VNIVERSIDAD NACIONAL AVFNOMA DE MEXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

FACULTAD DE QUÍMICA

"ESTUDIO PARA LA REDUCCIÓN DE EMISIONES A LA ATMÓSFERA DE GASES CON EFECTO INVERNADERO Y DESARROLLO DE INGENIERÍA PARA LA RECUPERACIÓN Y REUTILIZACIÓN DE LOS GASES DE DESFOGUES DE LAS PLANTAS DE PROCESO QUE APORTAN AL QUEMADOR B-001 EN LA REFINERÍA ING. HÉCTOR R. LARA SOSA"

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA QUÍMICA - INGENIERÍA DE PROCESOS

PRESENTA:
MARIO JAVIER RIVERA MEZA

TUTOR:
DR. JOSÉ FERNANDO BARRAGÁN AROCHE

2010

MÉXICO, D.F.

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: M.I. Escobar Barrera Felipe de Jesús

Secretario: Dr. Hernández Luna Martin Guillermo

Vocal: M.C. Andrade Pacheco Gabriel

1er. Suplente: Dr. Roquero Tejeda Pedro

2do. Suplente: Dr. Barragán Aroche José Fernando

Lugar donde se realizo la tesis:

TUTOR DE TESIS:

NOMBRE

_____

FIRMA

a Nadita por supuesto.

ÍNDICE. **Página**

Objetivo……...1

I. El Cambio Climático

1.1. El Cambio Climático en el Mundo…….....3

1.2. El Efecto Invernadero …….5

1.3. Gases de Efecto Invernadero…….5

1.4. Impacto Climático Adverso…….7

1.5. Grupo Intergubernamental sobre el Cambio Climático……10

1.6. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático….11

1.7. EL Protocolo de Kioto……11

1.8. El Mecanismo de Desarrollo Limpio……12

1.9. Compromiso Nacional ante el Cambio Climático……..13

1.10. Acciones de PEMEX ante el Cambio Climático……14

1.11. Medidas Tomadas para la Reducción de CO_2 en Pemex……14

1.12. El Mercado Interno de Permisos de Emisiones de Carbono de Pemex ……..17

II. Descripción de los Procesos Involucrados en el Estudio.

2.1 Pemex Refinación……...21

2.2 La Refinería “Ing. Héctor R. Lara Sosa”……..23

2.3 Descripción General de la Planta Combinada No.1……..24

2.4 Descripción General de la Planta Combinada No. 2……..33

2.5 Descripción General del Sistema de Desfogues de la Refinería “Ing. Héctor R. Lara Sosa”……41

III. Desarrollo del Estudio.

3.1 Selección de las Plantas del Estudio……44

3.2 Recopilación de la Información……45

3.3 Estimaciones de la Planta Combinada No.1……46

3.4 Estimaciones de la Planta Combinada No.2……69

3.5 Determinación del Flujo de Gas al Desfogue del Estudio……77

3.6 Determinación de la Composición de las Corrientes a Desfogues……78

3.7 Cálculo del Poder Calorífico de las Corrientes a Desfogues……86

3.8 Cálculo del Valor Económico de la Recuperación de los Gases a Desfogues……90

3.9 Estimación de la Cantidad de CO_2 enviado a la atmósfera……90

IV. Propuesta de Recuperación y Reutilización de los Gases de Desfogues.

4.1 Propuesta Básica……92

4.2 Descripción General del Proceso de FCC-1 ……93

4.3 Sistema de Compresión……93

4.4 Agotador-Absorbedor 96

4.5 Torre Debutanizadora……100

V. Análisis Económico de la Propuesta de Recuperación y Reutilización de los Gases de Desfogues.

5.1 Generalidades sobre la Tasa de Retorno (TR) ……104

5.2 Calculo de una Tasa de Retorno utilizando una ecuación del Valor Presente Neto……104

5.3 Estimación de la Tasa de Retorno de la Propuesta de Recuperación de Gases de Desfogues……105

Análisis y Conclusiones…… .108

Referencias Bibliográficas…..……110

Anexos……..112

Objetivo.

La presente tesis tiene como finalidad la de proponer la ingeniería conceptual para la recuperación de gases a desfogues de las plantas de proceso Combinada No.1 y Combinada No.2 aportados al quemador B-001 de la refinería “Ing. Héctor R. Lara Sosa”, para ello es necesario desarrollar un estudio que permita identificar, cuantificar y caracterizar las corrientes de los gases de desfogues de dichas plantas ,este estudio sentará las bases para efectuar un proyecto que disminuya la emisión de gases de efecto invernadero, además de aprovechar la ventaja que representa un ingreso adicional derivado de la comercialización de los denominados Bonos de Carbono y a la vez también permitirá incrementar la eficiencia energética de la refinería con su consecuente ahorro económico.

Como se puede apreciar, existen dos temas dentro del estudio que aunque están ligados “per se” pueden tratarse como dos metas diferentes por lograr, estas son: la protección al medio ambiente a través de la reducción de emisiones de gases con efecto invernadero y el ahorro de energía que mejora los indicadores correspondientes de la refinería dentro del Sistema Nacional de Refinación (SNR) y también dentro de la zona a la que esta corresponde frente a las refinería de los Estados Unidos Americanos.

Cabe mencionar que este estudio se encuentra alineado a los principios actuales de la Política de PEMEX, misma que establece que, la protección al medio ambiente tiene la misma importancia que la producción, el transporte y la seguridad de las instalaciones y las personas. La intención es contribuir con acciones eficaces y medibles que nos lleven a una mejor relación entre las instalaciones de PEMEX con la comunidad y el medio ambiente.

Objective.

This thesis aims to propose the conceptual engineering for the recovery of flare gases from the process plants Combinada No.1 and Combinada No.2 that contribute to the burner B-001 of the refinery "Ing. Héctor R. Lara Sosa", for this reason is necessary to develop a study that allows us to identify, quantify and characterize the flare gas streams, this study provide the basis for carrying out a project to decrease the emission of greenhouse gases, also exploit the advantage of an additional income derived from the marketing of so-called Carbon Bonds while also increasing energy efficiency will allow the refinery with its consequent economic savings.

As you can see, there are two issues within the study that although they are linked "per se" can be treated as two different goals to achieve, These are: protecting the environment by reducing emissions of greenhouse gases and saving energy improving indicators for the refinery in the national refining system and also within the area to which this corresponds against the U.S. refinery.

it should be noted that this study is aligned to the current principles of PEMEX Policy in which it is mentioned that the Environmental Protection has the same importance as production, transport and Safety Facility and People, the idea is to contribute to effective and measurable actions that will lead to a better relationship between PEMEX facilities with the community and the environment.

I. El Cambio Climático.

1.1 El Cambio Climático en el Mundo

Se llama cambio climático a la variación estadísticamente significativa, ya sea de las condiciones climáticas medias o de su variabilidad, que se mantiene durante un periodo de decenios o por más tiempo.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), en su Artículo 1, define el cambio climático como: “Un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante periodos comparables”.

La CMNUCC hace una distinción entre “cambio climático”, atribuible a actividades humanas que alteran la composición de la atmósfera, llamado cambio climático antropogénico y la “variabilidad del clima”, atribuible a causas naturales, denominado variabilidad natural del clima.

La estabilidad del clima se debe a que existe un balance de energía equilibrado a escala global, el cambio de clima se produce cuando este balance se modifica.

Los cambios de clima, se producen a muy diversas escalas de tiempo y se reflejan en todos los parámetros climáticos, tales como: temperatura, precipitación, nubosidad entre otros.

Los factores que afectan el cambio climático se pueden dividir en forzamientos y retroalimentaciones.

