emisión estratificados utilizados – Líneas de gases*

Componente	Válvulas	Bridas	Sellos de compresores	Drenajes	Válvulas de alivio	Toma muestras	Líneas de final abierto
Factor 0 – 1000 ppm (Kg/h/componente)	0,00014	0,00002	0,01132	0,032	0,0114	0,015	0,00013
Factor 1001 – 10000 ppm (Kg/h/componente)	0,00165	0,00875	0,264	0,032	0,279	0,015	0,00876
Factor 10001+ ppm (Kg/h/componente)	0,0451	0,0375	1,608	0,032	1,691	0,015	0,01195
Porcentaje de componentes con pérdidas 10001+	12,6	0,6	57,2	4,7	8,6	0	7,8
Porcentaje de componentes con pérdidas 1001 - 10000	8,4	0,8	10,3	5,5	16,4	0	9,3

Tabla 24*Factores de emisión estratificados utilizados – Líneas de líquidos livianos*

Componente	Válvulas	Bridas	Sellos de compresores	Drenajes	Válvulas de alivio	Toma muestras	Líneas de final abierto
Factor 0 – 1000 ppm (Kg/h/componente)	0,00028	0,00002	0,00198	0,032	0,0114	0,015	0,00013
Factor 1001 – 10000 ppm (Kg/h/componente)	0,000963	0,00875	0,0335	0,032	0,279	0,015	0,00876
Factor 10001+ ppm (Kg/h/componente)	0,0852	0,0375	0,437	0,032	1,691	0,015	0,01195
Porcentaje de componentes con pérdidas 10001+	11,4	0,6	24,1	4,7	8,6	0	7,8
Porcentaje de componentes con pérdidas 1001 - 10000	15,6	0,8	22,1	0,5	16,4	0	9,3

Tabla 25*Factores de emisión estratificados utilizados – Líneas de líquidos pesados*

Componente	Válvulas	Bridas	Sellos de compresores	Drenajes	Válvulas de alivio	Toma muestras	Líneas de final abierto
Factor 0 – 1000 ppm (Kg/h/componente)	0,00023	0,00002	0,0038	0,032	0,0114	0,015	0,00013
Factor 1001 – 10000 ppm (Kg/h/componente)	0,00023	0,00875	0,0926	0,032	0,279	0,015	0,00876
Factor 10001+ ppm (Kg/h/componente)	0,00023	0,0375	0,3885	0,032	1,691	0,015	0,01195
Porcentaje de componentes con pérdidas 10001+	0,2	0,6	3,8	4,7	8,6	0	7,8
Porcentaje de componentes con pérdidas 1001 - 10000	1,5	0,8	9,6	5,5	16,4	0	9,3

Tabla 26*Factores de emisión screening utilizados – Líneas de gases*

Componente	Válvulas	Bridas	Sellos de compresores	Drenajes	Válvulas de alivio	Toma muestras	Líneas de final abierto
Factor (Kg/h/componente)	0,00043	0,00003	0,95065	0,03200	0,19973	0,01500	0,00011

Tabla 27*Factores de emisión screening utilizados – Líneas de líquidos livianos*

Componente	Válvulas	Bridas	Sellos de compresores	Drenajes	Válvulas de alivio	Toma muestras	Líneas de final abierto
Factor (Kg/h/componente)	0,00053	0,00003	0,00319	0,03200	0,19973	0,01500	0,00011

Tabla 28*Factores de emisión screening utilizados – Líneas de líquidos pesados*

Componente	Válvulas	Bridas	Sellos de compresores	Drenajes	Válvulas de alivio	Toma muestras	Líneas de final abierto
Factor (Kg/h/componente)	0,00004	0,00003	0,00773	0,03200	0,19973	0,01500	0,00011

Las emisiones difusas de COVs totales estimadas para las diferentes áreas se presentan en la tabla 29.

6.3.2.5 Resumen de resultados emisiones difusas

Tabla 29

Emisiones atmosféricas difusas

Fuente	Emisiones estimadas de COVt (t/mes)	Emisiones estimadas de COV, expresadas como t CO ₂ eq/mes
Tanques	42,95	94,49
Carga de camiones	0,18	0,40
Carga y descarga de barcos	0,83	1,83
Tratamiento de efluentes	33,49	73,68
Componentes de cañerías	64,69	142,32

Nota: Para la conversión de las toneladas de COVs a toneladas de CO₂ equivalente se utiliza la fórmula: Emisiones CO₂ = Emisiones COV x C x 44/12, en la cual C representa la fracción másica de C en los COVs. El valor de C por defecto es 0,6. (Tomado de IPCC, 2006).

Para el caso de refinería la Teja y de acuerdo a los datos estimados presentados en la tabla 29, las emisiones de los tanques representan el 30 % del total de las emisiones de COVs. Dentro de éstas, se constata que los tanques de gasolina contribuyen al 23 % del total de emisiones estimadas de COVs, y para otros productos terminados las emisiones estimadas de COVs representan el 2 %. Para los tanques de petróleo crudo las emisiones estimadas representan un 3,8 % del total de emisiones de COVs.

Por otra parte, las emisiones de los componentes de cañerías son un 45 % del total de las emisiones. Si se considera el factor de emisión global calculado en el documento elaborado por Roveda et al., 2020 (188 g COV/t crudo procesado), el de refinería La Teja resulta superior (17.770 gCOV/t crudo procesado). Esto puede atribuirse a que en refinería La Teja no se han realizado esfuerzos por reducir estas emisiones (por ejemplo, aplicación de programas LDAR, cambio de tanques de techo fijo por tanques de techo flotante, entre otros).

6.4 Huella de Carbono de refinería La Teja

Los valores de las emisiones calculadas para Refinería La Teja se resumen en la tabla 30.

Tabla 30

Resumen de los resultados de las emisiones de fuentes fijas y fugitivas calculadas para Refinería La Teja

Fuente	Emisiones estimadas	Emisiones estimadas t CO ₂ eq/mes
Fuentes fijas	CO ₂ eq (t/mes)	
Hornos y Calderas	30,897	30,897
Fuentes difusas	COVt (t/mes)	
Tanques de techo fijo	25,25	55,55
Tanques de techo flotante externo	12,41	27,30
Tanques de techo flotante interno	5,29	11,64
Total, tanques	42,95	94,49
Carga de camiones	0,18	0,40
Carga y descarga de barcos	0,83	1,83
Tratamiento de efluentes	33,49	73,68
Componentes de cañerías – Factores promedio	64,69	142,32
Componentes de cañerías – Pérdida / No pérdida	48,85	107,47

Fuente		Emisiones estimadas	Emisiones estimadas t CO ₂ eq/mes
Componentes de cañerías - Estratificados		47,83	105,23
Componentes de cañerías – Factores screening		24,38	53,64

Nota: Para la conversión de las toneladas de COVs a toneladas de CO₂ equivalente se utiliza la fórmula:

$$\text{Emisiones CO}_2 = \text{Emisiones COV} \times C \times 44/12$$
 en la cual C representa la fracción másica de C en los COVs. El valor de C por defecto es 0,6. (Tomado de IPCC, 2006).

En las cuatro últimas filas de la tabla 30, se observan las diferencias que se obtienen en los valores de emisiones fugitivas de componentes de cañerías utilizando distintos factores de emisión. Esto indica, como se mencionó anteriormente, que se requiere profundizar más en el cálculo de las emisiones fugitivas de cañerías.

El total de emisiones de CO₂ equivalente de la refinería La Teja considerando el cálculo más conservador (utilización de factores promedio para los componentes de cañerías) es 31.210 t CO₂ eq/mes. Comparando este valor con la información que surge del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero de Uruguay 1990 – 2020, (las emisiones del país para el año 2020, son de 2.212.202 t CO₂ eq/mes), se encuentra que las emisiones de refinería La Teja representan el 1,4 % del total.

6.5 Acciones previstas para complementar la información generada

Se prevé implementar las siguientes acciones en el corto plazo:

- Programa LDAR (Leak detection and repair) utilizando cámara Flir GF320, para detección de fugas de equipos.

Está previsto implementar este programa de acuerdo a la Norma EPA 21. Se espera que con la implementación de este programa se puedan reducir las emisiones fugitivas de componentes de cañerías.

Este método fue implementado por Ravikumar et al., 2020. El documento indica que se deben registrar los detalles de cada pérdida encontrada (ubicación, tipo de pérdida, y otros parámetros relevantes) y colocar un tag al componente con pérdida para identificación, para luego proceder a la reparación de las pérdidas más significativas.

- Compra de un equipo sniffer para medición de emisiones de componentes de equipos

La compra de este equipo se complementa con la cámara Flir GF 320, de la cual ya se dispone en refinería, para poder realizar la cuantificación de las emisiones de componentes de equipos, detectadas utilizando la cámara Flir. De este modo, será posible obtener valores medidos de las emisiones de componentes de cañerías, previamente calculadas utilizando factores de emisión, según la descripción realizada en 6.3.

La refinería utiliza como referencia de mejores técnicas disponibles, el documento de Barthe et al., 2015, Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas.

En las conclusiones de este documento se establecen las BATs (Best Available Techniques) y la BAT 6 en particular hace referencia al monitoreo de emisiones difusas de COVs al aire de toda la instalación utilizando todas las siguientes técnicas:

- Métodos de sniffing asociados con curvas de correlación para equipamiento clave
- Técnicas de imagen óptica de gases
- Cálculo periódico de emisiones crónicas basadas en factores de emisión (por ejemplo, una vez cada dos años) validado por mediciones.

A su vez se establece que el screening y la cuantificación de las emisiones de la planta mediante Lidar o SOF son técnicas complementarias a las anteriores.

La compra del equipo sniffer se realizará con el objetivo de realizar cuantificación de las emisiones fugitivas detectadas previamente con la cámara infrarroja Flir GF 320, realizando campañas semestrales de monitoreo.

En este caso, se considera también el documento de referencia elaborado por Chambers et al., 2008.

Para este estudio se utilizó el método EPA 21 para estimar emisiones fugitivas de válvulas y fittings. Se realizaron mediciones con equipo sniffer y ecuaciones de correlación desarrolladas para estimar las tasas de pérdida. Por otra parte, en este documento se menciona que la dispersión de los resultados de este método es alta (se ha demostrado que la emisión estimada a partir del Método EPA 21 para una pérdida, puede variar en varios órdenes de magnitud de las verdaderas emisiones). Por este motivo se deberán analizar los resultados obtenidos y evaluar su coherencia comparándolos con los resultados obtenidos en refinerías de similar porte.

- Proyecto Aplicación de métodos ópticos remotos para la detección y estimación de emisiones a la atmósfera de Refinería La Teja de ANCAP a través del formaldehído y otros gases.

Este estudio propone aplicar métodos de medidas remotas con el objetivo de estimar las emisiones a la atmósfera de la Refinería de ANCAP. La técnica propuesta se basa en el análisis de espectros solares de alta resolución, para medir a distancia y en forma simultánea diferentes gases cuya concentración en la atmósfera es inferior al 1% (gases traza). Los gases más comunes que se detectan y cuantifican por este método son el NO₂, SO₂, ozono, el dímero del oxígeno (O₄) y el formaldehído, entre otros. Este último, es el carbonilo más simple y su presencia en la atmósfera

está en general asociada a la presencia de compuestos orgánicos volátiles (COVs). Por esa razón es que se plantea utilizar el formaldehído como indicador de COVs en la Refinería.

Se realizarán mediciones desde plataformas móviles y fijas para obtener datos geolocalizados que permitan identificar las principales fuentes de estos gases en la Refinería. Considerando que no hay antecedentes de este tipo de medidas dentro de la Refinería, se evaluarán diferentes estrategias de implementación de la técnica, teniendo en cuenta que la refinería es una fuente extendida de múltiples focos, de diferente extensión y altura.

Mediante estas mediciones se pretende cuantificar las emisiones difusas provenientes de distintos sectores del parque de tanques, el tratamiento de efluentes, o alguna fuente fija. Estos resultados podrán contrastarse con los cálculos que se han realizado hasta el momento.

- Contratación de la verificación del cálculo de emisiones GEI que se realiza actualmente.

Se contratará la verificación de estimación de emisiones GEI que realiza actualmente la refinería, según los requisitos de la norma GHG Protocol.

6.5.1 Resumen de técnicas implementadas y acciones complementarias a implementar

En la Tabla 31 se resumen las técnicas para el cálculo de huella de Carbono implementadas hasta el momento y las mejoras que se podrían implementar.

Tabla 31

Resumen de técnicas implementadas en Refinería La Teja, sus debilidades y acciones complementarias pendientes de implementación

Emisores	Metodología utilizada	Debilidades de la metodología utilizada
Fuentes fijas	Factores de emisión. Se utilizan los factores recomendados por IPCC, a excepción de los de coque y fuel gas que se calculan por parte de ANCAP	1-Se calculan solo las emisiones de CO ₂ . No se tiene certeza de si se generan emisiones de COVs. 2-No se realiza el cálculo de las emisiones de antorchas.
Acciones complementarias pendientes de implementación para fuentes fijas		
1- Cálculo de los factores de emisión para todos los combustibles utilizados en la refinería, para lo cual será necesario realizar análisis de composición sobre los combustibles que actualmente se analizan.		
2- Medición mediante métodos ópticos, para tratar de medir las emisiones de alguna fuente fija puntual, y poder comparar los resultados contra los datos de estimación.		
3- Medición directa de COVs en focos emisores. Esta emisión no se contabiliza actualmente para la huella de carbono de la refinería.		

4-Realizar caracterización periódica de gases quemados en antorchas y calcular emisiones en base a la eficiencia de las mismas. Esta emisión no se contabiliza actualmente para la huella de carbono de la refinería.

5-Considerar para el cálculo total de las emisiones de gases de efecto invernadero, las emisiones que puedan producirse durante venteos de gases.

Emisores	Metodología utilizada	Debilidades de la metodología utilizada
Tanques	Metodología basada en EPA Tanks	No hay suficiente información disponible para determinar los flujos de entrada y salida de los tanques. Se requiere realizar una investigación detallada de cada tanque relativa a su construcción y condición y los flujos de ingreso y salida. Se realizan suposiciones para realizar el cálculo: 1. Hay una relación constante entre la capacidad total de tanques para cada producto final o cada producto intermedio y el volumen de cada producto final o cada producto intermedio. Se ignoran las variaciones mensuales en el rendimiento de los productos. 2. Toda la producción líquida de una unidad de procesamiento es enviada a tanques de almacenamiento intermedio y la unidad de

procesamiento aguas abajo se alimenta desde el parque de tanques.

Este es el caso más conservador.

3. El volumen que ingresa a un tanque es igual al volumen que sale del tanque.

4. Se asume que los tanques están llenos hasta la mitad.

Acciones complementarias pendientes de implementación para tanques

1-Mejorar el registro de información sobre los movimientos en los diferentes tanques, para mejorar el cálculo realizado actualmente.

2-Realizar el cálculo de emisiones utilizando la herramienta RP-VOC (software más moderno que EPA Tanks) y comparar los resultados obtenidos utilizando EPA Tanks.

3-Tomar muestras de las emisiones de algunos tanques que se consideren representativos del total del parque de tanques y comparar los resultados de análisis con los cálculos realizados.

4-Medición mediante métodos ópticos para tratar de medir las emisiones de algún sector del parque de tanques, para luego poder comparar contra los valores de emisiones obtenidos mediante cálculos.

5-Medición de emisiones mediante Lidar o SOF, de modo de obtener información para comparar con los valores de emisiones calculados.

Emisores	Metodología utilizada	Debilidades de la metodología utilizada
Carga de camiones y carga y descarga de barcos	AP 42 (camiones) y factores de emisión desarrollados por Tartan Engineering (barcos)	1. Es necesario determinar dónde son liberados los gases, previo a realizar la carga, cuáles fueron las emisiones generadas durante esta operación y cómo se gestionaron las mismas. 2. Los flujos entrantes tienen que ser listados individualmente como la cantidad descargada de cada barco recibida mediante oleoducto/gasoducto. 3. Los flujos salientes tienen que ser listados individualmente como la cantidad cargada a cada camión o barco o transferida mediante oleoducto/gasoducto.
Acciones complementarias pendientes de implementación para carga de camiones y carga y descarga de barcos		
1-Medición según método EPA 21, para comparar con la información obtenida hasta el momento. 2-Cálculo de emisiones generadas en carga y descarga de barcos según AP 42, para comparar con la metodología utilizada actualmente.		

Emisores	Metodología utilizada	Debilidades de la metodología utilizada
Tratamiento de efluentes	Balance de masa	La mayoría de los datos son estimados: Concentración de hidrocarburos en afluente al tratamiento, volúmenes de hidrocarburos removidos en piletas API y plantas DAF. El caudal de ingreso a tratamiento no está medido, se asume igual al caudal de efluente descargado a curso de agua.
Acciones complementarias pendientes de implementación para tratamiento de efluentes		
1-Generar información para realizar el balance de masa con datos de caudal y concentración de hidrocarburos medidos para todos los componentes del balance. 2-Uso de software Water9, para lo cual se requiere determinar presencia de COVs en los efluentes y cuantificación de los mismos. Comparar los resultados con la información que se obtiene actualmente. 3-Medición mediante métodos ópticos para tratar de medir las emisiones del tratamiento de efluentes y comparar los resultados contra la información de la que se dispone.		