Un forzamiento climático es un desbalance de energía impuesto al sistema climático ya sea debido a causas externas o a las actividades humanas, ejemplos de forzamientos climáticos son: cambios de energía recibidos del sol, emisiones volcánicas (que reducen la energía solar que llega a la superficie de la tierra), cambios en el uso de suelo (que producen un cambio en el albedo de la superficie), emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero o aerosoles.

Los forzamientos pueden ser radiativos o no radiativos, en los primeros el desbalance energético se debe a un cambio en el flujo de radiación, mientras que en los segundos la radiación solar no está involucrada de manera directa.

Un ejemplo de forzamiento no radiactivo es el aumento de evapotranspiración (cambios en los flujos de calor sensible y calor latente, y por consiguiente cambio en el flujo energético), debido a la irrigación de las tierras de cultivo.

Los forzamientos radiativos a su vez se dividen en directos e indirectos.

Los forzamientos radiativos directos son los que afectan de manera directa el balance de energía de la tierra, un ejemplo es el dióxido de carbono (CO_2), el cual absorbe y emite radiación infrarroja.

Los forzamientos radiativos indirectos producen un desbalance energético alterando primero alguno de los componentes del sistema climático y posteriormente generando cambio en los flujos radiativos, por ejemplo cambio en los usos del suelo, genera un cambio en el albedo de la superficie y posteriormente un cambio en los flujos radiativos.

Los forzamientos radiativos pueden ser positivos (calentamiento) o negativos (enfriamiento).

Una retroalimentación climática es un proceso interno del clima que amplifica o disminuya la respuesta del clima a un forzamiento climático inicial. Un ejemplo de retroalimentación climática es el incremento de vapor de agua en la atmósfera, como resultado de calentamiento producido por el aumento de dióxido de carbono, al aumentar el vapor de agua el calentamiento de la atmósfera se incrementa, ya que este es un gas que incrementa el efecto invernadero.

La respuesta climática es el cambio en el sistema climático debido a la influencia de un forzamiento.

Ejemplos de respuesta climática son el aumento de temperatura, el aumento de precipitación y el incremento de nubosidad entre otras.
El Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), toma como indicador, para cuantificar y comparar las contribuciones de los diferentes componentes del sistema climático, al forzamiento radiactivo.

De acuerdo con lo reportado con el IPCC, en su Cuarto Reporte de Evaluación, publicado en Noviembre de 2007, los gases de efecto invernadero, en particular el dióxido de carbono, el óxido nitroso y el metano, son los que más contribuyen al forzamiento radiativo positivo (+2.3 W/m^2) por el contrario, las emisiones antropogénicas de aerosoles (sulfatos, carbón orgánico, nitrato y polvo) contribuyen de manera negativa al forzamiento radiativo directo con un -0.5 W/m^2, y aun forzamiento radiativo indirecto (enfriamiento) de -0.7 W/m^2.

1.2 El Efecto Invernadero.

La vida en la tierra es posible gracias a la energía que irradia del Sol, que llega principalmente en forma de luz visible, aproximadamente el 30% de

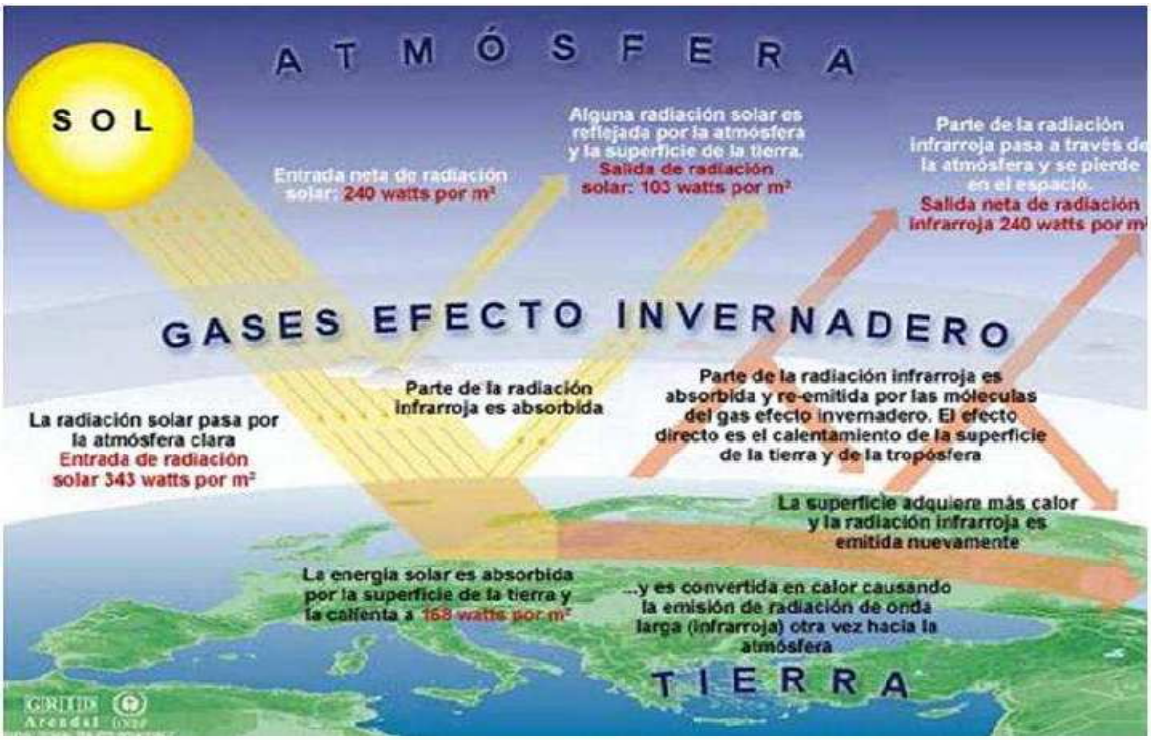
la luz solar vuelve a dispersarse en el espacio por la acción de la atmósfera exterior, pero el resto llega a la superficie terrestre, que la refleja en forma de energía menos severa y de movimiento más lento: son los llamados rayos infrarrojos, la radiación infrarroja es trasmitida lentamente por las corrientes de aire, y su liberación final en el espacio es obstruida por los gases de efecto invernadero, como el vapor de agua, el dióxido de carbono, el ozono y el metano.

De manera simple, una capa “más gruesa” de gases con efecto invernadero retiene más los rayos infrarrojos e incrementa la temperatura de la misma. (Gráfico 1).

1.3 Gases de Efecto Invernadero.

Los gases de efecto invernadero (GEI), son los componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como de origen antropogénico, que absorben y re-emiten la radiación infrarroja. Estos gases contribuyen al efecto invernadero, generando un aumento de la temperatura global del planeta. (Gráfico 1)

Gráfico 1. Efecto Invernadero.



IPCC, 1996. *Climate Change 1995, contribution of the Working Group 1 to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, IPCC UNEP and WMO. Cambridge Univ. Press, UK.

Los GEI más importantes están presentes en la atmósfera de manera natural, aunque su concentración puede verse modificada por la actividad humana, otros gases son productos de las actividades industriales.

Los gases de efecto invernadero más importantes son:

- Vapor de Agua (H_2O)
- Dióxido de Carbono (CO_2)
- Metano (CH_4)
- Óxidos de Nitrógeno (NO_x), principalmente el Óxido Nitroso (N_2O)
- Ozono (O_3)
- Clorofluorocarburos (CFC)

Cada gas del efecto invernadero se diferencia por su capacidad para absorber calor en la atmósfera.

Los CFC son los que más absorben calor, el CH_4 atrapa 21 veces más calor por molécula que el CO_2, mientras que el N_2O absorbe 270 veces más calor por molécula el CO_2.
A menudo, los estimados de las emisiones de GEI se presentan en unidades de millones de toneladas métricas de carbono equivalente (Millions of Metrics Tons of Carbon Equivalent, MMTCE), lo cual pesa a cada gas por su valor GWP (Global Warming Potential o Potencial de Calentamiento Global).