Emisores	Metodología utilizada	Debilidades de la metodología utilizada
Componentes de cañerías	Factores de emisión – 4 etapas (promedio, pérdida/no pérdida, estratificado y screening)	Se utiliza un número de componentes estimado. Para el cálculo de pérdida/no-pérdida, el porcentaje de componentes con pérdida es estimado. Para el cálculo estratificado, se estima para el total de componentes qué porcentaje tiene pérdidas altas y qué porcentaje tiene pérdidas bajas. Para el cálculo screening, se utilizan valores típicos de pérdidas.
Acciones complementarias pendientes de implementación para componentes de cañerías		
1-Para mejorar el cálculo con factores de emisión promedio, se requiere conocer el número de componentes de cada tipo. Se debe determinar para cada unidad de la refinería el número de componentes de cada tipo. 2-Para mejorar el cálculo con factores pérdida/no pérdida, se requiere además determinar, usando por ejemplo cámara Flir, cuántos componentes de cada tipo tienen pérdidas. 3-Para mejorar el cálculo estratificado, se requiere realizar mediciones de cada pérdida para conocer cuáles son pérdidas altas y cuáles son bajas.		

- 4-Para mejorar el cálculo screening, se requiere usar un analizador de vapores orgánicos calibrado para medir cada pérdida. Cuantos más componentes se midan, más precisa será la estimación.
- 5-Uso de un sniffer en combinación con cámara Flir para medición de las emisiones fugitivas detectadas.
- 6-Implementación de programa LDAR para tratar de reducir las emisiones provenientes de componentes de cañerías.

7. Conclusiones

7.1 Huella de Carbono en refinerías

La huella de carbono identifica la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero que son liberadas a la atmósfera como consecuencia del desarrollo de una actividad, por tanto, permite identificar todas las fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero y establecer a partir de este conocimiento, medidas de reducción efectivas.

A la fecha no se cuenta con un marco metodológico común y uniforme de medición de las emisiones de gases de efecto invernadero en forma voluntaria. Como consecuencia de esto, en los últimos años se han desarrollado una importante cantidad de metodologías para la medición de emisiones de gases de efecto invernadero.

De acuerdo con la bibliografía consultada, los aportes principales a la huella de Carbono de una refinería provienen de emisiones de unidades de proceso, unidades de combustión, secciones de almacenamiento, secciones de carga, planta de tratamiento de efluentes y emisiones fugitivas.

Dentro de las emisiones de una refinería, las más preocupantes son las de Metano, ya que su potencial de calentamiento es 21 veces superior al del Dióxido de Carbono. (IPCC, 2007)

Dentro de los COVs que emiten las refinerías se encuentra que el 80 % son alcanos, siendo el pentano el compuesto más abundante dentro de las emisiones de los tanques.

Las emisiones provenientes de los componentes de cañerías suelen no ser despreciables, y las pérdidas de este tipo más importantes están asociadas a válvulas, bridas, conectores sin brida, y finales de líneas abiertos.

Dentro de refinerías que fueron estudiadas, se encontró que la unidad de fraccionamiento de gas y el reformado catalítico continuo tienen una mayor cantidad promedio de componentes, componentes con pérdidas y emisiones de COVs considerando la misma capacidad de procesamiento, con respecto a otras unidades.

Los tanques de techo flotante emiten mucho menos que los tanques verticales de techo fijo, lo cual está directamente relacionado con que los tanques de techo flotante se ajustan a cualquier incremento de temperatura en el tanque por un deslizamiento hacia arriba del techo del mismo, de modo de mantener la presión sin ventear vapores y los tanques de techo fijo se ajustan a un incremento de temperatura mediante liberación de vapor a la atmósfera de modo de mantener la presión en el tanque.

El mayor potencial para las emisiones totales es para los tanques de gasolina, seguidos por los de nafta jet, mientras que las menores emisiones corresponden a los tanques de fuel oil y diesel.

Los tanques de almacenamiento de gasolina contribuyen en alrededor de 89,9 % del total de emisiones mientras que los tanques de otros productos refinados contribuyen solo en 10,1 % del total de emisiones.

Los métodos más comunes para determinación de emisiones son la utilización de factores de emisión, métodos de medición (EPA 21, Lidar, Leak detection and repair (LDAR), SOF) y uso de Softwares (Tanks, Water9, RP-VOC).

El método LDAR ha sido ampliamente utilizado en países desarrollados, obteniéndose muy buenos resultados. Los resultados demuestran que la mejor manera de iniciar el control de emisiones de COVs provenientes de componentes de cañerías, es desarrollar un monitoreo efectivo y programa de mantenimiento para detectar el pequeño porcentaje de componentes con altas pérdidas, de modo de poder programar las reparaciones.

Se encontró en la bibliografía un ejemplo exitoso de uso del método SOF. Los resultados de esta medición, permitieron identificar las emisiones provenientes del tratamiento de efluentes y de diferentes sectores del parque de tanques. Sin embargo, se observa mucha variabilidad entre las mediciones realizadas en diferentes días, lo cual se atribuye a cambios en los procesos de la refinería y cambios en los vientos.

Se han realizado varios estudios que comparan los cálculos de emisiones utilizando factores de emisión versus mediciones, encontrándose en uno de ellos que las mediciones realizadas para benceno y COVs totales, son superiores a los resultados de cálculos utilizando factores de emisión. En otro estudio se encontró que los resultados de mediciones usando técnicas ópticas (por ejemplo, Lidar) eran levemente menores que los resultados obtenidos a partir de factores de emisión. Este último estudio también mostró que el uso de mediciones mediante métodos ópticos para estimación anual de emisiones puede llevar a grandes errores debido a la variación temporal de las emisiones de las refinerías.

Otro estudio realizado a partir de mediciones efectuadas con Lidar indicó que los tanques de almacenamiento de las refinerías emiten aproximadamente el 50 % del total de los hidrocarburos C₂+ emitidos, y de aproximadamente el 60 % de las emisiones totales de benceno.

En general, los diferentes trabajos consultados muestran que las emisiones de las refinerías varían dependiendo de las condiciones operativas y de las condiciones meteorológicas.

Aquellos trabajos en los que se encuentra que hay diferencias importantes entre las emisiones medidas y las mediciones calculadas, concluyen que se debe tratar de mejorar los factores de emisión utilizados. Para esto, se apunta en primera instancia a buscar problemas en el equipamiento (por ejemplo, sellos de tanques defectuosos) y a implementar acciones correctivas.

Varios de los trabajos consultados utilizaron el modelo AERMOD para realizar el modelado de dispersión de las emisiones de complejos industriales. En un trabajo en particular se

encontró buena concordancia entre los valores de inmisión calculados con AERMOD y las concentraciones medidas en dos estaciones de monitoreo de calidad de aire de una ciudad.

7.2 Huella de Carbono en refinería La Teja

En la refinería de ANCAP se identifican varias fuentes que aportan a la huella de Carbono: fuentes de combustión (hornos y calderas) y fuentes difusas (tanques, tratamiento de efluentes, componentes de cañerías y cargaderos de barcos y camiones).

En la actualidad, la huella de Carbono se calcula en base a factores de emisión principalmente. De éstos, algunos son propios, es decir calculados a partir de los datos que se obtienen periódicamente de los combustibles utilizados, y otros son tomados de la bibliografía (IPCC, AP 42, Tartan Engineering y Millenium EMS Solutions).

Se considera que el cálculo de huella de Carbono que se realiza para refinería La Teja de ANCAP, tiene mucho para mejorar, ya que, si bien el uso de factores de emisión es una metodología utilizada y validada internacionalmente, los cálculos realizados deberían compararse contra valores medidos, para tener mejor certeza de que se está llegando a buenos resultados.

A su vez no se están considerando algunas emisiones, como las de las antorchas y las emisiones de VOCs de las fuentes puntuales (hornos y calderas). Tampoco se están considerando las emisiones de gases de efecto invernadero que puedan producirse durante la realización de venteos.

Al comparar los resultados que se encuentran para la refinería de ANCAP con los resultados obtenidos en la bibliografía consultada, se encuentra que los tanques de gasolina contribuyen al 23 % del total de emisiones estimadas de COVs, lo cual es bastante inferior a lo reportado por Jackson, 2006. En las ocho compañías consideradas en este estudio (Jackson, 2006), se estableció que los

tanques de almacenamiento de gasolina contribuyen en alrededor de 87 % del total de los COVs emitidos.

A su vez Jackson, 2006, indica que las emisiones de otros productos terminados corresponden al 10 % de las emisiones de COVs. Para refinería La Teja, este valor corresponde al 2 % del total de emisiones de tanques.

Por último, según Jackson, 2006 las emisiones de los tanques de petróleo crudo corresponden al 3 % del total de emisiones de COVs. Este valor resulta concordante para la refinería La Teja, dado que las emisiones de tanques de petróleo crudo se estiman en 3,8 % del total de emisiones de COVs.

Según el trabajo realizado por Barthe et al., 2015, 40 % de las emisiones totales de COVs de una refinería son provenientes de los tanques.

Para el caso de refinería la Teja y de acuerdo a los datos estimados presentados en la tabla 29, las emisiones de los tanques representan el 30 % del total de las emisiones de COVs. Por otra parte, las emisiones de los componentes de cañerías son un 45 % del total de las emisiones, lo cual es consistente con la bibliografía consultada.

La realización de mediciones de fuentes difusas suele no ser sencilla, ya que tanto los factores de operación y diseño de las instalaciones como la meteorología inciden mucho sobre los resultados.

La estimación de las emisiones de componentes de cañerías que se realiza para la refinería de ANCAP tiene mucho para mejorar, ya que en principio se utiliza una estimación del total de componentes.

Es importante para la refinería poder llegar a conocer la huella de Carbono tan precisamente como sea posible, para, en forma posterior, poder comenzar a trabajar para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

8. Trabajos para desarrollar

8.1 Medición de emisiones fugitivas

La técnica óptica más común en la detección de fugas de gases, utiliza imágenes espectrales infrarrojas pasivas, capturando longitudes de onda específicas absorbidas por el gas en cuestión para generar imágenes en tiempo real de la pluma emitida. Aunque es eficaz para identificar fugas, carece de capacidad para cuantificar las emisiones, por lo que se debe combinar con tecnologías como Lidar y SOF para lograr una evaluación más precisa.

Se requiere del desarrollo de equipamiento que combine varias técnicas para lograr cuantificar las emisiones fugitivas. De este modo se evita la dependencia de equipos de diferentes características que deben ser calibrados en distintas condiciones para diferentes parámetros, y los cuales tienen diferentes limitaciones en el uso.

8.2 Marco metodológico para medición y reporte de emisiones de GEI

En los últimos años se han desarrollado un sinnúmero de metodologías para la medición y reporte de emisiones de GEI para las instalaciones industriales. Por este motivo las organizaciones deben optar por la metodología que mejor se adapta a la información que tienen disponible, o una combinación de varias metodologías.

Se requiere del desarrollo de un marco metodológico común y uniforme de medición y reporte de las emisiones de GEI en forma voluntaria, de modo que las emisiones reportadas por las distintas organizaciones puedan compararse entre sí de forma estandarizada.

8.3 Cálculo de reducción de emisiones por introducción de procesos de biorrefinerías

A partir de los compromisos asumidos por los países para reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, se están introduciendo en algunas refinerías nuevas unidades, capaces de procesar biocombustibles de origen vegetal o animal, con el objetivo de producir combustibles como HVO (Diesel renovable), SAF (Combustible sustentable de aviación) y generando como subproductos e-nafta y e- GLP.

Estos cambios con respecto a las configuraciones tradicionales de las refinerías implican la introducción de nuevas unidades y el acopio de nuevos combustibles, que generarán nuevas emisiones. Por tanto, se requiere del desarrollo de una metodología para cálculo de la huella de carbono de estas instalaciones.

9. **Bibliografia**

1. Kocak, T.K. (2022). A Modeling Framework to Quantify Routine VOC Emissions and Concentrations from Organic Liquid Tanks. *International Journal of Environment and Geoinformatics (IJEgeo)*, 9(1):011-017. DOI:10.30897/ijegeo.943706
2. Carletti, S., Di Nicola, G., Passerini, G. (2014). Evaluation of fugitive emissions of hydrocarbons from a refinery during a significant pollution episode. In *Environmental Engineering. Proceedings of the International Conference on Environmental Engineering. ICEE (Vol. 9, p. 1)*. Vilnius Gediminas Tech. Un., Dep. of Construction Economics & Property. doi:10.3846/enviro.2014.008
3. Invernizzi, M., Ilare, J., Capelli, L., Sironi, S. (2018). Proposal of a Method for Evaluating Odour Emissions from Refinery Storage Tanks. *Chemical Engineering Transactions*. doi: 10.3303/CET1868009
4. Saikomol, S., Thepanondh, S., Laowagul, W. (2019). Emission losses and dispersion of volatile organic compounds from tank farm of petroleum refinery complex. *Journal of Environmental Health Science and Engineering*, 17(2), 561-570. doi:10.1007/s40201-019-00370-1
5. O'Rourke, D., Connolly, S. (2003). Just oil? The distribution of environmental and social impacts of oil production and consumption. *Annual Review of Environment and Resources*, 28(1), 587-617. doi: 10.1146/annurev.energy.28.050302.105617
6. Chambers, Allan K., Stroscher, Melvin, Wootton, Tony, Moncrieff, Jan & McCready, Philip (2008). *Direct Measurement of Fugitive Emissions of*

Hydrocarbons from a Refinery. *Journal of the Air & Waste Management*

Association, 58:8, 1047-1056, DOI: 10.3155/1047-3289.58.8.1047

7. Finlayson-Pitts, B. J., Pitts Jr, J. N. (1993). Atmospheric chemistry of tropospheric ozone formation: scientific and regulatory implications. *Air & Waste*, 43(8), 1091-1100. doi:10.1080/1073161X.1993.10467187
8. Jackson, M. M. (2006). Organic liquids storage tanks volatile organic compounds (VOCS) emissions dispersion and risk assessment in developing countries: the case of Dar-Es-Salaam City, Tanzania. *Environmental monitoring and assessment*, 116(1-3), 363-382. doi:10.1007/s10661-006-7573-x
9. Roveda, L., Polvara, E., Invernizzi, M., Capelli, L.& Sironi, S. (2020). Definition of an Emission Factor for VOC Emitted from Italian and European Refineries.
10. Malakar, S.; Das Saha, P. (2015) Estimation of VOC Emission in Petroleum Refinery ETP and Comparative Analysis with Measured VOC Emission Rate. *IJES* 2015, 4, 20–29.
11. Hoyt, D.; Raun, L.H. (2015) Measured and estimated benzene and volatile organic carbon (VOC) emissions at a major U.S. refinery/chemical plant: Comparison and prioritization. *J. Air Waste Manag. Assoc.* 2015, 65, 1020–1031.
12. US Environment Protection Agency. (2020) AP-42: Compilation of Air Emissions Factors|Air Emissions Factors and Quantification|US EPA. Available online: <https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap42-compilation-air-emissions-factors>
13. RTI International. US Environment Protection Agency. (2015) Emission Estimation Protocol for Petroleum Refineries; US Environment Protection Agency: Washington, DC, USA, 2015; Volume 3, p. 250.

14. Sha, S.; Liu, S.; Huang, M.; Fan, N.; Wang, N.; Cai, M. (2022) Volatile Organic Compound Emission Status and Control Perspectives in the Petroleum Refining Industry in China. *Atmosphere* 2022, 13, 1194. <https://doi.org/10.3390/atmos13081194>
15. Liu, R. (2021). Long-term Trends of Volatile Organic Compounds over the Texas, USA in the Past Two Decades. *E3S Web of Conferences* 259, 01003. ICESD 2021. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202125901003>
16. Nelson, T. P. (2012). An Examination of Historical Air Pollutant Emissions from US Petroleum Refineries. Wiley Online Library (wileyonlinelibrary.com). DOI 10.1002/ep.11713.
17. Lewis, A. C., Hopkins, J. R., Carslaw, D. C., Hamilton, J. F., Nelson B. S., Stewart, G., Dernie, J., Passant, N. & Murrells, T. (2020). An increasing role for solvent emissions and implications for future measurements of volatile organic compounds. *Phil. Trans. R. Soc. A* 378: 20190328. <http://dx.doi.org/10.1098/rsta.2019.0328>
18. Beath, J., Vosmus, P., Kazanski, R., Backes, S., Sebastian, B., Zaimes, G., Hawkins, T. (2020). Refinery Products Volatile Organic Compounds Emissions Estimator (RP-VOC) - User Manual and Technical Documentation. Energy Systems Division, Argonne National Laboratory.
19. Ke, Jia, Li, Shi & Zhao, Dongfeng (2020). The application of leak detection and repair program in VOCs control in China's petroleum refineries, *Journal of the Air & Waste Management Association*, 70:9, 862-875, DOI: 10.1080/10962247.2020.1772407

20. U. S. Environmental Protection Agency. (2017). Method 21 – Determination of Volatile Organic Compounds Leaks. <https://www.epa.gov/emc/method-21-volatile-organic-compound-leaks>.
21. Mellqvist, J., Samuelsson, J., Galle, B., Kihlman, M. (2006). The Solar Occultation Flux Method, a New Technique to Quantify Fugitive VOC Emissions. CEM 2006. 7th International Conference on Emission Monitoring”, Paris.
22. Ravikumar, A., Roda-Stuart, D., Liu, R., Bradley, A., Bergerson, J., Nie, Y., Zhang, S., Bi, X., & Brandt, A. (2020). Repeated leak detection and repair surveys reduce methane emissions over scale of years. *Environmental Research Letter* 15 034029.
23. Ministerio para la Transición Ecológica. (2021). Guía para el Cálculo de la Huella de Carbono y para la Elaboración de un Plan de Mejora de una Organización. Catálogo de Publicaciones de la Administración General del Estado <http://publicacionesoficiales.boe.es/>
24. Innocenti, F., Robinson, R., Gardiner, T., Finlayson, A. & Connor, A. (2017). Differential Absorption Lidar (DIAL) Measurements of Landfill Methane Emissions. MDPI.
25. Comisión Económica para América Latina y El Caribe (CEPAL). (2010). Metodologías de Cálculo de la Huella de Carbono y sus Potenciales Implicaciones para América Latina – Documento de trabajo.
26. Barthe, P., Chaugny, M., Rourdier, S., Delgado Sancho, L. (2015). Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control). JRC Science and Policy Reports. doi:10.2791/010758.

27. Ashrafi, K., Shafiepour, M., Salimian, M. & Momeni, M.R. (2012). Determination and Dispersion Modeling of VOC Emissions from Liquid Storage Tanks in Asalouyeh Zone. www.sid.ir
28. Tartan Engineering y Millenium EMS Solutions. (2009). Atmospheric Emissions from Refineries. Baseline Inventory Report – ANCAP. ARPEL Governance Project. Component 4: Governance and Regional Energy Integration. Sub-component 4.3: Governance and Air Quality Management. Task 4.3.1: Direct Technical Assistance to ANCAP and CAI/PETROPERÚ.
29. World Business Council for Sustainable Development, World Resources Institute & Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). (2001). Protocolo de Gases de Efecto Invernadero – Estándar Corporativo de Contabilidad y Reporte – Edición Revisada.
30. Norma UNIT-ISO 14064-1:2006 – Gases de Efecto Invernadero – Parte 1: Especificación con orientación, a nivel de las organizaciones, para la cuantificación y el informe de las emisiones y remociones de gases de efecto invernadero.
31. Norma UNIT-ISO TR 14069:2013 – Gases de efecto invernadero – Cuantificación e informe de las emisiones de gases de efecto invernadero para las organizaciones – Orientación para la aplicación de la Norma ISO 14064-1.
32. Norma ISO 14064-3:2019. Gases de efecto invernadero — Parte 3: Especificación con orientación para la validación y verificación de declaraciones sobre gases de efecto invernadero

33. Norma UNE-EN ISO 14065:2012. Gases de efecto invernadero. Requisitos para los organismos que realizan la validación y la verificación de gases de efecto invernadero, para su uso en acreditación u otras formas de reconocimiento.
34. AENOR. (2014). PAS 2060 – Specification for the demonstration of Carbon neutrality
35. Norma UNIT-ISO 14064-2:2006 – Gases de efecto invernadero – Parte 2: Especificación con orientación, a nivel de proyecto, para la cuantificación, el seguimiento y el informe de la reducción de emisiones o el aumento en las remociones de gases de efecto invernadero
36. Gómez, D. & Watterson, J. (2006). Directrices del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) para los Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero.
37. Selin, N. Eckley (2024, April 25). carbon footprint. Encyclopedia Britannica. <https://www.britannica.com/science/carbon-footprint>
38. Plassmann, K., Edward-Jones, G., (2010). Carbon footprinting and carbon labelling of food products. Environmental Assessment and Management in the Food Industry. <https://www.sciencedirect.com/topics/agricultural-and-biological-sciences/carbon-footprint>
39. East, A.J. (2010). What is a Carbon Footprint? An overview of definitions and methodologies.
40. Wei Wei, Shuiyuan Cheng, Guohao Li, Gang Wang, Haiyan Wang. (2014). Characteristics of volatile organic compounds (VOCs) emitted from a petroleum refinery in Beijing, China, Atmospheric Environment, Volume 89, <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2014.01.038>.

41. Mustafa Salih, Y., Rahim Karim, A., & Khorshid, I. (2018). Estimation the time of spill crude oil in deep soil by the detection of volatile organic compounds (VOCs). *Petroleum Science and Technology*, 36(18), 1497–1502.
<https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1479423>
42. API (American Petroleum Institute). (2009). Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil And Natural Gas Industry. August 2009.
http://www.api.org/ehs/climate/new/upload/2009_GHG_COMPENDIUM.pdf
43. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2021). Emission Factor Database (EFDB). www.ipcc-nggip.iges.or.jp/EFDB/main.php.
44. API Guidance Document for GHG Reporting. (2023) <http://ghg.api.org>.
45. Directrices de la industria del petróleo para la declaración de las emisiones de gases de efecto invernadero (International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, 2003).
www.ipieca.org/downloads/climate_change/GHG_Reporting_Guidelines.pdf
46. Bilan Carbone TM. Agence d l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME). (2004).
www2.ademe.fr/servlet/KBaseShow?sort=1&cid=23674&m=3&catid=23692
47. GRI Standards. (2024) www.globalreporting.org.
48. Emisiones GEI ANCAPv10 revisión 2023 – Planilla desarrollada por ANCAP.
49. Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático). (2006) <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/index.html>

50. Balance Energético 2022. Dirección Nacional de Energía. Ministerio de Industria, Energía y Minería. República Oriental del Uruguay.
<https://ben.miem.gub.uy/descargas/1balance/1-1-Libro-BEN2022.pdf>
51. IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007.
<https://archive.ipccch/publications> and data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html
52. 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/index.html>
53. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, Naciones Unidas, 1992.
54. Acuerdo de París, Naciones Unidas, 2015
55. Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 1990 – 2020 de la República Oriental del Uruguay, Ministerio de Ambiente, Sistema Nacional de Respuesta al Cambio Climático, 2023.

10. ANEXO 1

1. Descripción de procesos de Refinería La Teja

La Refinería La Teja se divide en cinco áreas, las cuales se detallan a continuación:

Área 1:

- Destilación atmosférica
- Destilación al vacío
- Visbreaking
- Merox
- Planta de aguas agrias

Área 2:

- Cracking
- Recuperación de livianos
- Desulfurización de destilados medios
- PRIME G+

Área 3:

- Hidrotratamiento de Naftas
- Reforming Catalítico (Octanizing)
- Isomerización
- Antorcha
- Redestiladora

Área 4:

- Generación de vapor
- Generación de aire comprimido
- Tratamiento de agua
- Sistema de agua de enfriamiento
- Antorcha
- Tratamiento de Fuel Gas
- Hidrotratadora de Gasoil
- Planta de recuperación de Azufre

Área 5:

- Almacenaje
- Blending
- Gestión de productos terminados
- Tratamiento de efluentes

Figura 1

Ubicación de las áreas de la refinería



-  Tratamiento de efluentes
-  Área 1
-  Área 2
-  Área 3
-  Área 4
-  Área 5

1.1 DESCRIPCIÓN DE PROCESOS POR ÁREA

1.1.1 Área 1

1.1.1.1 Destilación atmosférica (*topping*) y a vacío

En estas unidades se produce una separación física de los componentes que están presentes en el crudo. Éste se calienta hasta una temperatura que permita la vaporización de los componentes más livianos que luego se fraccionan en una torre de destilación. El fraccionamiento posterior de los componentes más pesados se realiza mediante una destilación a vacío.

Los componentes se separan en cortes (mezcla de hidrocarburos que están presentes en un rango de ebullición).

En la destilación atmosférica el crudo se separa en *fuel gas*, Gas Licuado de Petróleo (en adelante GLP), gasolina, nafta, queroseno liviano (en adelante KL), queroseno pesado (en adelante KP), *Gas Oil* Atmosférico (en adelante GOA), *Diesel Oil* Atmosférico (en adelante DOA) y fondo atmosférico (carga de vacío).

En la destilación a vacío el fondo atmosférico se separa en aceite liviano de vacío, aceite pesado de vacío, *slop* y fondo de vacío

La destilación atmosférica tiene una capacidad nominal de 330 m³/h de crudo, mientras que la destilación a vacío puede procesar 120 m³/h de fondo atmosférico.

El proceso de carga en ambas unidades es el siguiente:

Figura 2

Proceso de carga en destilación atmosférica y a vacío



- **Calentamiento del tren frío:** el crudo se precalienta con las corrientes de proceso de menor temperatura hasta aproximadamente 150 °C.
- **Desalado:** en estado líquido se mezcla con agua para eliminar las sales disueltas en el crudo. Se separa la salmuera del crudo. Si estas sales no se retiran en esta etapa causan corrosión dentro de los equipos.
- **Calentamiento del tren intermedio:** el crudo se precalienta con corrientes de proceso de temperatura intermedia (250 °C) hasta aproximadamente 200 °C.
- **Destilación *preflash*:** baja la presión del crudo y los productos livianos flashean. Se separa una mezcla de gasolina y nafta que va al proceso de estabilización. La torre de *preflash* permite que se separen los componentes livianos del crudo antes de pasar por el horno.
- **Calentamiento del tren caliente:** el fondo de la torre *preflash* se calienta intercambiando calor con las corrientes de proceso de mayor temperatura.

Cuanto mayor temperatura alcanza, menos energía debe aportarse en el horno.

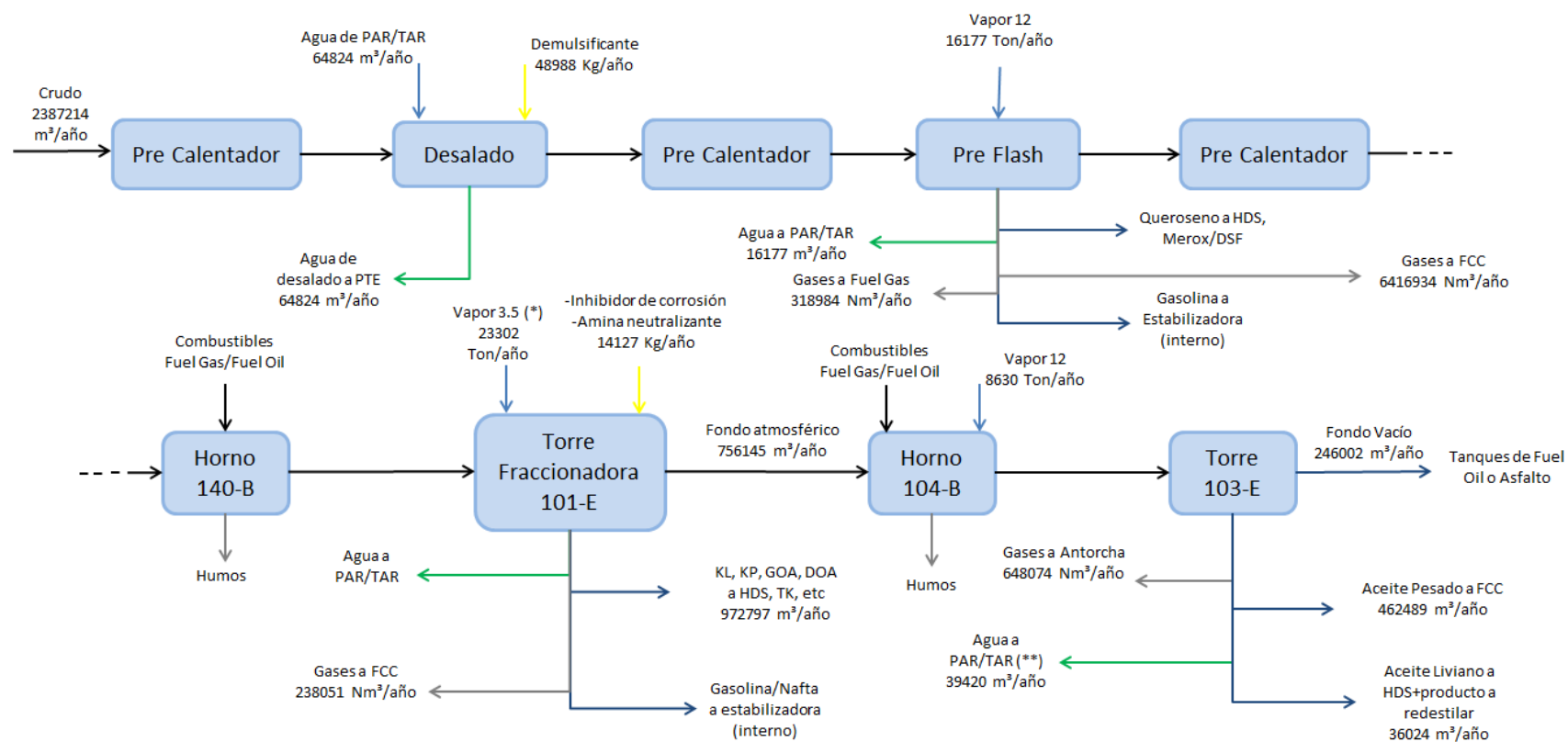
- Calentamiento en horno atmosférico: se calienta a la temperatura necesaria para la vaporización de la carga (entre 70 y 80 % vaporiza en esta etapa).
- Destilación atmosférica: en una torre de destilación se separan los cortes de gasolina, nafta, queroseno liviano y pesado, *gas oil*, *diesel oil* y fondo atmosférico. La torre además tiene corrientes internas a la unidad que permiten mejorar el fraccionamiento y eliminar calor de distintos puntos de la torre. Estas corrientes también intervienen en los intercambios de calor. Los cortes laterales son strippeados con vapor para eliminar los componentes más livianos y la gasolina y nafta pasa a una estabilización, en donde se eliminan los componentes más volátiles.
- Calentamiento en horno de vacío: el fondo atmosférico se calienta a la temperatura necesaria para evaporar a presión reducida los componentes. Se vaporiza entre 50 y 60 % de la carga en esta etapa.
- Destilación a vacío: en una torre de destilación a presión reducida se fraccionan los componentes más pesados: aceite liviano y pesado de vacío, *slop* y fondo de vacío. El vacío se logra con un sistema de eyectores de vapor.

El diagrama de flujo de las unidades topping y vacío se muestra en la figura 2.

Figura 3

Diagrama de bloques topping y vacío

DIAGRAMA DE BLOQUES DE UNIDADES DE TOPPING Y VACÍO



(*) estimado vapor de stripping el 50% del vapor inyectado en el fondo 101-E

(**) diseño 4,5 m/h salida del 140-F

1.1.1.2 Estabilizadora de gasolina

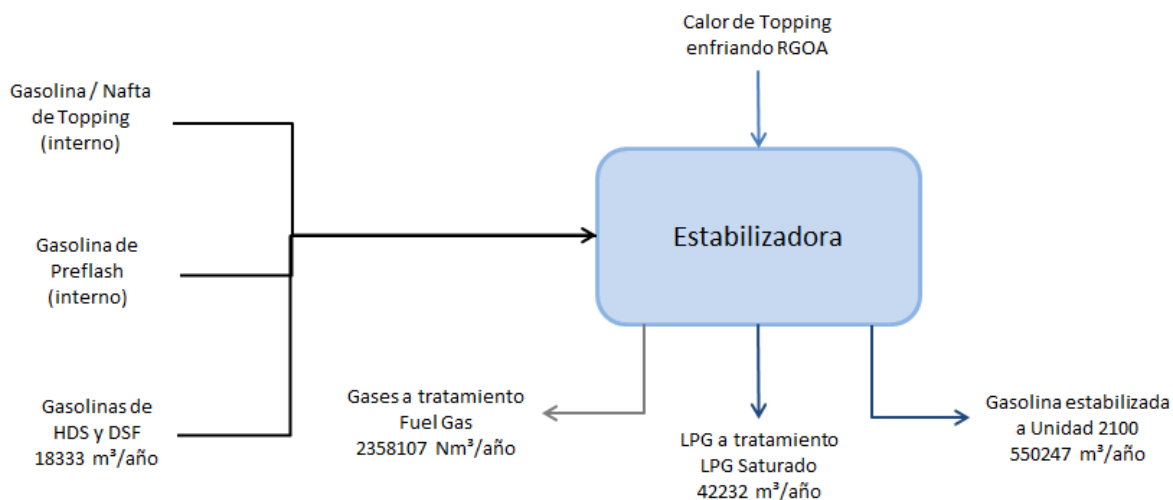
La gasolina de *preflash* 107-E y la gasolina de la cabeza de la torre atmosférica 101-E son mezcladas y dirigidas a la torre de estabilización 108-E.

La torre estabilizadora de gasolina tiene por objetivo separar los gases secos (metano y etano), los Gases Licuados a Presión (C3 y C4) de los demás hidrocarburos (C5 y superiores). A su vez se puede regular la tensión de vapor de esa gasolina de destilación directa, mediante el control del contenido de C4.

En la figura 4 se puede observar el diagrama de flujo de la torre estabilizadora.