Además, los tiempos de eliminación de los gases en la atmósfera varían de un compuesto a otro. En la Tabla 1 “Tiempo de Eliminación de Gases con Efecto Invernadero”, se presentan los tiempos de eliminación (tiempo que tarda en la atmósfera) y los valores de forzamiento climático de algunos de los gases de efecto invernadero.

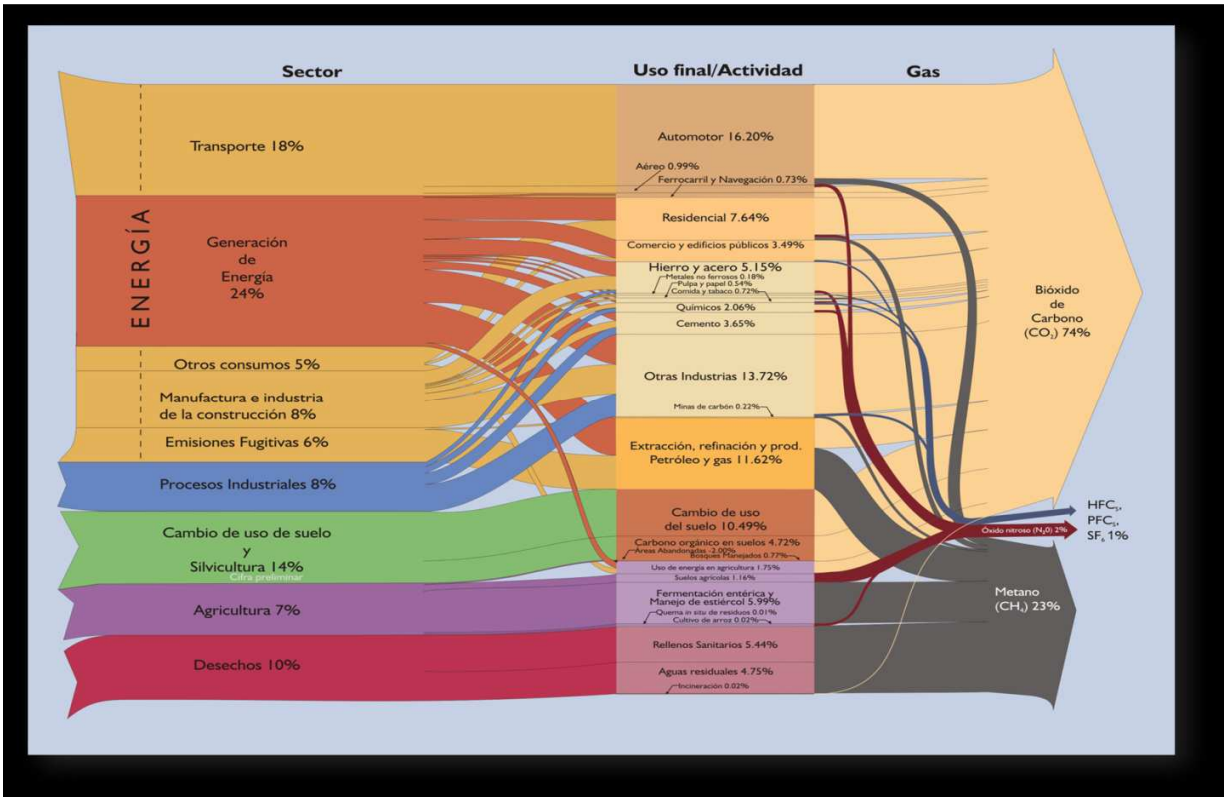
Tabla 1. “Tiempo de Eliminación de Gases con Efecto Invernadero”.

Gas	Tiempo de eliminación	Forzamiento climático (W/m2)
Dióxido de carbono	>100 años	1.3 a 1.5
Metano	10 años	0.5 a 0.7
Ozono troposférico	10 a 100 días	0.25 a 0.75
Óxidos de nitrógeno	100 años	0.1 a 0.2
Perflourocarbonos	>1000 años	0.0

Como se observa, el compuesto que se elimina con mayor rapidez es el Ozono, seguido del Metano.

De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, el rubro que más contribuye a la emisión de GEI, es la generación de energía (24%), seguido por el transporte (18%), el cambio de uso de suelo y silvicultura (14%), en menor medida se encuentra la agricultura (7%) y los procesos industriales (8%). (Gráfico 2).

Gráfico 2 Contribución de GEI por Actividad



1.4 Impacto Climático Adverso.

Concentraciones de GEI y Temperatura Promedio Global.

Durante cientos de miles de años, las concentraciones de CO_2 en la atmósfera nunca excedieron las 280 partes por millón (ppm), es decir de cada millón de moléculas en la atmósfera que respiraban nuestros ancestros hasta antes de 1750, nunca aspiraban más de 280 de CO_2 (equivalente al 0.03%) pero a partir de la revolución industrial, las actividades humanas han vertido cientos de miles de millones de toneladas métricas de CO_2 y otros gases de efecto invernadero, con lo que hemos incrementado su concentración en la atmósfera a 390ppm ó 0.04%.

La gran preocupación por los impactos adversos previsibles del calentamiento global, sobre los sistemas humanos y naturales, se funda en que las concentraciones de CO_2 en la atmósfera terrestre determinan la temperatura promedio global del planeta, y esta, prácticamente en paralelo con las concentraciones.

Emisiones Globales y Principales Emisores.

Durante los últimos 250 años la economía humana ha vertido más de 1.1 billones de toneladas de CO_2 por el uso de combustibles fósiles para la generación y uso de energía, de los cuales 770 millones de toneladas fueron vertidas durante los últimos 50 años. Por deforestación, solo durante estos últimos 50 años se han vertido más de 330 millones de toneladas, un tercio de las emisiones totales acumuladas durante el periodo. (Tabla 2 “Principales Emisores de GEI de 1950-2000, $MtCO_2eq$”)

Contribución de México a las Emisiones Globales.

Por el volumen total de sus emisiones México contribuye con casi el 1.5% al problema global, en contraste con los grandes emisores históricos : Estados Unidos, Unión Europea y China, que vierten actualmente a la atmósfera más de 17 mil millones de toneladas de CO_2, alrededor del 35% de las emisiones globales por año.

Son notables también los casos de Indonesia y Brasil que, solo, por deforestación, emiten anualmente casi 5 mil millones de toneladas, alrededor del 10% del total global.

Impactos Adversos Previsibles y Costos Económicos.

Las previsiones científicas más recientes indican que, en el curso del presente siglo XXI, la temperatura promedio global de la tierra podrá incrementarse alrededor de 3° Celsius, con un consi guiente ascenso de nivel del mar alrededor de 1 metro. Ello impactara adversamente las zonas costeras, pues incrementara su vulnerabilidad ante fenómenos hidrometereológicos extremos, incrementara la humedad en la atmósfera al tiempo que reducirá la humedad en los suelos, propiciara la erosión de estos y disminuirá la disponibilidad y la calidad del agua, con lo que se reducirá la productividad agrícola.

El cambio climático antropogénico generara costos para la economía global que el Informe Stern y el IV Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) han estimado podrían alcanzar hasta el 20% del Producto Interno Bruto (PIB) mundial, a mediados de este siglo, si la comunidad internacional no logra un acuerdo eficaz para reducir las emisiones globales actuales (~50 mil millones de

toneladas por año), al menos a la mitad (~25 mil millones), antes del año 2025.