Figura 4

Diagrama de bloques de torre estabilizadora

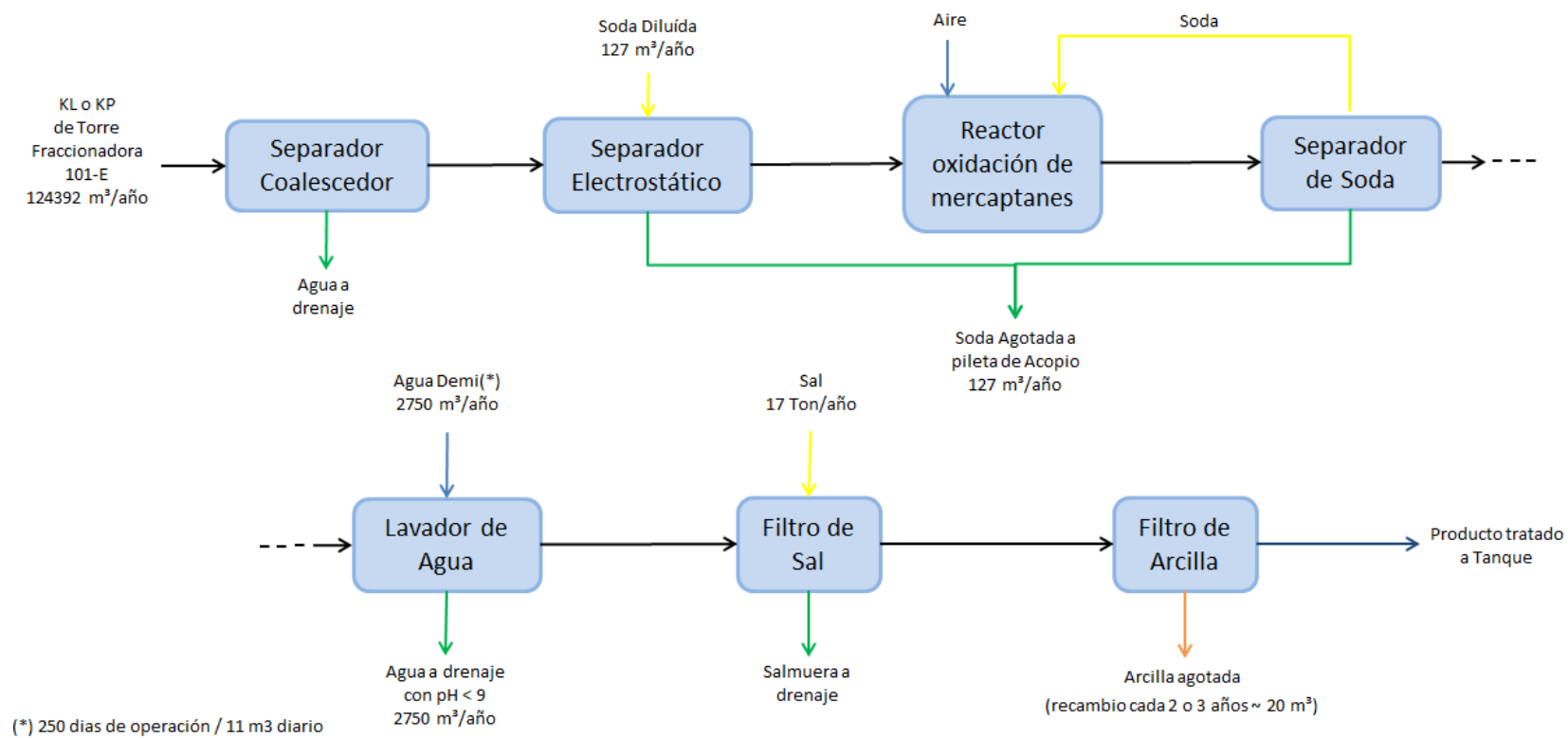


1.1.1.3 Merox

Es una unidad de transformación química, en donde hidrocarburos con azufre reaccionan con oxígeno en presencia de un catalizador para producir otros compuestos de azufre, menos corrosivos y que no tienen mal olor.

R-S-H (mercaptanos) producen R-S-S-R (disulfuros).

Su carga es el corte queroseno liviano y/o el queroseno pesado, para producir los productos queroseno o *Jet A1*. No todos los crudos producen producto en especificación cuando son tratados por Merox. Por eso, su operación no es permanente.

Figura 5*Diagrama de flujo de Unidad Merox*

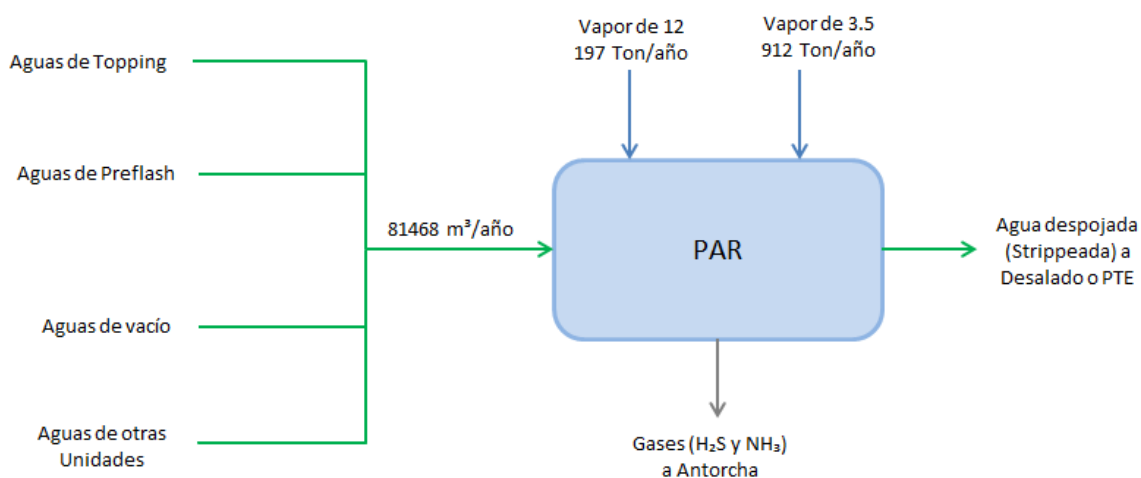
1.1.1.4 Planta de aguas agrias

Trata agua que estuvo en contacto con hidrocarburos en los distintos procesos y tiene alto contenido de H_2S y NH_3 . En esta planta el agua se calienta y los gases son separados del seno del líquido. Existe una nueva planta de aguas agrias en Área 4, por lo que ésta quedará como respaldo.

Esta planta se encuentra actualmente fuera de servicio. El tratamiento de aguas agrias de toda la refinería se realiza actualmente en la TAR, planta de similares características a la PAR. La TAR se encuentra ubicada en área 4.

Figura 6

Diagrama de flujo de la planta de aguas agrias



1.1.2 Área 2

1.1.2.1 Cracking y recuperación de livianos

Cracking es una unidad de conversión donde una fracción del petróleo de poca utilidad en sí misma se convierte en productos más valiosos. Tiene una capacidad de 80 m³/h.

En la etapa denominada calentamiento de la carga, la misma (aceite pesado de vacío con contenido de residuo atmosférico de hasta 20 %) es precalentada previamente a ser inyectada en el *riser-reactor*, tubería vertical de flujo ascendente donde se encuentran los hidrocarburos con el catalizador fluidizado y donde se producen reacciones químicas.

En este *riser-reactor* ocurren reacciones de craqueo, las cuales son endotérmicas. La reacción se da en fase gaseosa, catalizada por catalizador sólido fluidificado, a alta temperatura. Esta reacción catalítica heterogénea produce *fuel gas*, GLP, gasolina, coque y fracciones no convertidas como Aceite Ligero de *Cracking* (en adelante LCO), Aceite Pesado de *Cracking* (en adelante HCO) y *slurry*.

El catalizador con actividad reducida debido al coque formado en la reacción (catalizador agotado), se separa de los gases del craqueo a la salida del *riser*, donde ocurre una separación mecánica entre catalizador y gases a través de un separador balístico y dos ciclones de primera etapa. Luego el catalizador circula por una sección de *stripping*, donde los hidrocarburos remanentes adsorbidos en sus poros son liberados por efecto de una inyección de vapor que favorece esta migración hacia el exterior.

El catalizador despojado es enviado al regenerador donde el coque es quemado inyectándose aire, restableciéndose la actividad del catalizador y proporcionando toda la energía necesaria para el proceso (calentamiento del catalizador, calentamiento de la carga

y energía de reacción). El catalizador con actividad restablecida, llamado catalizador regenerado, con temperatura elevada, es otra vez enviado al “*riser*” cerrando el circuito.

Los gases de combustión provenientes de la quema del coque en la regeneración, siguen hacia un equipo adyacente de recuperación de calor, conocido como caldera CO por su funcionalidad de utilizar este gasógeno como combustible, generando vapor de alta presión.

El catalizador sufre envenenamiento temporario por coque, que es eliminado en la regeneración. También sufre envenenamiento permanente por metales pesados que forman parte de la carga (Ni, V). Para mantener la actividad, en forma permanente se retira catalizador de equilibrio y se repone catalizador fresco.

Los gases producto de las reacciones químicas de *cracking* van al fraccionador principal donde se realiza la separación primaria de productos: *slurry*, aceite pesado de reciclo (uso interno), LCO (uso interno y externo) y por el tope de la torre gasolina, GLP y gases livianos.

La mezcla gaseosa que sale por el tope de la torre, compuesta de gas combustible, GLP, gasolina, vapor de agua e impurezas tales como gas de ácido sulfhídrico, gas de amoníaco, gas de ácido cianhídrico, es enviada al sistema de recuperación de gases, siendo la carga de la unidad de Recuperación De Livianos (en adelante RDL).

En la unidad de RDL se produce la separación, fraccionamiento y tratamiento de los productos livianos obtenidos en la unidad de *cracking* (*fuel gas*, GLP y gasolina).

Su primera etapa es el sistema de absorción, donde se separan los hidrocarburos incondensables de la corriente de GLP y gasolina. Como el sistema trabaja a alta presión, el GLP se presenta en fase líquida.

Los componentes livianos son eliminados de la corriente de gasolina no estabilizada, en la torre “debutanizadora”, la gasolina luego se alimenta a una unidad de desulfurización selectiva, donde se reduce el azufre a valores inferiores a las 30 ppm procurando minimizar la hidrogenación de la gasolina y así conservar un alto número de octano; luego procede a un tratamiento con soda y va a tanque de producto intermedio.

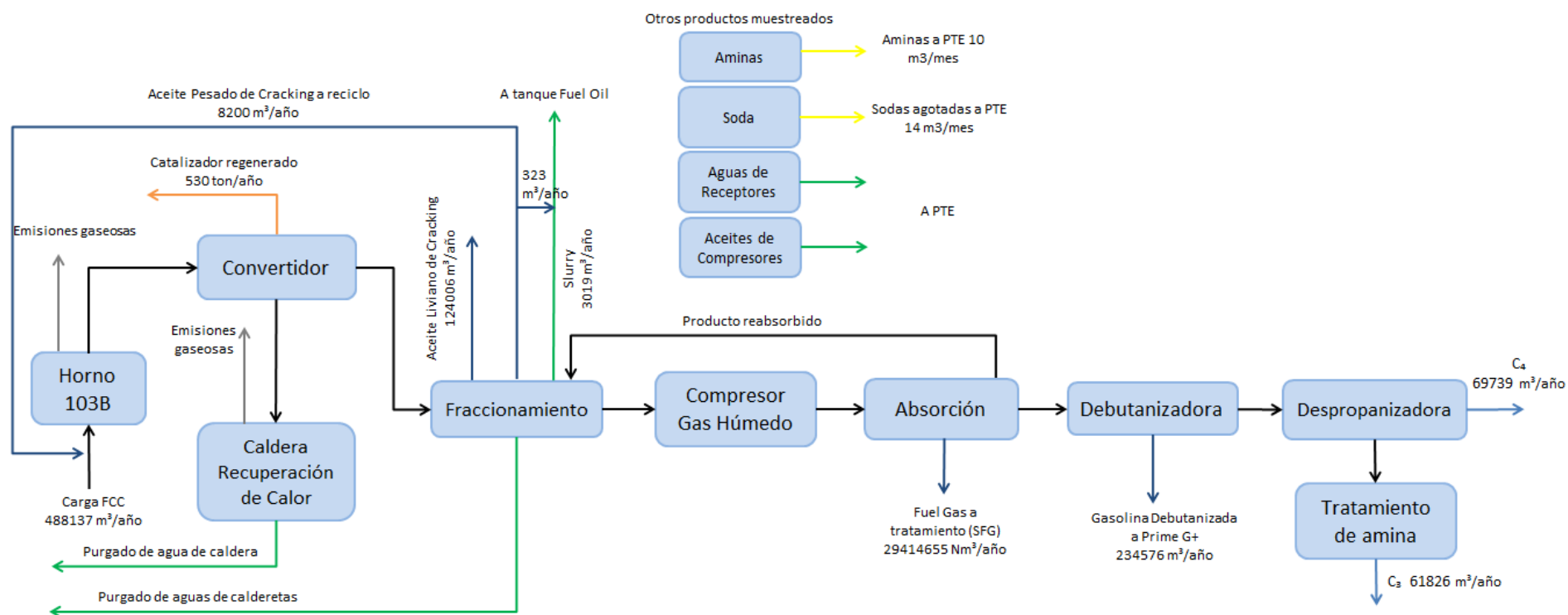
Los componentes del GLP son fraccionados en una corriente rica en C3 y otra rica en C4. Luego la corriente de C3 pasa por un tratamiento con amina y con soda para eliminar H₂S. La corriente de C4 pasa por un tratamiento de soda. Ambas corrientes van a almacenamiento como producto intermedio.

De todos los productos obtenidos, el *fuel gas* se usa como combustible en la refinería, los GLP son los componentes principales de los productos finales propano y supergás, la gasolina catalítica es uno de los principales componentes del producto final nafta súper, el LCO puede ser uno de los componentes del producto final *gas oil*, si es tratado en la unidad de desulfurización, o formar parte del producto final *fuel oil* como diluyente, el *slurry* es parte del *fuel oil* pesado.

Figura 7

Diagrama de flujo de la unidad de cracking catalítico

DIAGRAMA DE BLOQUES DE UNIDAD CRACKING (FCC)



1.1.2.2 Desulfurización de destilados medios (U10)

Tiene una capacidad nominal de 33 m³/h.

Su finalidad es disminuir el contenido de azufre de cargas que corresponden a destilados medios: KL, KP y *gas oil* de *topping*. También se hidrogenan las olefinas del LCO, esta carga es procesada en conjunto con alguna otra corriente de destilación directa para controlar la exotermicidad de la reacción.

Su producción forma parte de los productos finales *Jet A1*, aguarrás y *gas oil*

Es un proceso donde ocurren reacciones químicas con un catalizador que se encuentra en un lecho fijo.

Las principales reacciones son la desulfurización (reacción de hidrógeno y mercaptanos o sulfuros para dar hidrocarburos y ácido sulfhídrico) y la saturación de olefinas (ambas reacciones exotérmicas).

Las reacciones secundarias principales son la desnitrificación y la formación de coque sobre el catalizador. Esta última reacción va disminuyendo su actividad y la regeneración se hace periódicamente.

La carga promedio de la unidad de desulfurización de destilados medios puede ser representada por un corte queroseno (65 % de la carga), con corte *gas oil* (15 % de la carga) y con corte aceite liviano de *cracking* (20 % restante). Además requiere hidrógeno, que es producido en *octanizing*. El producto intermedio obtenido se denomina destilado medio con bajo contenido de azufre y puede formar parte de la carga de otras unidades o de productos finales.

La carga se mezcla con hidrógeno, se precalienta con el efluente del reactor y se calienta en un horno hasta la temperatura de reacción. Se requiere una alta presión parcial de hidrógeno para que se dé la reacción. Se repone el hidrógeno que reacciona, pero para

favorecer la termodinámica de la reacción se trabaja con un alto exceso de hidrógeno, el cual es acondicionado en un tratamiento de absorción con aminas y recirculado a la unidad.