Tabla 2. Principales Emisores de GEI de 1950-2000, $MtCO_2eq$

Posición	25 Mayores Emisores	Emisiones $MtCO_2eq$ (Millones de Toneladas de CO_2 Equivalente)	% Total Mundial
1	EE UU	186706.7	16.77
2	UE	176568.4	15.86
3	China	110675.0	9.94
4	Rusia	90959.1	8.17
5	Indonesia	75740.5	7.22
6	Brasil	68388.8	6.14
7	Alemania	47521.2	4.27
8	Japón	42353.4	3.80
9	Reino Unido	29737.0	2.67
10	Canadá	22624.6	2.03
11	Malasia	22286.8	2.00
12	Ucrania	20768.1	1.87
13	Francia	18740.3	1.68
14	India	17580.1	1.58
15	Italia	14378.6	1.29
16	México	13693.1	1.23
17	Myanmar	12788.9	1.15
18	Venezuela	10684.00	0.96
19	Australia	10509.2	0.94
20	Sudáfrica	10250.6	0.92
21	Rep. de Corea	7799.7	0.7
22	España	7574.3	0.68
23	Nigeria	7339.7	0.66
24	Irán	6527.3	0.59
25	Turquía	5484.5	0.49
Top 25		924320.2	84.16
Resto Mundo		174015.5	15.84
Mundial		1098335.7	100

[Fuente: Climate Analysis Indicators Tool (CAIT) Versión 4.0 Washington, DC: World Resources Institute, 2007, los datos pueden encontrarse en: http//cait.wri.org/cait.php]

El calentamiento del sistema climático es inequívoco, ahora es evidente a partir de observaciones de los incrementos de las temperaturas

promedios globales del aire y los océanos, del extenso fundido de nieves y hielos, y del ascenso del nivel promedio del mar, las concentraciones atmosféricas de CO_2, CH_4 y N_2O se han incrementado marcadamente como resultado de las actividades humanas desde 1750 y actualmente exceden con mucho los valores de antes de la industria, determinado a partir de núcleos de hielo de muchos miles años (al menos 650 mil años) (IPCC AR4 SPM).

El cambio climático antropogénico es por consecuencia una gran falla histórica del mercado, pues los precios de los combustibles fósiles nunca han incorporado los costos de las externalidades negativas que generan: problemas de salud pública por contaminación del aire y todos los impactos adversos ya mencionados del calentamiento global. En la medida que los costos son inevitables, hoy, las mejores estrategias de desarrollo deben integrar la mitigación del cambio climático.

1.5 Grupo Intergubernamental sobre el Cambio Climático.

Fueron los científicos quienes se encargaron de señalar a la atención internacional las amenazas por el calentamiento global atmosférico. Las pruebas encontradas en los decenios de 1960 y 1970 de que las concentraciones de dióxido de carbono estaban aumentando, llevaron primero a los climatólogos y otros expertos a pedir una intervención, tuvieron que pasar años para que la comunidad internacional diera una respuesta.

En 1988 se creó el Grupo Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) por iniciativa de la Organización Meteorológica Mundial y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente.

Este grupo presento en 1991 un primer informe de evaluación en el que se reflejaban las opiniones de 400 científicos. En él se afirmaba que el calentamiento global atmosférico es real y se pedía a la comunidad internacional hiciera algo para evitarlo.

Las conclusiones del grupo alentaron a los gobiernos a aprobar la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC por sus siglas en inglés).

El IPCC tiene ahora una función claramente establecida. En vez de realizar sus propias investigaciones científicas, examina las investigaciones realizadas en todo el mundo, publica informes periódicos de evaluación y compila informes especiales y documentos técnicos.

Los Informes del IPCC se utilizan con frecuencia como base para las decisiones adoptadas en el contexto de la Convención Marco, y

desempeñaron un papel importante en las negociaciones que dieron lugar al Protocolo de Kioto segundo tratado internacional, más ambicioso, sobre el cambio climático.

1.6 Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

Fue adoptada en Nueva York el 9 de mayo de 1992 y entró en vigor el 21 de marzo de 1994. Permite, entre otras cosas, reforzar la conciencia pública, a escala mundial, de los problemas relacionados con el cambio climático.

En 1997, los gobiernos acordaron incorporar una adición al tratado, conocida con el nombre de Protocolo de Kioto, que cuenta con medidas más enérgicas (y jurídicamente vinculantes).

En 2006 se enmendó en Nairobi este Protocolo a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático y se tenía previsto adoptar un nuevo protocolo en el año 2009 en Copenhague, lo cual se tendrá que retrasar a México en el 2010.

El objetivo de este organismo es el de lograr la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático y en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurando que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitiendo que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible.

1.7 El Protocolo de Kioto.

Los gobiernos de los países acordaron en 1997 el Protocolo de Kioto del Convenio Marco sobre Cambio Climático de la ONU (UNFCCC). El acuerdo ha entrado en vigor el pasado 16 de febrero de 2005, sólo después de que 55 naciones que suman el 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero lo han ratificado. En la actualidad 166 países, lo han ratificado.

El objetivo del Protocolo de Kioto es conseguir reducir un 5,2% las emisiones de gases de efecto invernadero globales sobre los niveles de 1990 para el periodo 2008-2012. Este es el único mecanismo internacional para empezar a hacer frente al cambio climático y minimizar sus impactos. Para ello contiene objetivos legalmente obligatorios para que los países industrializados reduzcan las emisiones de los 6 gases de efecto invernadero de origen humano como dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O), además de tres gases industriales

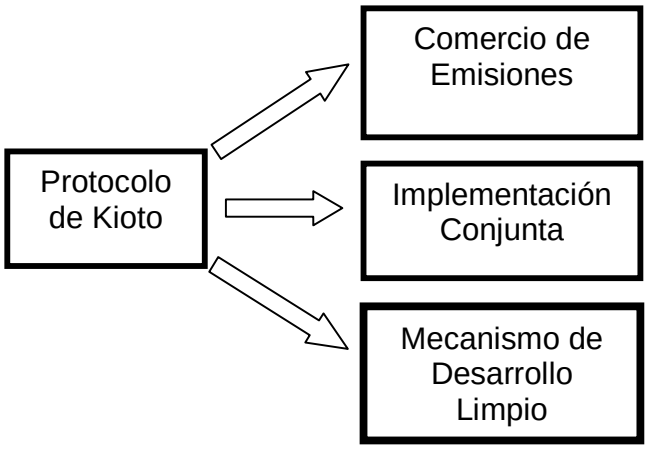
fluorados: hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF_6).

Según este protocolo la reducción de emisiones de GEI se puede reducir mediante tres mecanismos:

- El Comercio de Derechos de Emisión.
- La Implementación Conjunta.
- El Mecanismo de Desarrollo Limpio.

Estos mecanismos distinguen de donde provienen las emisiones reducidas, quienes las comercializan y el nombre que reciben para diferenciarlas del mercado voluntario. (Gráfico 3)

Gráfico 3. Mecanismos de Flexibilidad para la reducción de emisiones de GEI.



1.8 El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

El propósito es asistir a los países en desarrollo para que logren un desarrollo sustentable y asistir a los países industrializados firmantes del Protocolo de Kioto para lograr el compromiso de limitación y reducciones de emisiones.

Los MDL promueven el desarrollo sustentable de las siguientes maneras:

- Mediante la transferencia de energía y recursos financieros a los países en vías de desarrollo.
- La utilización de tecnologías más limpias e innovadoras.
- El incremento de la eficiencia energética y producción de energía sostenible.
- La reducción de la contaminación ambiental.
- Otras de igual relevancia.

El MDL promueve la ejecución de proyectos en los países en desarrollo mediante una actividad de proyecto y tecnología existente, que hacen posible la reducción de emisiones de GEI. Estas reducciones tienen el nombre de Certificado de Reducciones Emitidas (CER) o Bonos de Carbono. Los países industrializados compran los CER a los países en desarrollo para cumplir con sus obligaciones de reducción de emisiones.