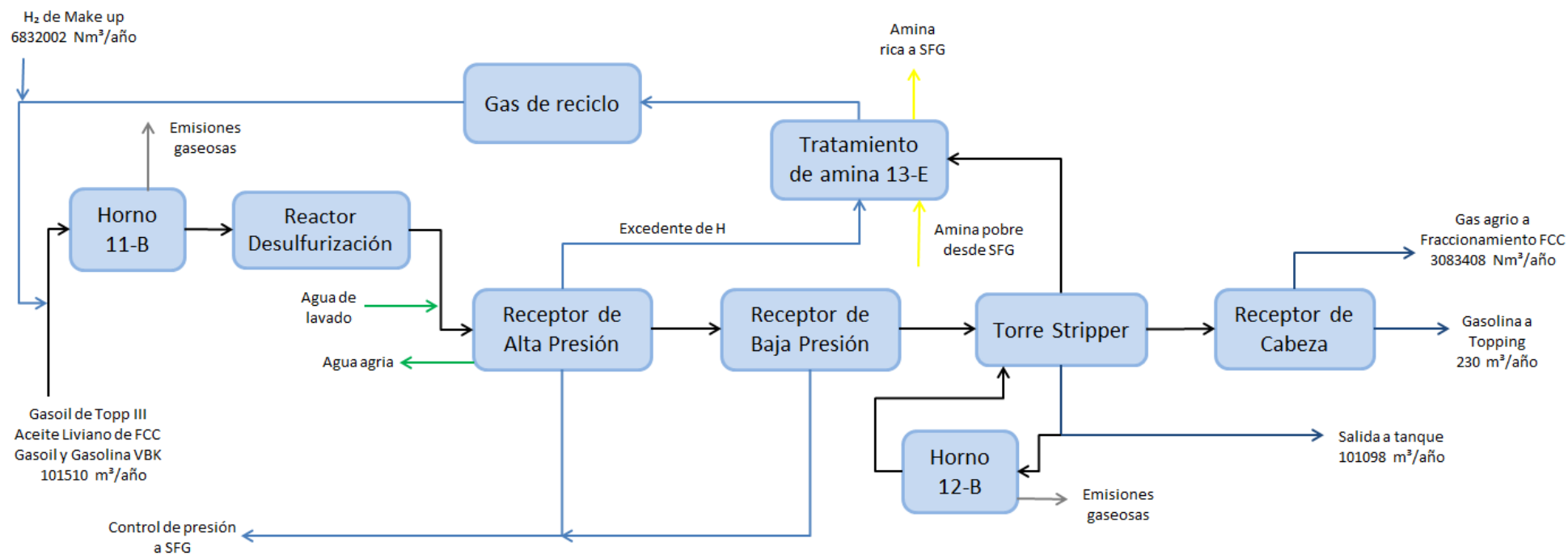
En el reactor de lecho fijo se producen las reacciones.

El producto tratado pasa a una torre donde se eliminan los productos livianos con alto contenido de azufre retenidos en él. El calentamiento en esta torre se efectúa con un horno *reboiler*.

Figura 8

Diagrama de flujo de unidad de desulfurización de destilados medios

DIAGRAMA DE BLOQUES DE UNIDAD DE DESULFURIZACIÓN DE DESTILADOS MEDIOS (DSF)



1.1.2.3 PRIME G+

Esta planta trata la gasolina de *cracking* para eliminar el azufre de la misma. Su capacidad es de 33 m³/h. El producto obtenido tiene menos de 30 ppm de azufre.

PRIME G+ está compuesto básicamente por una unidad de hidrogenación selectiva, una torre *splitter* y un sistema de reactores de desulfurización. La unidad de hidrogenación selectiva usa un catalizador en lecho fijo y las reacciones se dan en fase líquida. Convierte las diolefinas, que son compuestos inestables con tendencia a polimerizar, a olefinas. Transforma los mercaptanos livianos y sulfuros livianos en compuestos más pesados de azufre, que serán separados en la etapa siguiente.

La torre *splitter* separa por la parte superior una fracción liviana con un contenido de S menor a 30 ppm. Este corte puede ser mandado directamente a tanque intermedio por su contenido de S, pero debe ser mezclado previamente con el efluente de los reactores para disminuir su tensión de vapor. Los componentes de alto índice de octanaje (en adelante RON) (C4s y C5s) forman parte de esta corriente.

Por el fondo se separa una fracción pesada que tiene alto contenido de azufre y es enviada al sistema de reactores de desulfurización.

En el sistema de reactores de desulfurización se dan tres tipos de reacciones: desulfurización, saturación de olefinas y desnitrificación.

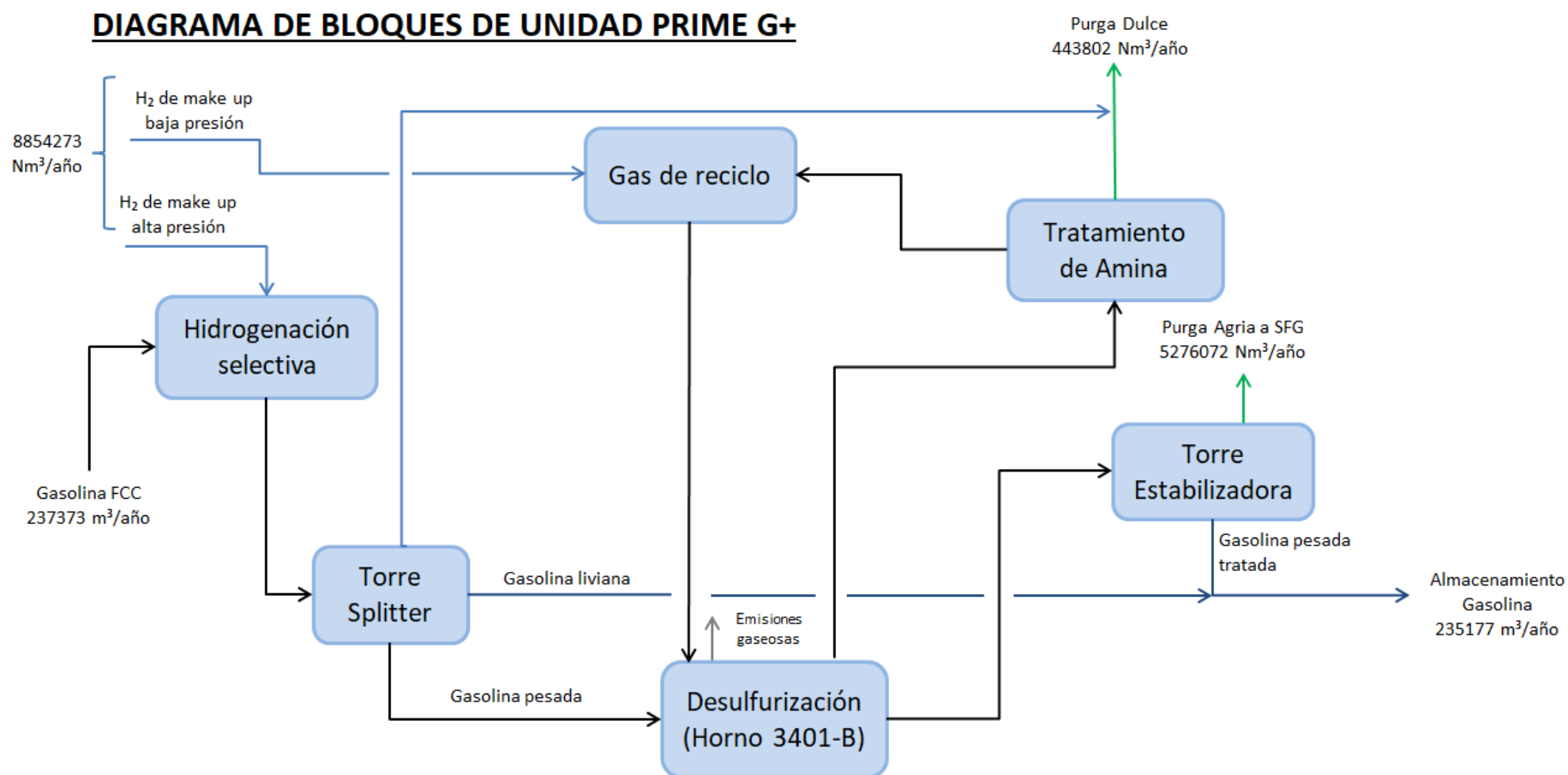
El objetivo de las reacciones de desulfurización es eliminar entre el 97 y 98 % del azufre presente, llegando a una concentración de S inferior a 30 ppm. En estas reacciones se produce H₂S.

La reacción de saturación de olefinas debe ser minimizada dado que se produce pérdida de RON en el producto.

La reacción de desnitrificación ocurre en menor medida. En esta sección se realiza la reacción en fase gaseosa y se utiliza un alto exceso de hidrógeno para favorecer la termodinámica de la reacción. El hidrógeno consumido químicamente es repuesto mientras que el hidrógeno excedentario es acondicionado en un tratamiento con amina para su posterior recirculación a los reactores de desulfurización.

Figura 9

Diagrama de flujo de la unidad Prime G+

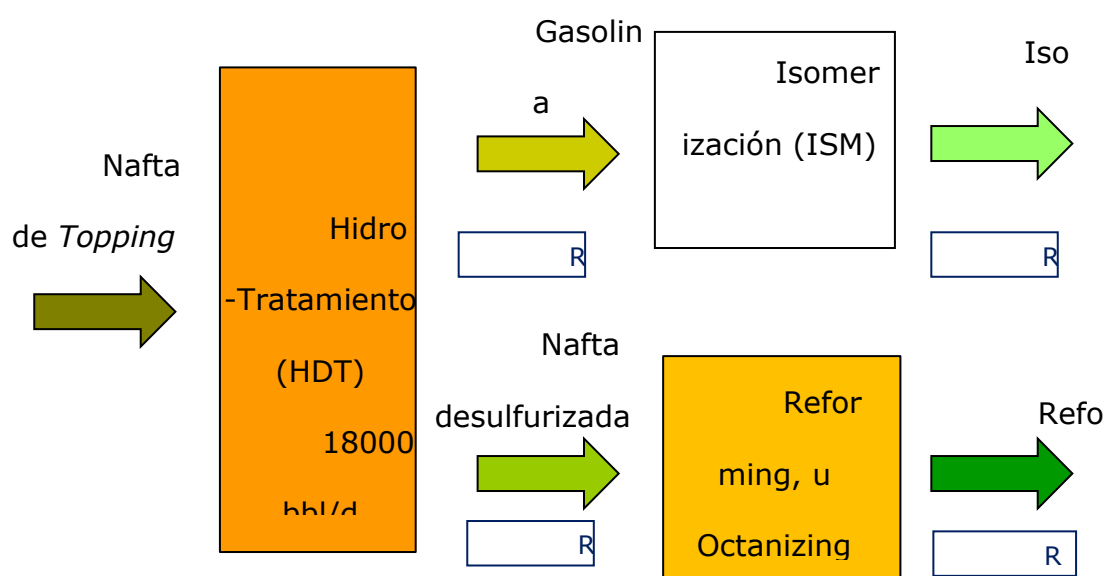


1.1.3 Área 3

El complejo de gasolinas trata la nafta fraccionada del petróleo crudo en el Área 1, en procesos de transformación química, catalíticos (catálisis heterogénea), para aumentar el número de octano de la misma.

Figura 10

Esquema del Área 3



1.1.3.1 Hidrotratamiento

El propósito de la unidad de hidrotratamiento de nafta es proteger los catalizadores de *octanizing* e isomerización, eliminando o reduciendo el nivel de impurezas.

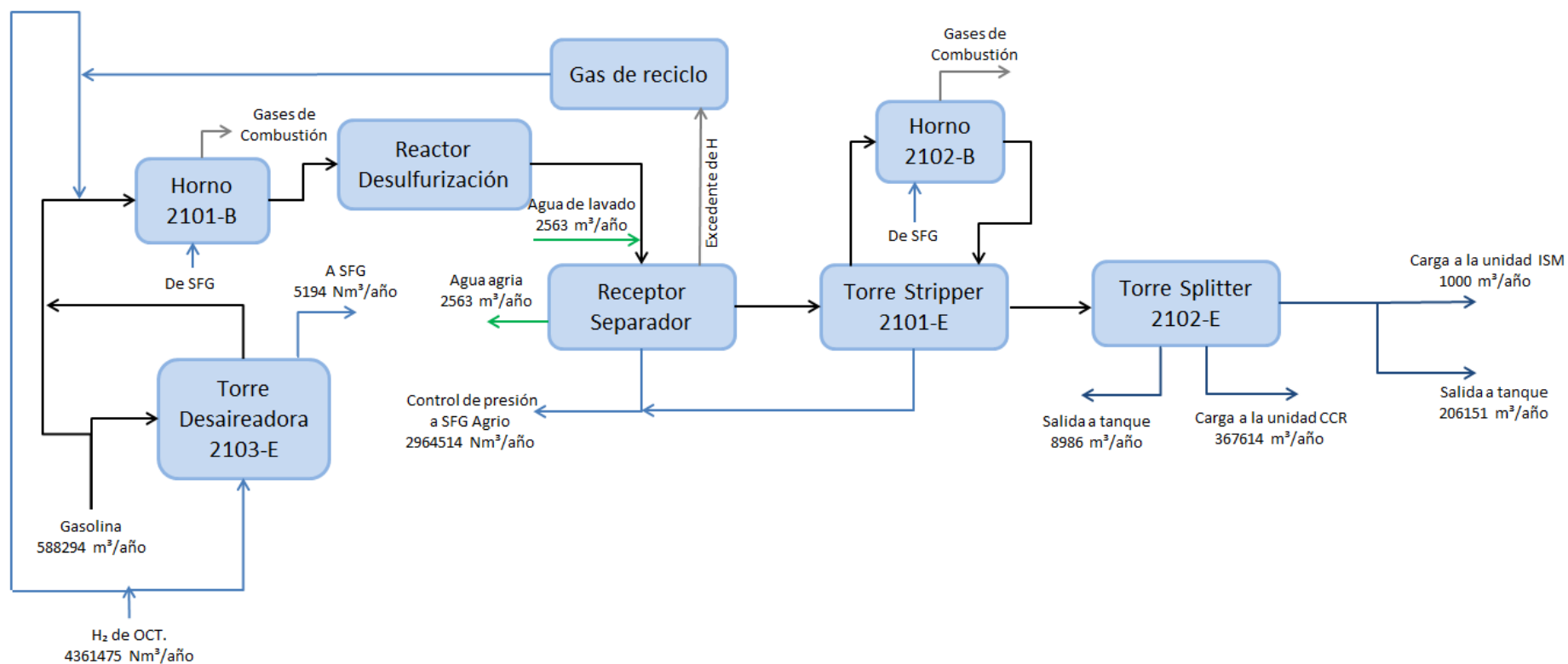
Las impurezas que son consideradas dañinas para la actividad del catalizador son, entre otras: azufre, nitrógeno, agua, halógenos, diolefinas, olefinas, mercurio, arsénico y otros metales pesados. Estas impurezas quedan adsorbidas en el catalizador.

El proceso de tratamiento es logrado haciendo pasar la nafta a través de un lecho fijo de catalizador en un reactor adiabático en presencia de hidrógeno.

Las reacciones que se dan son reacciones exotérmicas. Para promover las reacciones químicas deseadas se requiere temperatura del entorno de los 300 °C. Ocurren principalmente dos tipos de reacciones, hidrorrefinación (desulfurización, desnitrogenación, desoxigenación) e hidrogenación.

Después de las reacciones de proceso, en una torre *stripper* se eliminan los productos livianos incluyendo el H₂S y el agua de la nafta. En este proceso se utiliza el horno 2102-B. Los gases generados en el horno son quemados en la antorcha.

Luego en una torre *splitter* la nafta se separa en dos fracciones: la fracción liviana alimenta la unidad de isomerización y la fracción pesada la unidad de *octanizing*.

Figura 11*Diagrama de flujo de unidad de hidrotratamiento*

1.1.3.2 Antorcha

Los sistemas de antorcha constituyen en primer lugar un elemento de seguridad ante cualquier eventual situación de emergencia que se presente a nivel de unidades de proceso, al recibir la descarga de las válvulas de alivio que protegen a cada uno de los recipientes a presión que manejan hidrocarburos. Es importante resaltar que este sistema protege a todas las instalaciones de la refinería de un severo riesgo de explosión e incendio.

En Refinería La Teja, el sistema de antorcha consta de dos subsistemas colectores:

Sistema colector principal de gases de seguridad, venteos, etc.

- Los gases ingresan al receptor separador de fases desde el colector principal.
- Se monitorea la naturaleza de la fase líquida mediante instrumentos en línea y se envía a planta de tratamiento de aguas agrias o a producto a recuperar o *pump out* o tanque de fuera de especificación según corresponda.
- La fase gaseosa se quema en el quemador principal de la antorcha.
- El quemador principal se regula mediante dos inyecciones de vapor de baja presión, una a la corona y otra al centro.

Sistema colector de gas ácido.

- Los gases ingresan al receptor separador de fases desde el colector de gas ácido.
- La fase líquida se envía (por tachada) a la unidad de tratamiento de aguas residuales.
- La fase gaseosa se quema en el quemador de gas ácido de la antorcha.

1.1.3.3 Octanizing (Reforming catalítico)

El objetivo es producir una nafta reformada con un alto octano y un gas rico en hidrógeno.

La alimentación de *octanizing* es nafta hidrotratada que se mezcla con gas hidrógeno proveniente de la misma unidad. Las reacciones principales que se dan en esta unidad son la deshidrogenación de naftenos para producir aromáticos e hidrógeno, la isomerización de las cadenas parafínicas y la deshidrociclización de las parafinas. Esas reacciones contribuyen al aumento del número de octano del producto. Las reacciones principales son endotérmicas (aunque la isomerización de parafinas es levemente exotérmica).

Se dan en fase gaseosa y son catalizadas por un catalizador sólido que tiene una función metálica que es la responsable de la deshidrogenación y una función ácida que es responsable de la isomerización. La deshidrociclización utiliza ambas funciones del catalizador. Hay reacciones que deben evitarse, porque no contribuyen al aumento del número de octano.

El catalizador empleado en este proceso es un catalizador bimetálico de platino-estaño sobre un soporte de alúmina. El catalizador afecta a las velocidades de reacción mediante sus dos funciones: metálicas (Pt) y ácida (Cl de la alúmina) las cuales promueven los diferentes tipos de reacciones mencionados anteriormente.

Las condiciones de operación que favorecen a las reacciones deseadas también favorecen la formación de coque, que es un veneno temporario del catalizador. La unidad de *octanizing* está diseñada para que el catalizador sea regenerado en forma continua. Básicamente el objetivo de la regeneración es el quemado del coque, logrando que el catalizador regenerado tenga buena dispersión de platino y adecuado contenido de cloro.

La carga mezclada con hidrógeno se calienta con el efluente de los reactores en un horno y va a entrando a reactores sucesivos. Como las reacciones son fundamentalmente endotérmicas, la temperatura de la mezcla de reacción va disminuyendo y debe ser calentada en 4 hornos, entre reactor y reactor.

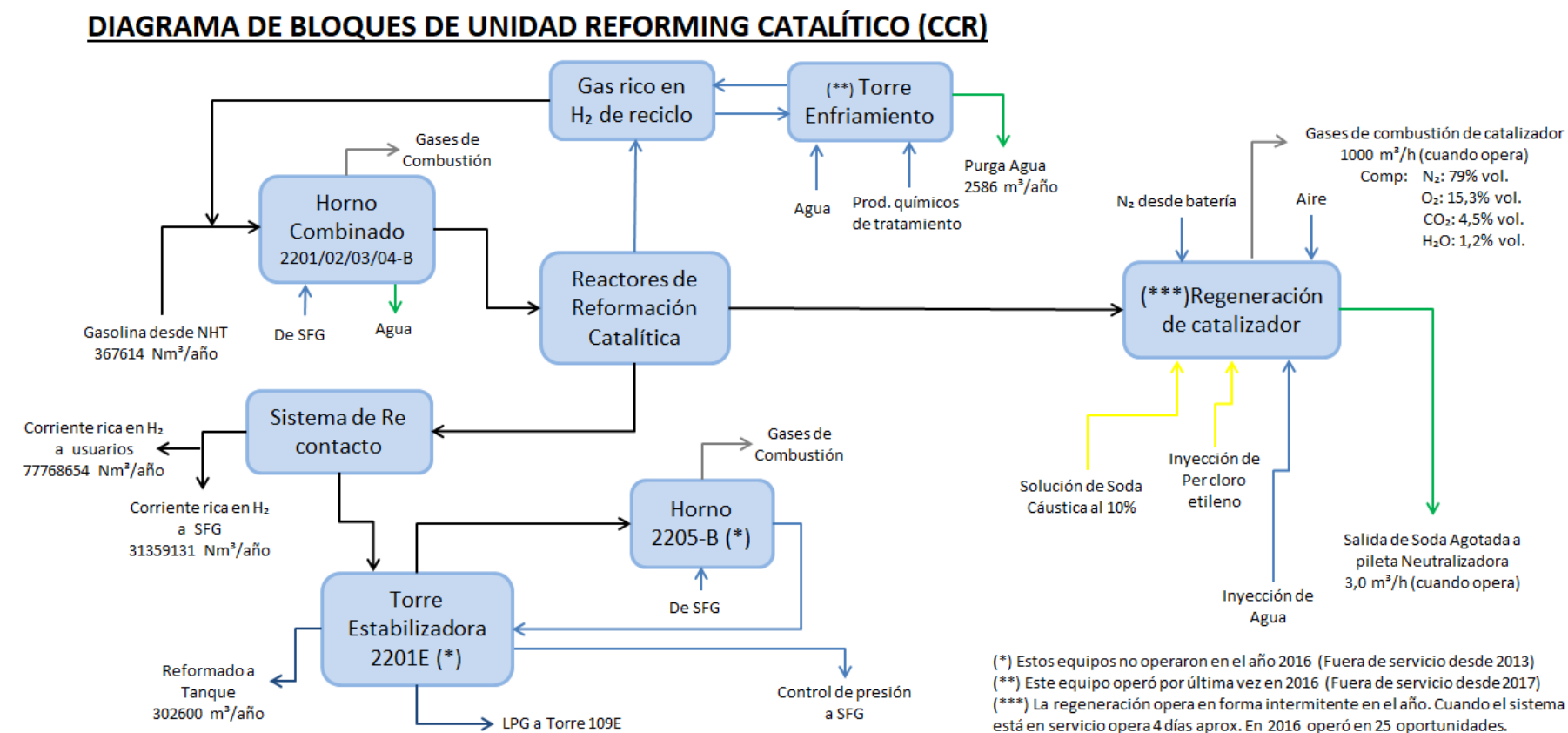
Se separa el hidrógeno de los productos y se vuelve a inyectar con la carga (hidrógeno de reciclaje), pero el resto del hidrógeno producido se pone nuevamente en contacto con la carga reaccionada.

La mezcla producto de reacción/hidrógeno se enfría, pasando la mayor parte de los hidrocarburos livianos a la fase líquida y luego se separa el hidrógeno producido por la unidad, que es enviado a las otras plantas consumidoras de hidrógeno (Desulfurización de Destilados Medios -en adelante DSF-, Hidrotratamiento de Naftas -en adelante HDT o NHT-, hidrotratamiento de destilados medios -en adelante HDS- isomerización -en adelante ISM-). El hidrógeno no requerido por el proceso pasa a formar parte del gas combustible quemado en la refinería. El reformado al que se le separaron los productos livianos se almacena en tanques de producto intermedio para elaborar productos finales. El catalizador en esta unidad se mueve lentamente en flujo pistón del reactor 1 al 2, al 3 al 4 y al sistema de regeneración. En los reactores se mueve por gravedad, de un reactor a otro hay sistemas de elevación por gas.

En el regenerador se quema el coque producido por las reacciones no deseadas, se recupera la función ácida perdida en la regeneración, se calcina para secarlo y dispersar el platino en la matriz y finalmente se reduce (el Pt óxido pasa a Pt metálico) antes de entrar al primer reactor. La regeneración puede ser continua o por lapsos, dependiendo de la proporción de carga con respecto a la carga nominal.

Figura 12

Diagrama de flujo de la unidad de reforming catalítico u octanizing



1.1.3.4 Isomerización

La carga del proceso de isomerización es la gasolina dulce que se produce en la unidad de HDT. Esa carga tiene un RON de 65 y un contenido alto de benceno, ya que en la separación que tiene lugar en el proceso de HDT se trata que todo el benceno quede en esta carga. Hay restricciones del contenido de benceno en las naftas, debido a que es una sustancia cancerígena.

En primera instancia se satura el benceno (todo el benceno reacciona y pasa a formar un nafteno). Esa reacción consume hidrógeno y es exotérmica. Se da en un reactor separado.

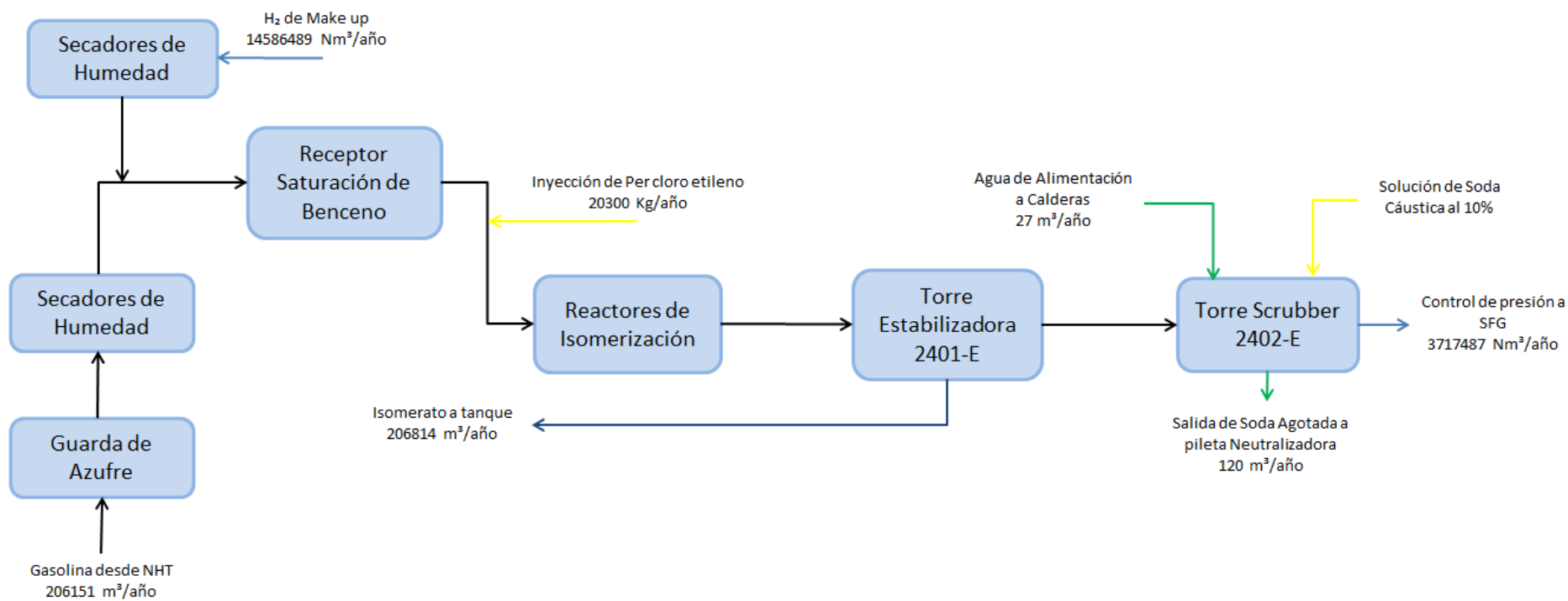
En segundo término, en otro reactor, se dan las reacciones de isomerización. Estas reacciones requieren una presión parcial de hidrógeno elevada, pero el mismo no es un reactivo

Las parafinas ramificadas tienen mayor número de octano que las parafinas lineales. Estas reacciones son reversibles y la distribución final de isómeros se basa en la composición de equilibrio, que está determinada por las condiciones del reactor y por la cinética.

Figura 13

Diagrama de bloques de la unidad de isomerización

DIAGRAMA DE BLOQUES DE UNIDAD ISOMERIZACIÓN (ISM)



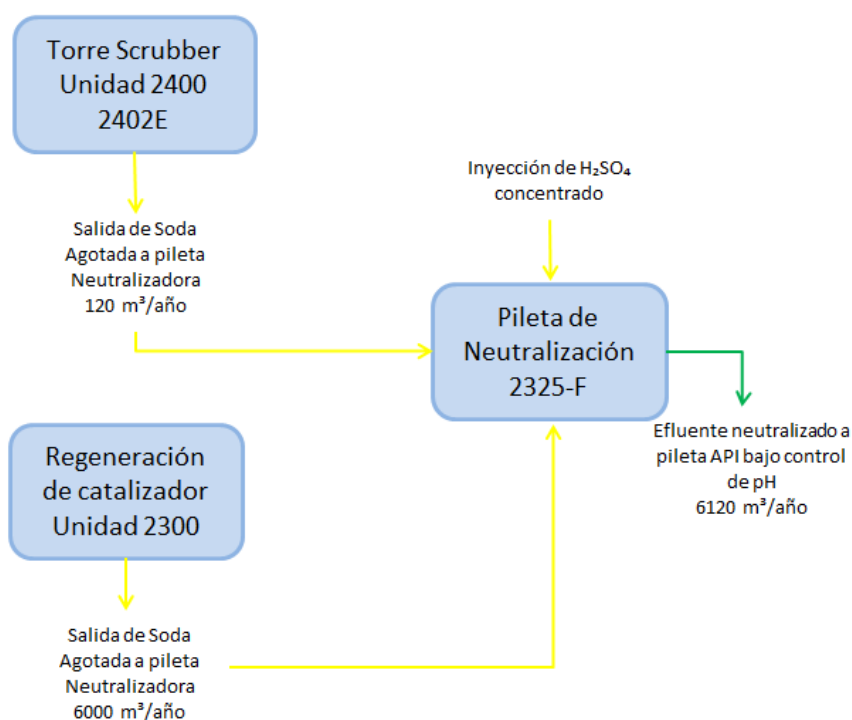
1.1.3.5 Neutralización de sodas agotadas

Las soluciones de soda agotadas, se reciben en la pileta de sodas del área, se neutralizan con ácido sulfúrico y se descargan con pH entre 6 y 9 a drenaje que las conduce al sistema API-DAF.

Figura 14

Diagrama deflujo de neutralización de sodas agotadas

DIAGRAMA DE BLOQUES NEUTRALIZACIÓN DE SODAS AGOTADAS



1.1.4 Área 4

El Área 4 opera los servicios auxiliares de refinería, el hidrotratamiento de destilados medios (HDS) y la planta de recuperación de azufre (SRU).

Los servicios auxiliares se componen de:

- Generación de vapor.

- Tratamiento de agua para generadores de vapor.
- Agua de enfriamiento.
- Aire comprimido.
- Tratamiento de *fuel gas*.
- Antorcha.
- Distribución de energía eléctrica.

1.1.4.1 Generación de vapor

La refinería requiere para su funcionamiento un suministro de vapor estable y confiable. Se utiliza vapor con distintos fines:

- Motriz, para accionar turbinas.
- De proceso.
- De calefacción.
- De atomización.
- De sofocación.

Hay tres niveles de presión en los que se genera y se distribuye vapor:

- Vapor de alta (40 kg/cm².g)
- Vapor de media (12 kg/cm².g)
- Vapor de baja (3,5 kg/cm².g)

Los generadores de vapor de alta presión son:

- Calderas 1301-B, 1302-B y 1303-B del Área 4.
- Caldera de CO del Área 2.

- Caldereta en el Área 2.

Los generadores de vapor de media presión son:

- Caldera de recuperación de calor del Área 3.
- Calderas 1401-B y 1402-B del Área 4, que se ponen en servicio ocasionalmente.
- 4 calderetas (3 en Área 2 y 1 en donde funcionaba Visbreaking).
- 2 calderas de recuperación en SRU.

Se lamina vapor de alta a media presión por medio de dos válvulas reguladoras y por la extracción de dos turbinas.

El vapor de baja presión se produce con la descarga de contrapresión de una de las turbinas.

1.1.4.2 Tratamiento de agua para generadores de vapor

Se trata agua de OSE en una planta de tratamiento compuesta por una planta de desmineralización, una planta de pulido y un desaireador. Esta planta tiene una producción de 90 m³/h de agua.

Hay un tanque de almacenamiento de agua tratada para unas 10 – 15 horas de operación. Un corte de suministro de agua tratada lleva a la parada de la planta.

El agua de OSE, con una conductividad de 80 – 200 µS/cm, es filtrada con arena para retener los sólidos suspendidos.

En un reactor con resina catiónica quedan retenidos los iones positivos (Ca⁺⁺, Mg⁺⁺) y la resina libera iones H⁺.

El agua ácida se mezcla a contracorriente con aire, en una torre que provee gran área de contacto, los iones carbonato y bicarbonato son eliminados como gas CO_2 .

En un reactor con resina aniónica quedan retenidos los iones negativos (cloruro, sulfato, nitrato, sílice) y la resina libera iones OH^- .

En el pulido, el efluente de la planta Demi (compuesta por las cuatro etapas mencionadas anteriormente) con una conductividad de $10 \mu\text{S}/\text{cm}$, se trata en un reactor con resinas catiónicas y aniónicas mezcladas, saliendo con conductividad menor a $0,1 \mu\text{S}/\text{cm}$.

En el proceso de desaireado, el agua se calienta a contracorriente con vapor, eliminando el oxígeno disuelto.