Los CER son propiedad de la persona jurídica que hace la transacción en el mercado de carbono y los ingresos por su venta pueden ser utilizados en:

- Inversión interna del proyecto.
- Inversión en actividades sociales, ambientales y económicas en el área interna del proyecto, tales como reforestación, promoción de la conservación de los bosques y el agua y actividad similares.

Según la forma de reducción de los GEI, los proyectos de MDL de desarrollo limpio pueden ser de dos tipos:

- Captura o Adsorción de CO_2 de la atmósfera.
- Reducción de Emisiones.

1.9 Compromiso Nacional ante el Cambio Climático.

Aunado a los esfuerzos de los gobiernos e iniciativas internacionales para la mitigación de los efectos del cambio climático, 2008 marco un año trascendente en la legislación nacional en materia ambiental, al publicarse dos importantes decretos presidenciales en el Diario Oficial de la Federación, como resultado de la reforma energética aprobada en el mes de noviembre : “La ley de Aprovechamientos de Energía Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética” y “La Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía”.

Pemex participo en conjunto con la Secretaria de Energía, el Instituto Mexicano del Petróleo, la Comisión Federal de Electricidad, en la elaboración del capítulo relativo al Sector Energía del Programa Especial del Cambio Climático (PECC).

En forma general la reducción de emisiones de gases con efecto invernadero se centra en proyectos de eficiencia energética, cogeneración, reducción de quema de gas, aprovechamiento de metano y recuperación mejorada de hidrocarburos. Se busca aprovechar las oportunidades en la comercialización de bonos de carbono generados en los mercados de carbono, incluido el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del protocolo de Kioto.

1.10 Acciones de Pemex ante el Cambio Climático.

En 1999 PEMEX inició la publicación de su informe de seguridad, salud y medio ambiente. Actualmente, este informe se llama informe anual de desarrollo sustentable, y en él se reporta el resultado del desempeño como empresa socialmente responsable.

En 2001 se implantó el Sistema de Información de Seguridad Industrial y Protección Ambiental (SISPA) en todos los centros de trabajo de la empresa. La finalidad de la implantación del sistema era elevar la calidad de la información, utilizada para elaborar los reportes, a través de la mejora de los procesos de captura y procesamiento. PEMEX cuenta ahora con un sistema de información ambiental de calidad, eficaz y confiable.

En 2003 Pemex publicó su primer informe de desarrollo sustentable, además de incursionar en los temas de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

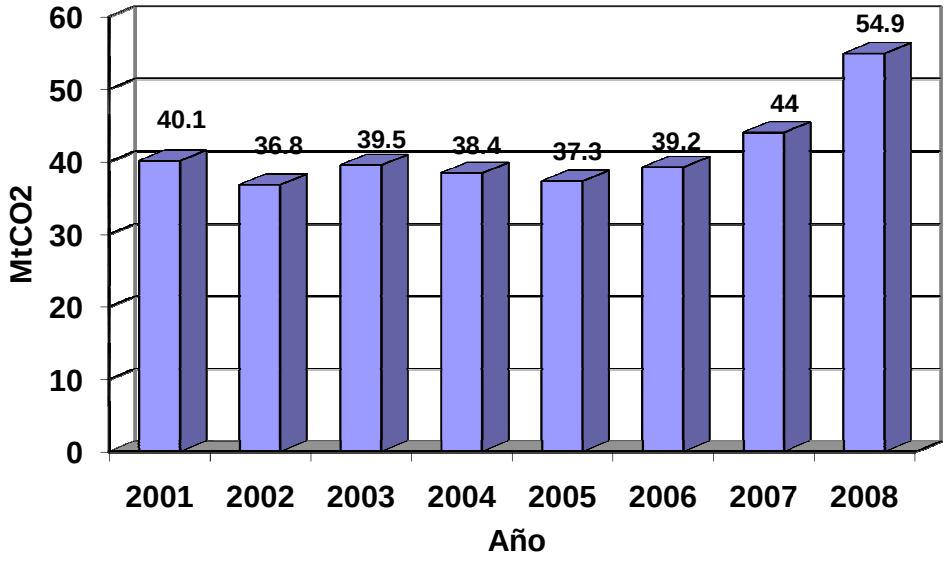
En Enero de 2006, PEMEX adquirió el compromiso voluntario de reportar los 10 principios del Pacto Mundial de las Naciones Unidas, en donde, entre otros temas, da los resultados de su desempeño ambiental.

En 2007 Pemex inicia pláticas con colaboradores externos para la realización del registro de proyectos bajo el mecanismo de desarrollo limpio.

1.11 Medidas Tomadas para la Reducción de CO_2 en PEMEX.

Desde 2001, PEMEX elabora su inventario de GEI con base al SISPA con el objeto de monitorear su evolución y tomar las medidas necesarias para su control y mitigación. Así en el Periodo 2001-2008 PEMEX incremento 31.7% sus emisiones de CO_2 al pasar de 40.1 a 54.9 Millones de Toneladas por causas diversas. (Gráfico 4.)

Gráfico 4. Emisiones de CO2 de PEMEX.



Así mismo los siguientes gráficos nos muestran datos relevantes acerca de las emisiones de CO_2 generadas por Petróleos Mexicanos.

Gráfico 5. Origen de las Emisiones de CO_2 del 2008.