Figura 15

Tratamiento de agua para generadores de vapor

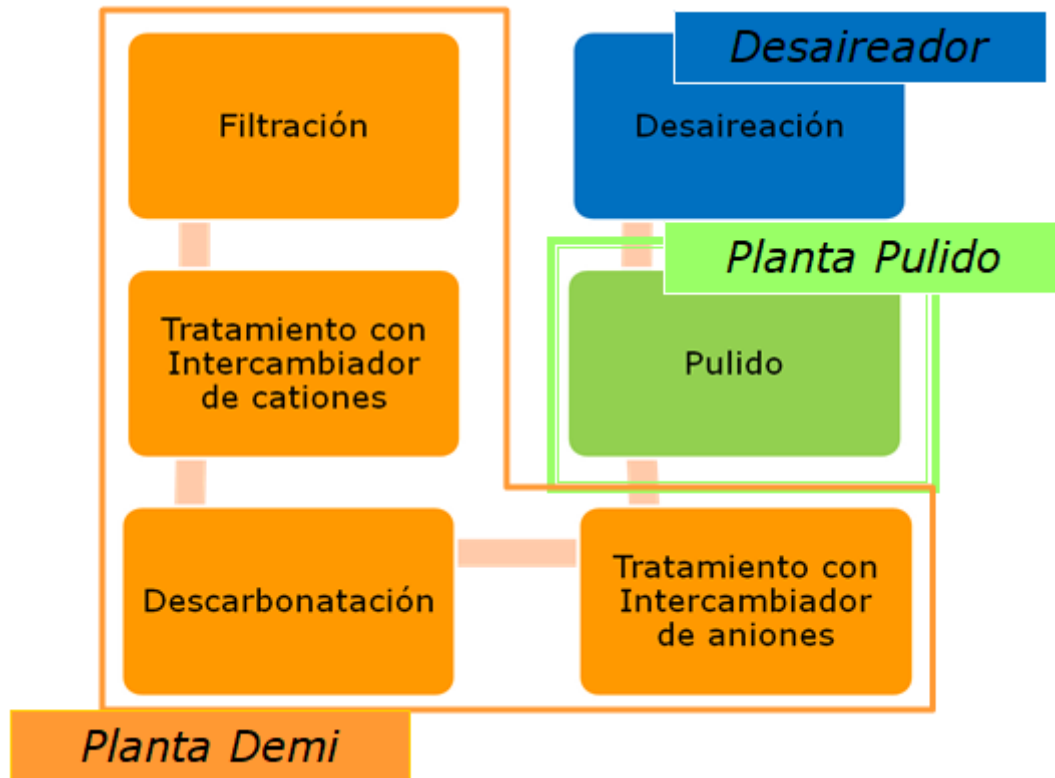
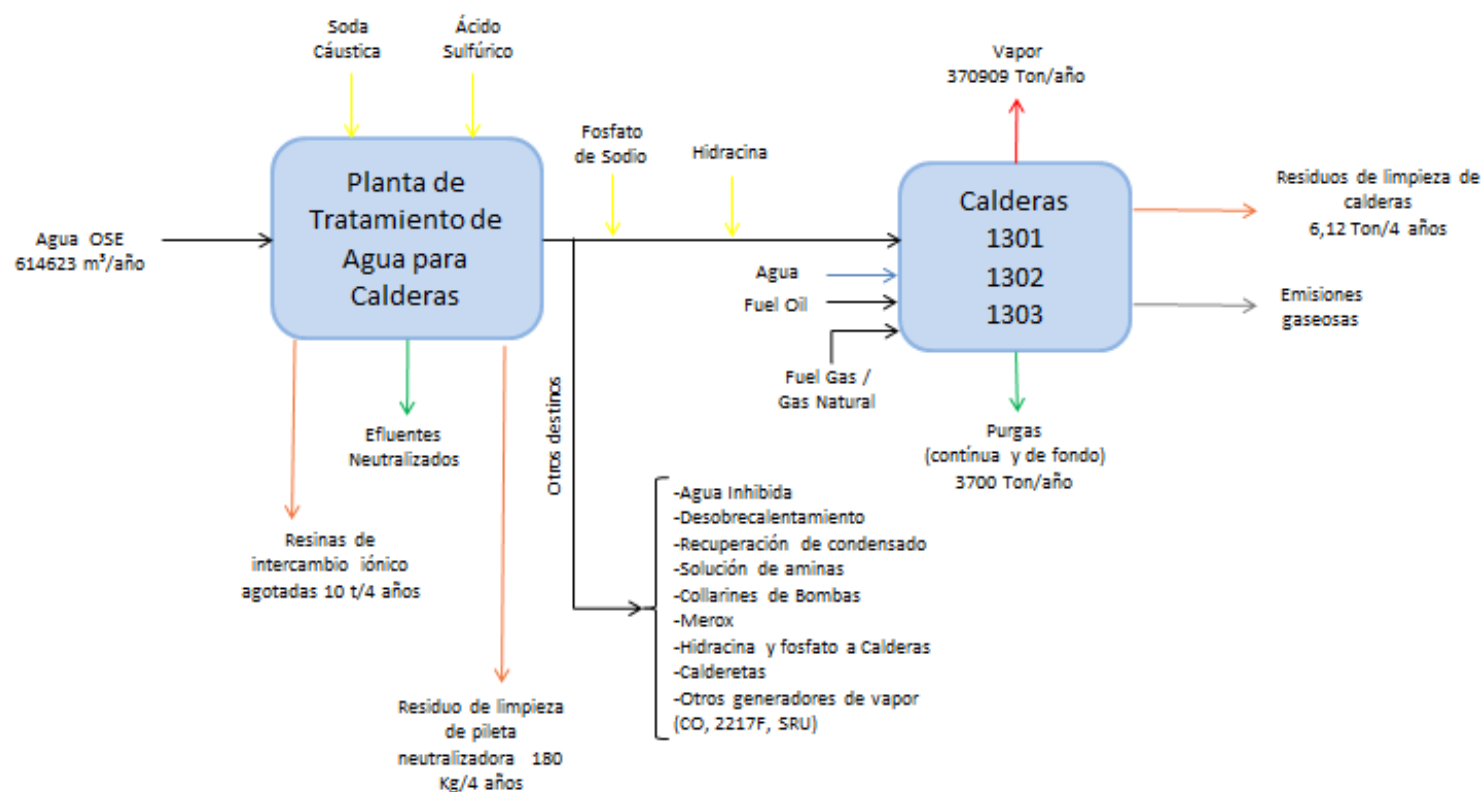


Figura 16

Diagrama de unidad de tratamiento de agua para generadores de vapor

DIAGRAMA DE BLOQUES DE PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA Y GENERACIÓN DE VAPOR



1.1.4.3 Agua de enfriamiento

El sistema de agua de enfriamiento de la refinería provee un fluido de baja temperatura, estable, que intercambia calor con los fluidos de proceso. Se utiliza para la refrigeración agua de OSE, enfriada por medio de una torre de enfriamiento.

El agua del circuito de enfriamiento intercambia calor en los enfriadores de planta. Sale del sistema de refrigeración con menos de 30 °C. El agua que retorna a la torre tiene una temperatura cercana a los 40 °C.

En la torre de enfriamiento el agua intercambia calor con el aire, por tres mecanismos:

- Radiación desde la superficie de las gotas: representa una pequeña cantidad del total del flujo de calor, normalmente considerada despreciable.
- Conducción y convección entre agua y aire: el volumen de calor transferido dependerá de la temperatura del aire y agua que son parte significativa del todo.
- Evaporación: esta representa la forma principal de transferencia de calor y es el motivo por el que el proceso es llamado “refrigeración por evaporación”.

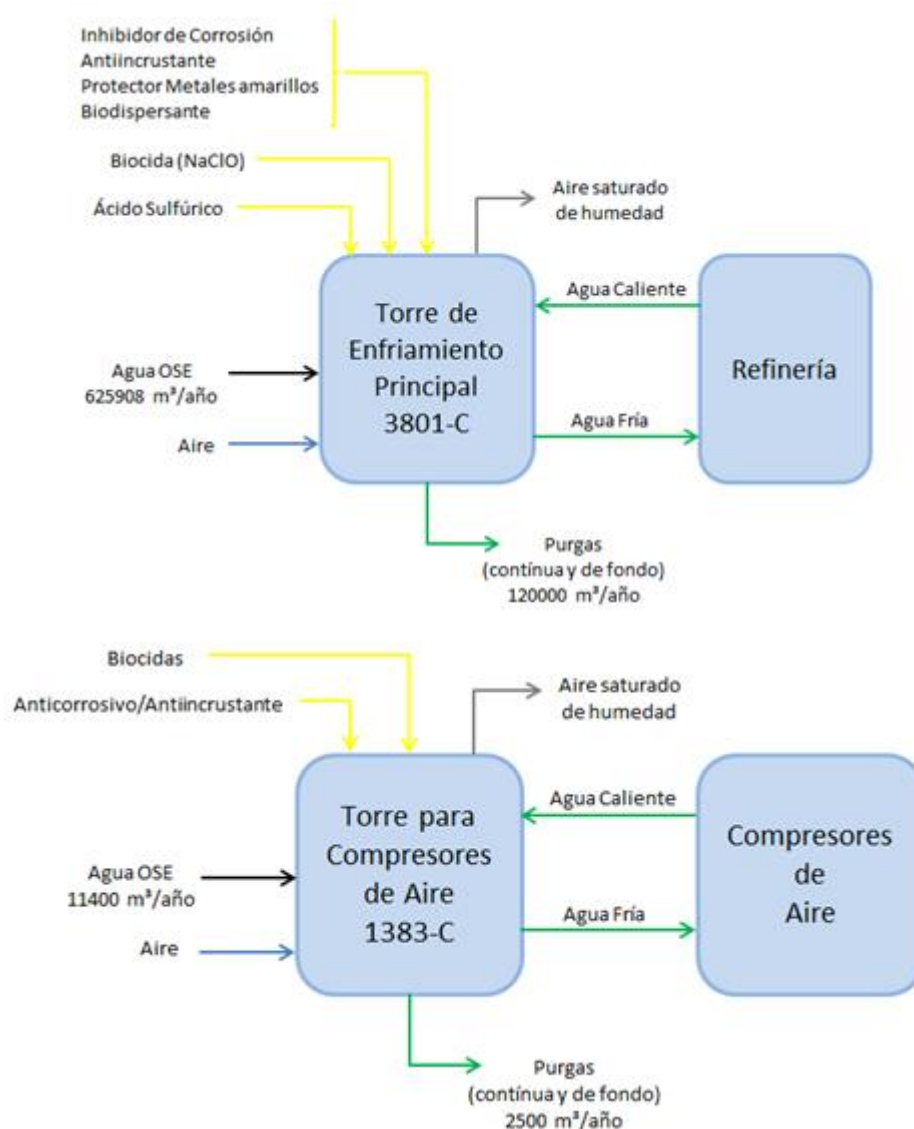
Parte del agua del circuito de enfriamiento se evapora, tomando energía de la masa circulante.

El circuito de enfriamiento se va concentrando, ya que los sólidos disueltos en el agua evaporada permanecen en él. Para mantener una concentración de sólidos en el circuito de enfriamiento que evite la incrustación del mismo, parte del agua del circuito se purga, debiéndose reponer al circuito el agua evaporada y purgada.

El agua del circuito se trata químicamente para evitar la incrustación, la corrosión y el crecimiento microbiológico.

Figura 17

Diagramas de flujo de las torres de enfriamiento



1.1.4.4 Aire comprimido

En el Área 4 se operan los equipos principales de compresión de aire, pero existe respaldo con los compresores de regeneración de Área 3.

Hay dos compresores centrífugos de tres etapas idénticos, uno en marcha y otro de respaldo, uno accionado por una turbina y el otro por motor.

El aire es secado antes de ser utilizado, cuando es enviado de los compresores a planta tienen una presión de 8 kg/cm².g, en planta la presión es de 5-6 kg/cm².g.

1.1.4.5 Tratamiento de *fuel gas*

Los gases incondensables (H₂ e hidrocarburos como C₁, C₂, C₂=), que no son fácilmente comercializables, son usados como combustible en la refinería.

En algunos de los procesos se produce también H₂S.

En esta planta se tratan las corrientes de *fuel gas* con H₂S (agrio), con una solución de amina. Se está utilizando MDEA (metil dietanol amina). El H₂S queda retenido en la amina y el *fuel gas* sin H₂S pasa al sistema de *fuel gas*. La amina se regenera y se libera una corriente rica en H₂S, llamado gas ácido. Este gas ácido constituye la carga de la unidad de recuperación de azufre. El gas sin H₂S (llamado dulce) va al sistema de *fuel gas*.

1.1.4.6 Planta de hidrotratamiento de destilados medios (HDS)

Tiene una capacidad nominal de 120 m³/h de procesamiento de destilados medios. Puede tratar junto con la carga destilada hasta un 10 % de carga craqueada (LCO).

El producto final tiene las siguientes características:

- Contenido de S menor de 50 ppm.
- Contenido de N menor de 30 ppm.
- Variación del número de cetano mayor o igual a 2,5.
- Contenido de agua menor a 200 ppm.

En el reactor se dan las siguientes reacciones:

- Desulfurización (eliminación de S convirtiéndolo en H_2S).
- Desnitrificación (eliminación de N convirtiéndolo en NH_3).
- Hidrogenación de olefinas (de carga craqueada).
- Hidrogenación de aromáticos (algunos monoaromáticos se convierten en naftenos, pero fundamentalmente los diaromáticos se convierten en monoaromáticos).
- Las reacciones se dan por catálisis heterogénea en lechos fijos. La mezcla hidrocarburos/ H_2 es bifásica.

El reactor está estructurado con dos lechos de catalizador con una corriente intermedia de H_2 de atemperamiento, que permite regular que la temperatura de salida de ambos lechos sea igual, de forma de evitar picos de temperatura que conduzcan a reacciones adversas de craqueo y también aumentar el ciclo de corrida.

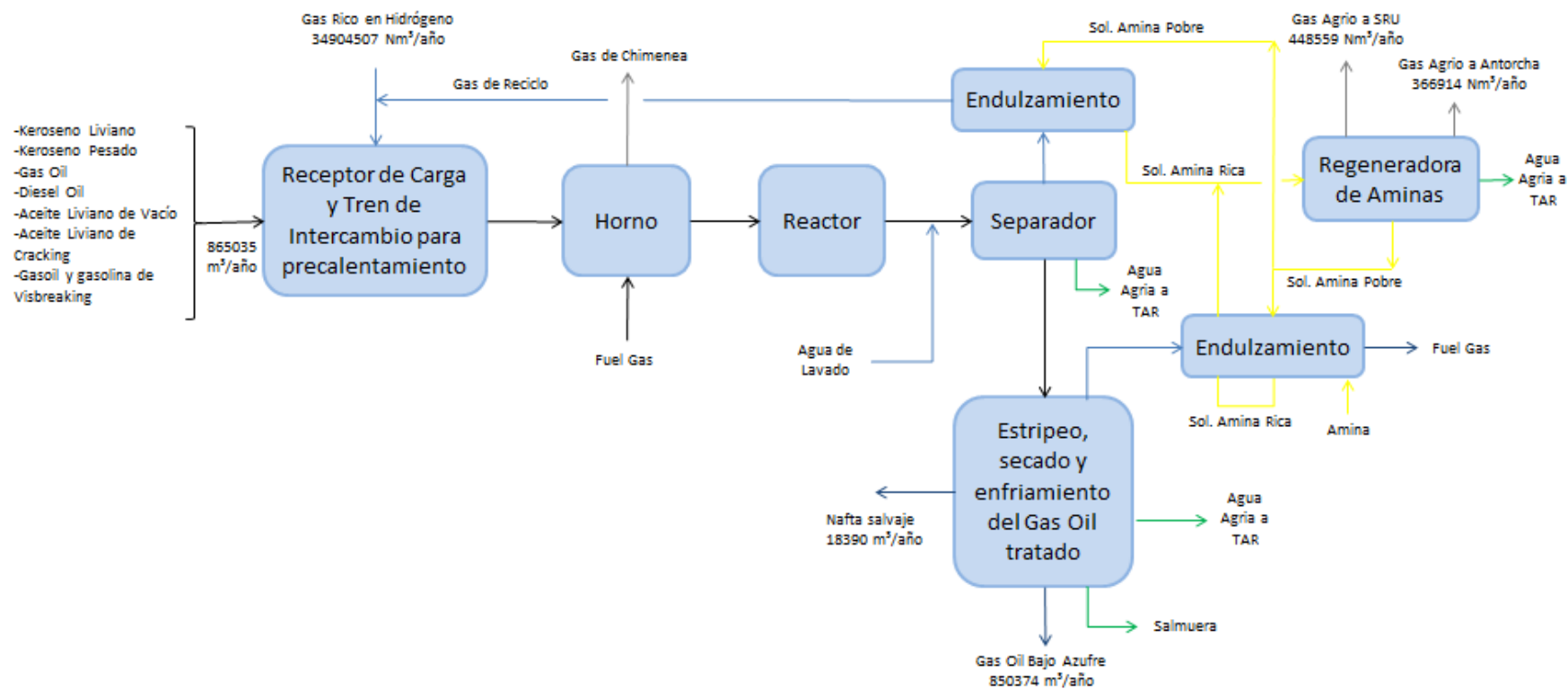
En cada lecho del reactor hay varias capas de catalizador. Las capas que entran en contacto con el producto en primer lugar, tienen baja actividad y protegen al catalizador principal. Además existen dos tratamientos con amina (uno a alta presión para el gas de reciclaje y otro a baja presión para el gas de stripping).

Por otra parte también existe una planta de tratamiento de aguas ácidas, que puede tratar las aguas de la unidad y de las otras unidades de la refinería.