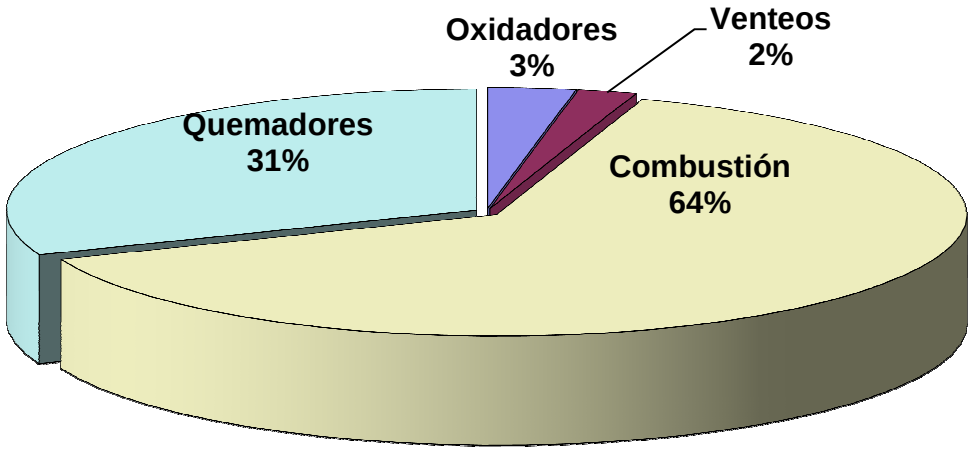


Gráfico 6. Emisiones de CO_2 por Organismo

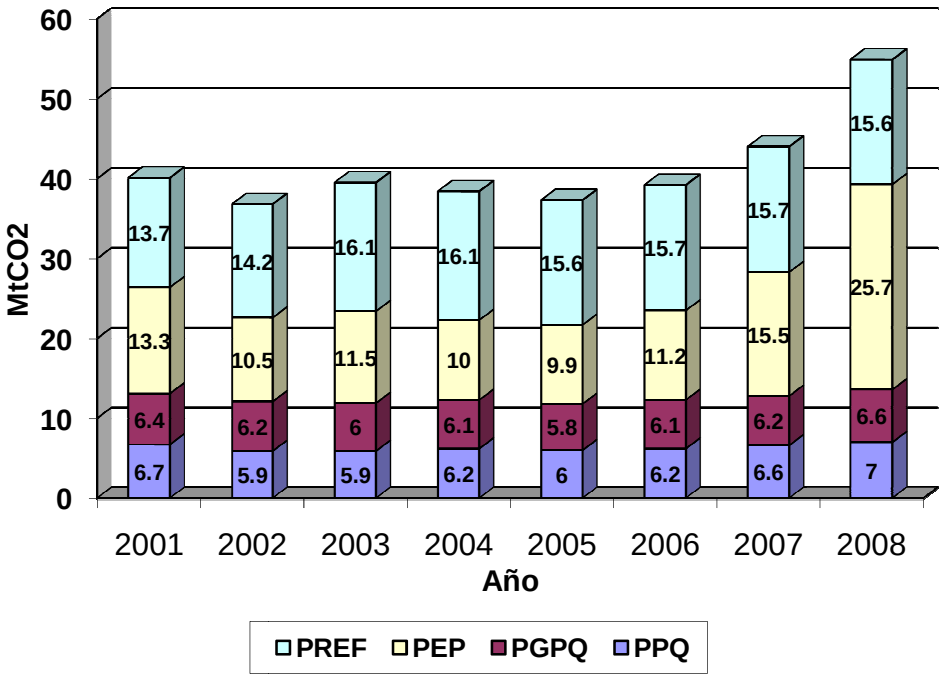
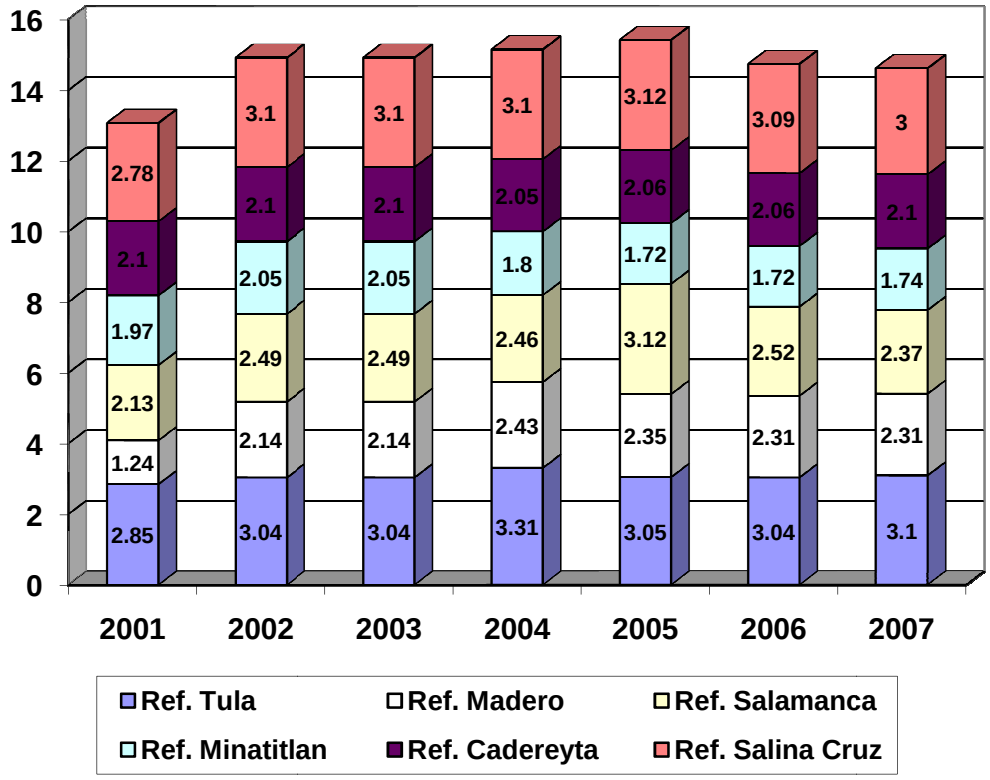


Gráfico 7. Emisiones de CO_2 por Refinería.



Durante el 2007 PEMEX desarrollo un modelo de negocios para sus proyectos de MDL, para garantizar las mejores condiciones para el Estado y dar transparencia a la comercialización de Certificados de Reducción de Emisiones de GEI (CER, por sus siglas en ingles). Tal modelo está integrado por tres instrumentos legales y cuenta con una fórmula para determinación del precio de los CERs autorizado por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público (SHCP) desde el 2008, tales instrumentos son:

- Convenio general de colaboración, que regulas las actividades de identificación de proyectos potenciales con apoyo de terceros.
- Carta de intención para el proceso de documentación y registro de proyectos ante la Junta Ejecutiva de MDL.
- Acuerdo de compra-venta de CERs.
- Al cierre de 2008 se identificaron que potencialmente pueden cumplir con los requisitos de MDL en las áreas de eficiencia térmica, eléctrica, operativa y cogeneración. (Tabla 3 “Proyectos de MDL de PEMEX”).

Tabla 3. Proyectos de MDL de PEMEX.

Organismo	Tipo de Proyecto MDL	Reducción Estimada (tCO2eq./año)
PEP	Cogeneración, Reducción de emisiones fugitivas	257,000
PGPB	Eficiencia Energética, Cogeneración	484,829
PREF	Eficiencia Energética, Emisiones Fugitivas, Eficiencia Sistema de Vapor	1,679,980
DCO/PGPQ	Cogeneración	962,456
	Total	3,332,265

1.12 El Mercado Interno de Permisos de Emisiones de Bonos de Carbono de Pemex.

Como fue mencionado anteriormente, los Permisos de Emisiones de Carbono es uno de los tres mecanismos que integran el protocolo de Kioto para lograr la meta establecida de reducción de emisiones de GEI.

Por ello PEMEX en su empeño en enfrentar el cambio climático ha desarrollado con el apoyo de consultoría externa su propio Mercado de Permiso de Emisiones de Carbono.

PEMEX inició la operación del mercado interno de permisos de emisiones de carbono a partir de junio de 2001, en cuyo diseño e implantación se ha contado con el apoyo de Environmental Defense, una organización no-gubernamental con experiencia en el desarrollo de estos sistemas.

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

Si bien otras empresas petroleras de clase mundial ya cuentan con este mecanismo, cabe mencionar que PEMEX se ubica a la vanguardia en este terreno, al ser una de las primeras empresas en el mundo que cuenta de forma voluntaria con un mercado de este tipo.

Mediante este mecanismo se busca estimular la competencia entre sus subsidiarias para el desarrollo de prácticas operacionales y proyectos costo-efectivos de reducción de emisiones de CO_2, además de adquirir la experiencia empresarial necesaria para participar en futuros mercados globales. Con la implantación del Mercado se busca también incorporar el concepto ambiental en los procesos de planeación, presupuesto y operación de Petróleos Mexicanos.

La implantación del Mercado Interno de Permisos fue programada en dos etapas:

Fase 1. De corto plazo, comprende del año 2001 al 2003. Tiene como meta el reducir las emisiones de CO_2 en 1% respecto a las registradas en 1999. Durante esta fase de aprendizaje y desarrollo, se trabajó en los conceptos básicos del sistema, así como en las reglas de operación y en la plataforma electrónica para las operaciones en tiempo real de las transacciones comerciales del Mercado, denominado Sistema de Registro de Transacciones (SRT).

Este sistema está en la Intranet de PEMEX, en el sitio: www.dcsipa.pemex.com/carbono; en el mismo se pueden consultar los antecedentes y las reglas de operación del Mercado, así como los sitios de interés relacionados con el tema del cambio climático.

El SRT es un mercado ciego, es decir, las transacciones se realizan sin identificar la UN compradora o vendedora, con lo que se reduce la posibilidad de prácticas comerciales desleales.

Fase 2. Largo plazo (2004 a 2010). Con la información y la experiencia obtenida en esta primera etapa se analizará la meta de reducción de emisiones de CO2 para el periodo 2004-2010, y una vez que sea evaluada por las autoridades de Energía y de Medio Ambiente del gobierno mexicano, se hará pública. En la determinación de este compromiso de reducción de emisiones se estará observando el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas, sin comprometer la capacidad de crecimiento productivo de la empresa, en el entendido de que el objetivo es que éste sea una contribución real de PEMEX para enfrentar el cambio climático global.