Figura 18

Diagrama de bloques de unidad de hidrotratamiento de destilados medios

DIAGRAMA DE BLOQUES DE UNIDAD DE HIDROTRATAMIENTO DE DESTILADOS MEDIOS (HDS)



1.1.4.7 Planta de recuperación de azufre

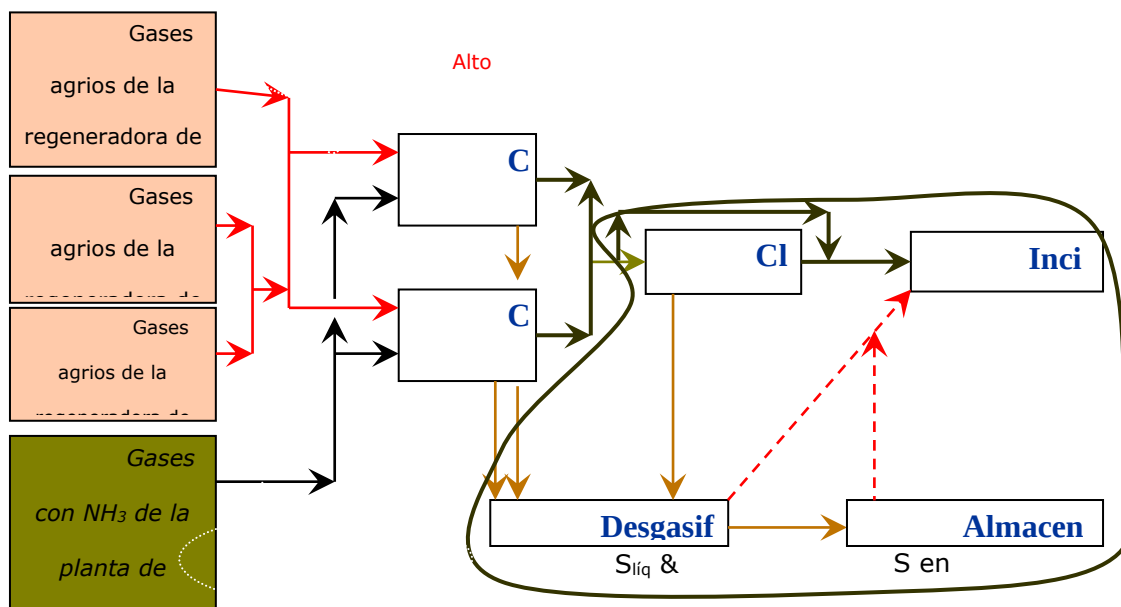
La planta de recuperación de azufre (en adelante SRU) trata los gases agrios provenientes de las otras plantas de proceso y transforma el H_2S en S, mediante procesos térmicos y catalíticos, minimizando la emisión de SO_2 al ambiente. El S se puede utilizar como materia prima para la fabricación de ácido sulfúrico y fertilizantes.

La planta también procesa los gases ricos en NH_3 efluentes de las plantas de tratamiento de aguas ácidas y los destruye térmicamente convirtiéndolo en N_2 y H_2O .

La planta cuenta con las siguientes secciones:

- Unidades Claus (U3500 & U3600).
- Unidad de Tratamiento de Gas de Cola (en adelante TGTU) aplicando el proceso Clauspol.
- Sección de Desgasificación y Almacenamiento de Azufre (en adelante SDAA).
- Sección Incinerador.

A continuación se muestra un diagrama de bloques para esquematizar las unidades 3500, 3600 y 3700:

Figura 19*Unidades 3500, 3600 y 3700***1.1.4.8 Unidades Claus**

En las unidades Claus se recupera hasta el 96 % del S de las corrientes de carga. Tienen una etapa de conversión del H_2S a S por un proceso térmico y otra etapa por un proceso catalítico.

En el proceso térmico:

- En un horno reactor $1/3$ del H_2S reacciona con O_2 para convertirse en SO_2 .
- Los $2/3$ restantes del H_2S reaccionan con el SO_2 formado a alta temperatura para dar S_2 . La reacción es endotérmica y se favorece a alta temperatura.
- También en ese horno reactor se convierte todo el NH_3 en N_2 y H_2O .
- Los gases de combustión se enfrían generando vapor en una caldera de recuperación.

- A la salida del generador de vapor, un condensador separa parte del S en forma líquida, enfriando la corriente gaseosa.

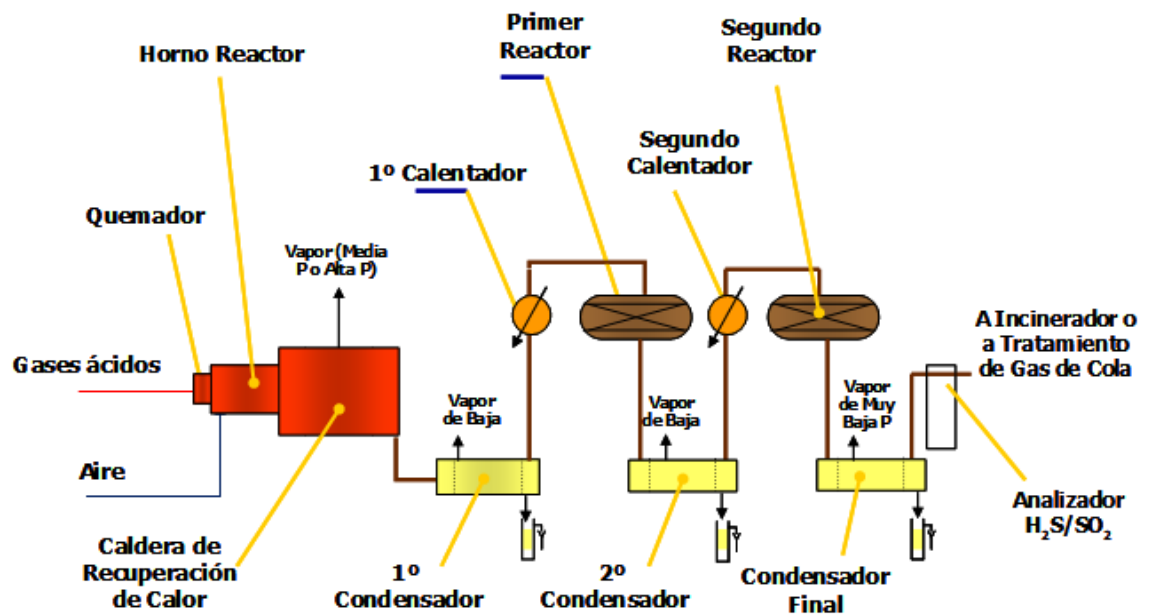
En el proceso catalítico:

- Se da en reactores de lecho fijo, hay dos reactores en cada una de las plantas.
- El H_2S reacciona con el SO_2 para dar S.
- En cada reactor hay 3 tipos de catalizador.
- Los catalizadores tienen funciones específicas:
 - Maximizar la destrucción de contaminantes.
 - Maximizar la conversión de S.
 - Minimizar la presencia de O_2 .
- La reacción es exotérmica.
- Se favorece a baja temperatura (en fase gaseosa).
- Es una reacción anóxica (sin presencia de O_2).
- Luego de cada reactor se condensa el S convertido y se calienta la corriente gaseosa antes de ingresar al siguiente reactor.
- Se genera vapor por recuperación de calor en los condensadores. Ese vapor se usa para consumo interno.

A continuación se presenta un esquema del proceso Claus:

Figura 20

Proceso de la unidad Claus



1.1.4.9 Unidades Clauspol

- Trata el gas de cola, gas con el H_2S que no pudo recuperar la planta Claus.
- Recupera hasta el 99,5 % del S de las corrientes de carga.
- Es un proceso catalítico, donde el catalizador está disuelto en un solvente líquido.

Esa mezcla de catalizador/solvente se pone en contacto con el gas de cola:

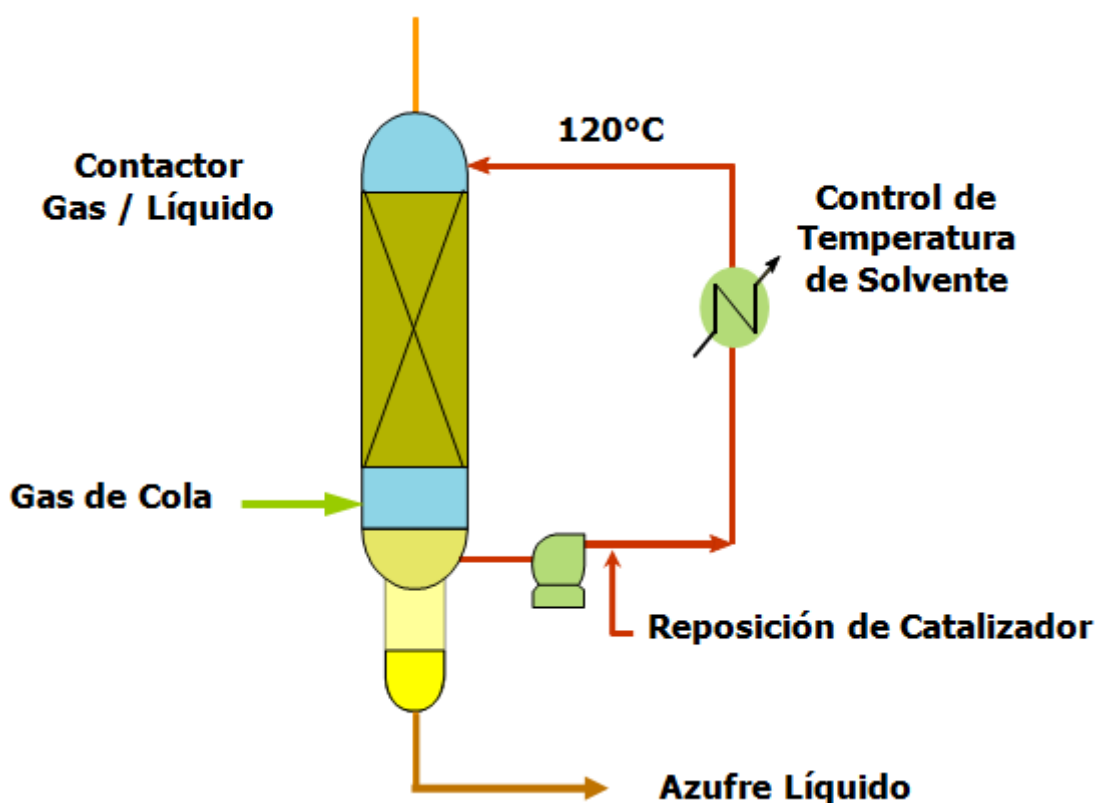
- Se basa en la reacción Claus.
- Se realiza a 120 °C.
- Utiliza un solvente (polietilenglicol) mezclado con un catalizador líquido (NaOH y ácido salicílico).

- El gas pasa a contracorriente por el reactor y entra en contacto con la solución de catalizador.
- El gas procesado sale a quemarse en la Sección Incinerador.
- El S recuperado va a la Sección Desgasificación.

A continuación se presenta un esquema del Proceso Clauspol:

Figura 21

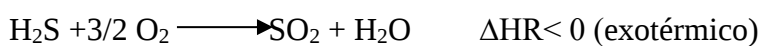
Esquema del proceso de Clauspol



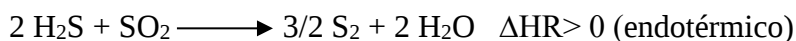
En la Unidad Claus tiene lugar la reacción Claus modificada, que divide el proceso en dos etapas:

Horno reactor

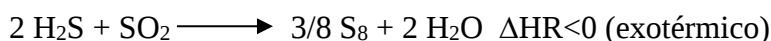
Oxidación



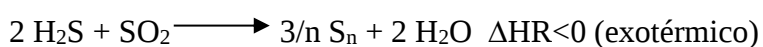
Anóxica



Reactores catalíticos (anóxica)



En la unidad Clauspol tiene lugar la reacción Claus aplicada al gas de cola, en un medio líquido (PEG) con un catalizador disuelto.



1.1.5 Área 5

El Área 5 es la más extensa espacialmente, ocupando la mayor área de la planta. Comprende los diferentes parques de tanques y las áreas de maniobras.

Está interrelacionada con todas las áreas de la refinería: bombea la carga a *topping* y recibe los productos intermedios de todas las áreas. Recibe los productos fuera de especificación y los acondiciona para el reprocesamiento. Utiliza los servicios auxiliares provistos por el Área 4.

Existe un sistema *Scada* con la medición de las condiciones de nivel y temperatura de una parte de los tanques del parque y también el monitoreo de las operaciones de transferencia de custodia con las diferentes plantas de logística. Se está incorporando continuamente medición automática, que es verificada periódicamente con mediciones manuales.

1.1.5.1 Funciones principales

- Recepción de crudo desde la terminal del este a través del oleoducto y su posterior preparación para alimentar la destilación atmosférica.

- Es responsable de que los productos terminados salgan en especificación de la Refinería de La Teja. Las unidades de proceso producen productos intermedios que se mezclan (blending) en las instalaciones controladas por el área, hasta obtener un producto final que cumple las especificaciones. Si una unidad produce algún producto levemente fuera de especificación, el área puede llevarlo a especificación por mezcla.
- También se realiza el agregado de aditivos para cumplir las especificaciones (mejorador de flujo y de cetano para el gas oil, aditivos del jet, colorantes y marcadores).
- Economía de refinación: elaborar los productos finales según un óptimo económico para maximizar el beneficio (por ejemplo, elaborar naftas con el octano requerido por la especificación y el método de medida, pero no más).
- Responsable de abastecer a las plantas de distribución de todo el país y a otros clientes:
 - Plantas de ANCAP: trasiego a La Tablada, suministro de producto a vagones, suministro de productos a barcos.
 - Cargaderos de camiones en La Teja: *jet*, solventes, FOP, FOM, asfaltos, GOM.
 - Suministro de combustibles a barcos (IFO y GOM).
 - Trasiego por oleoducto de fuel oil a Central Batlle.

Las terminales de distribución son operadas por Logística, el Área 5 es responsable de tener siempre producto disponible en especificación.

- Responsable de suministrar carga y recibir productos intermedios de las unidades de proceso. Eso involucra acondicionamiento de carga, instalaciones y coordinación con las unidades.
- Responsable de recibir/suministrar productos importados/a exportar, de acuerdo con el área de Comercio Exterior.
- Operación de las plantas de tratamiento de efluentes:
 - Pileta API de Unidades, planta DAF, planta de tratamiento secundario.
 - Pileta API de parque de tanques.
- Gestión de hidrocarburos a reproceso (recepción de productos fuera de especificación de las unidades de proceso y producto recuperado de las plantas de tratamiento de efluentes y su acondicionamiento para ser reprocesado).
- Responsable de las medidas de niveles de los tanques diariamente a la hora 7:00, para la realización del balance de masa diario de la planta, así como las medidas para los balances mensuales. Esta tarea se hace en estrecha colaboración con el área de Planificación y Control.
- Recepción y posterior inyección de biodiesel al gas oil automotriz.
- Gestión de almacenamiento del inventario de materia prima y productos: medida, purga de fondos y techos, custodia del inventario, verificación de condiciones seguras de almacenamiento y primera línea de acción ante incidentes como fugas o incendios.

1.1.5.2 Organización del trabajo en el área

- Sala A: Es la responsable de las maniobras para recibir productos intermedios y mandar carga a las unidades de proceso. Gestiona el almacenamiento en los tanques de producto intermedio y el parque de esferas. Atiende la pileta API de unidades, la planta DAF y tendrá a su cargo la operación de la planta de tratamiento secundario en construcción.
- Sala B: Recibe la producción de productos intermedios pesados. Se encarga del blending para elaboración de productos terminados, de la interrelación con las áreas de Logística (cargaderos, muelle, trasiego a Tablada) y con UTE.
- Planta de asfalto: Gestiona el almacenamiento de derivados asfálticos, elaboración de diluidos asfálticos y el cargadero de asfalto.
- Planta de crudo: Recepción y acondicionamiento de materia prima, bombeo a la unidad. También gestiona la pileta API de parque de tanques.

1.1.5.3 Planta de tratamiento de efluentes 1

A esta planta llegan las corrientes concentradas en contaminantes tales como sulfuros, fenoles y amoníaco. Estas corrientes son:

- Efluente del desalador de crudos.
- Efluente de la planta de aguas ácidas.
- *Slops* recibidos en el muelle de Planta La Teja.
- Sotas agotadas de la refinería.
- Agua de lavado del horno precalentador de *Topping*.
- Lavado de filtro de sal de SRU.

- Lavado de reactor Clauspol de SRU.
- Purgas provenientes de un sector del parque de tanques, efluentes generados en la fábrica de lubricantes y en el laboratorio de lubricantes, efluentes generados en cargaderos a granel de productos especiales y diesel oil, drenajes del cargadero de fuel oil, drenajes de salas de bombas, drenajes dentro de envallado de tanques.

Está constituida por una reja gruesa autolimpiante, dos canales API, un coalescedor de placas, un tanque homogeneizador – desulfurador, una planta de flotación por aire disuelto (DAF, 50 m³/h) y una planta de tratamiento biológico (un reactor anaerobio y los demás aerobios).

1.1.5.4 Planta de tratamiento de efluentes 2

A esta planta llegan las corrientes que solo tienen (o pueden tener) hidrocarburos como material a remover. Estas corrientes son:

- Purga de la torre de enfriamiento.
- Drenajes de áreas de proceso.
- Camiones barométricos con transportes internos (limpiezas, etc.).
- Camiones externos (devoluciones de producto, aguas contaminadas con hidrocarburos).
- Efluente de la pileta del depósito de residuos industriales.
- Efluente generado en el laboratorio de combustibles.
- Descargas originadas en obras en las cuales se genera efluente acuoso con residuos oleosos.

- Efluente de las piletas neutralizadoras de la planta de desmineralización y planta de pulido.
- Efluente de la pileta neutralizadora de soda del complejo de gasolinas.
- Está constituida por 3 canales API y la planta DAF (compuesta por dos módulos de 250 m³/h cada uno).

Figura 22*Diagrama de bloques de Área 5*