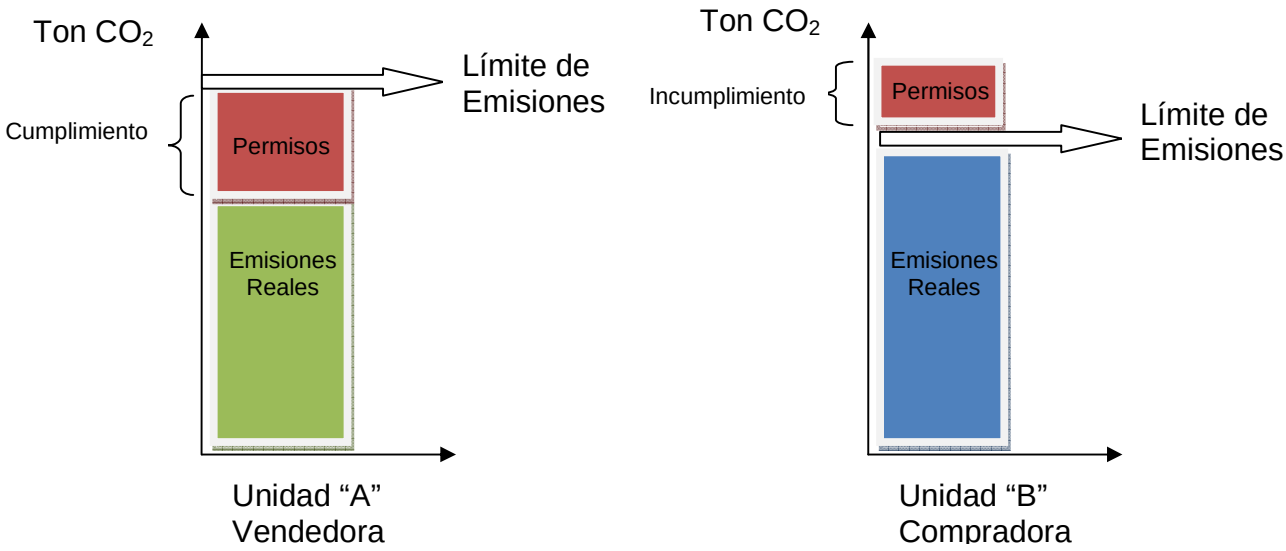
Actualmente, la comercialización de permisos se realiza con valores monetarios virtuales; se gestionará que en periodos posteriores se utilicen valores reales en las operaciones del Mercado.

Un importante objetivo a largo plazo es la incorporación del concepto ambiental en la evaluación de proyectos, privilegiando aquellos cuya rentabilidad se incremente al incluir el valor monetario derivado de la comercialización de los permisos de emisiones de CO_2. Paralelamente, en esta etapa se deberá contar con proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio en ejecución.

El funcionamiento del Mercado consiste en la asignación a cada UN de un límite de emisiones permitidas (un permiso equivale a una tonelada de carbono) que deberán comercializar una vez realizada la reducción. Las emisiones reales por debajo de esta cifra tope darán a la UN la capacidad de ofertar sus permisos sobrantes, los cuales serán adquiridos por aquellas que rebasen el límite permitido, para llegar al cierre del periodo con un número equivalente de permisos, a las toneladas autorizadas para el periodo.

Al cierre de éste, se cuantifican los permisos excedentes, los cuales permanecen en el banco administrado por la Auditoría Corporativa de Protección Ambiental, y se realiza el balance final del Mercado para el periodo concluido. El precio inicial de los permisos ofertados es establecido por la UN vendedora; sin embargo, mediante las negociaciones que se realizan entre la parte vendedora y compradora en el SRT, al final se llega a un precio que fija el mercado, que inclusive puede ser diferente al inicial. Todas las transacciones realizadas se registran en el SRT y se almacenarán en el mismo para efectos de auditoría. (Gráfico 8).

Gráfico 8. Esquema del Funcionamiento del Mercado Interno de Bonos de Carbono.



El sistema de cómputo diseñado por PEMEX para la realización y registro de transacciones del Mercado incluye tres estratos para su acceso y consulta: el nivel corporativo puede consultar las transacciones de todas las UN de las cuatro subsidiarias; la Auditoría Corporativa de Protección Ambiental y los directivos de la subsidiaria consultan las transacciones de las UN de su subsidiaria; y sólo el comercializador está autorizado para realizar las transacciones, modificaciones y consulta de su UN.

Para dar confiabilidad al mercado, los datos de las emisiones de CO_2 provienen del Subsistema de Información de Seguridad Industrial y Protección Ambiental (SISPA).

II. Descripción de los Procesos Involucrados en el Estudio.

Para introducirnos en los procesos del presente estudio es necesario establecer de forma clara el esquema actual de PEMEX, específicamente el de las Refinerías del país, lo anterior para poder identificar el lugar que le corresponde a las plantas Combinada No. 1 y Combinada No. 2 de la Refinería “Ing. Héctor R. Lara Sosa”, así como la relevancia de estas unidades dentro de todo el conjunto de una empresa de la importancia de Petróleos Mexicanos.

2.1 Pemex Refinación.

Es el organismo subsidiario de Petróleos Mexicanos encargado de producir, distribuir y comercializar combustibles y demás productos petrolíferos. Su posición en la cadena de valor de la industria petrolera es fundamental para apoyar el desarrollo económico del país con base en el fortalecimiento del mercado interno, del reforzamiento de la capacidad de competencia y el desarrollo de la infraestructura productiva.

Las iniciativas estratégicas plasmadas por Pemex Refinación para alcanzar sus objetivos son: desempeño y optimización operativos; adecuación de la oferta y calidad de combustibles; integración de la cadena de suministro y distribución; modernización de la función comercial; incremento de la productividad laboral; seguridad industrial, protección ambiental y salud ocupacional; planeación de inversiones; adecuación de la infraestructura administrativa y sistemas de gestión.

Para realizar la refinación del petróleo cuenta con seis refinerías con capacidad de procesamiento primario de 1.54 millones de barriles diarios; opera una red de oleoductos y de ductos de 14.1 mil kilómetros (5.3 de oleoductos y 8.9 de la red de productos) que conecta a las refinerías con 77 centros de ventas. (Ver Gráficos 9 y 10).

En las seis refinerías cuenta con una capacidad conjunta de almacenamiento de petróleo crudo y productos terminados de 13.9 millones de barriles. Este organismo subsidiario opera 19 buques de flota mayor, 92 embarcaciones menores y un dique seco; para transporte terrestre de petrolíferos cuenta con 1 255 autotanques y 525 carrotanques propios, además de 2 685 autotanques arrendados, y de las 5 555 estaciones de servicio con Franquicia Pemex, 55 son propiedad de Petróleos Mexicanos.

Gráfico 9. Sistema Nacional de Refinación.

Gráfico 10. Sistema de Oleoductos y Poliductos.

2.2 La Refinería “Ing. Héctor R. Lara Sosa”.

La Refinería “Ing. Héctor R. Lara Sosa” está ubicada en el municipio de Cadereyta de Jiménez, en el Estado de Nuevo León, 36 km al este de la Ciudad de Monterrey.

Actualmente sus instalaciones ocupan un área total de 765 hectáreas.

El área de influencia comprende los estados de:

- Nuevo León.
- Coahuila.
- Chihuahua.
- Tamaulipas (Parcialmente).
- Zacatecas (Parcialmente).
- Durango (Parcialmente).
- San Luis Potosí. (Parcialmente).

Resumen Histórico.

- Fundación: Año de 1975
- Inicio Operación Servicios Auxiliares: 1 de Noviembre de 1978
- Inicio Operación Plantas de Proceso: 12 de Febrero de 1979
- 1ª Modernización Plantas de Proceso: Año 1994-1998
- 2ª Reconfiguración “Proyecto Cadereyta 2000” en su Etapa de Construcción: Año 1999 – 2000
- Inicio Operación Plantas de Proceso Reconfiguración: 2000-2001
- Planta Coquizadora Inicio de Operación: Junio de 2003

La refinería "Ing. Héctor R. Lara Sosa", reafirma su importancia estratégica en la producción de petrolíferos, así como en la obtención de márgenes de utilidad significativos dentro del Sistema Nacional de Refinación al generar en el 2007 una cifra de 674 millones de dólares.

La refinería de Cadereyta produjo diariamente en el año 2007 un promedio de 27 millones 071 mil litros de gasolinas Pemex Magna, Pemex Premium, así como Pemex Diesel y turbosina (combustible para avión) para atender las necesidades de los estados de influencia.

En el año 2007 se logró incrementar en tres mil barriles diarios el proceso de petróleo crudo con respecto al 2006, para llegar a un promedio anual de 210 mil 355 barriles diarios. Asimismo, se incrementó el Porcentaje de Utilización de la refinería al pasar de 75.5% a 79.8%, aspectos que fueron fundamentales para incrementar su rentabilidad.

En el año 2003 se puso en marcha la Unidad de Coquización Retardada o Planta Coquizadora, la cual a través de altas temperaturas, trasforma los hidrocarburos pesados de muy bajo valor en el mercado, en compuestos ligeros de mayor valor, disminuyendo significativamente la producción de productos residuales y obteniendo coque de petróleo como producto final. El año pasado y gracias a las mejoras realizadas se incrementó el porcentaje de utilización de esta planta al pasar de 73% en el 2006 al 89.4% en 2007.

Asimismo, en el año 2007 con una inversión de 51.6 millones de pesos, se puso en operación el Reactor Guarda de Sílice en la planta Hidrodesulfuradora de Naftas U-400-200, cuya función principal es la de aumentar la calidad de la gasolina que produce la planta de coquización retardada, y hace posible que a través de un catalizador, se retenga el silicio de la gasolina para posteriormente someterla a otros procesos que le quiten el excedente de azufre y finalmente en la planta Reformadora , incrementar su índice de octano.

En el marco de las iniciativas estratégicas encaminadas a fortalecer la seguridad física, industrial y protección ambiental que instrumenta la actual administración de PEMEX, en la refinería de Cadereyta año con año se han realizado importantes inversiones en equipos e instalaciones, lo que le ha permitido a la refinería ganar durante cuatro años consecutivos (2004, 2005, 2006 y 2007) el primer lugar del Premio Nacional de Ahorro de Energía otorgado por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE).

2.3 Descripción General de la Planta Combinada No. 1

Para un mejor seguimiento de la descripción del proceso ver el Gráfico 11. “Diagrama de Flujo de Proceso de La Planta Combinada No.1”

La planta Combinada No. 1 de la Refinería “Ing. Héctor R. Lara Sosa" de Petróleos Mexicanos en Cadereyta, N.L., diseñada en su Ingeniería Básica y de Detalle por BYDIPSA y adquirido por separado el sistema Petreco para desalar el crudo, con capacidad para procesar 100, 000 BPD de crudo tipo Poza Rica, fue ampliada y modernizada por el Instituto Mexicano del Petróleo, bajo el contrato EOD-8197.

La Ingeniería Básica fue desarrollada por el IMP para incrementar la capacidad de procesamiento a 120,000 de una mezcla de crudo con la siguiente relación volumétrica: 8.7% despuntado, 49.7% Maya, 10.5% Olmeca y 31.1% Istmo para obtener como productos: LPG (568 BPD), Gasolina (21,301 BPD), Turbosina (16,193 BPD), Kerosina (4,011 BPD), Diesel l (15,896 BPD), Gasóleo Atmosférico (6,194 BPD) Gasóleo ligero de vacío (8,326 BPD) Gasóleo Pesado de Vacío (21,501BPD) y Residuo de vacío (25,900 BPD).

La capacidad mínima de diseño de operación de esta unidad es del 80% y la máxima es del 100%.

La descripción del proceso de la Planta Combinada No. 1 es dividida en las siguientes secciones:

- Sección de Precalentamiento de Carga y Desalado
- Sección de Despunte
- Sección de Fraccionamiento Atmosférico
- Sección de Estabilización de Gasolina (Nafta Ligera)
- Sección de Vacío

Sección de Precalentamiento de Carga y Desalado.

El proceso se inicia con el precalentamiento del crudo, proveniente de tanques de almacenamiento, se recibe en L.B. y se bombea al inicio del precalentamiento con las bombas de Carga de Crudo 0101-P-M, PA-M/PB-M. El crudo intercambia calor con los vapores que salen del domo de la Torre Fraccionadora 0101-CO-M, por medio del Precalentador de Crudo/Gasolina Atmosférica 0143/0144 EX1-N, 2-N con la Turbosina por medio del Recalentador de Crudo/Turbosina de Recirculación 0145/0146 EX-1-N/ 2-N; y el Precalentador de Crudo/Turbosina Producto 0101/0102 EX-N, con Diesel y Gasóleo Ligero de Vacío (dividiéndose el flujo en dos corrientes, una para cada cambiador) por medio del Precalentador de Crudo/Diesel 0103/0104 EX1 y el Precalentador de Crudo/Reflujo de Gasóleo Ligero de Vacío 0103/0104 EX2 (el efluente dividido en dos corrientes se une a la salida de los Precalentadores), con Gasóleo Pesado Atmosférico por medio del Precalentador de Crudo/Gasóleo Pesado Atmosférico 0147/0148 EX-N y con Kerosina por medio del Precalentador de Crudo/Kerosina Recirculación 0105/0106 EX-S.

Los precalentadores anteriores proporcionan una temperatura adecuada para llevar a cabo el desalado de 141℃ con lo cual se promueve la solubilización de las sales en el agua que se inyecta para desalado y evita la vaporización de hidrocarburos que restaría eficiencia a la separación electrostática.

Después de precalentarse el crudo, se desala en dos etapas en serie, aquí se eliminan las sales como NaCl y H_2O, a un valor máximo del orden de: menos de 1 lb NaCl/1000 Bls de crudo y menos de 0.5% de agua y sedimento, con el fin de evitar daños por corrosión, principalmente en los equipos de calentamiento y destilación. En la succión de las bombas de carga se inyecta desemulsificante y humectante para proporcionar la separación de los hidrocarburos y del agua emulsionada que contiene gran parte de las sales del crudo.

El agua desde el límite de baterías (LB) fluye al tanque de agua agotada: 0104-V donde esta agua es calentada, el efluente entra corriente abajo de la válvula mezcladora a la entrada de la desaladora 0102-D-M (segunda) y el agua del fondo es bombeada por la bomba de Recirculación de Agua 0119-P/PA, a control de nivel, dividiéndose el flujo en dos corrientes, la primera que entra entre los precalentadores 0143/0144-EX-1-N,2-N y 0145/0146- EX-1-N,2-N y la segunda entra entre la válvula de Control de Presión y la válvula mezcladora a la entrada de la desaladora 101 -D-M.

La salmuera efluente de la desaladora 0101-D sale a control de nivel, intercambia calor en los 0129/0130-EX paralelamente y se enfría en el Enfriador de Salmuera 0186-EX-N.

Sección de Despunte.

El crudo sale de las desaladora 0102-D-M para continuar su precalentamiento, a la salida de esta el flujo se divide en dos corrientes hacia cada torre de despunte 0108-CO-A/B e intercambian calor paralelamente con gasóleo pesado por medio del precalentador 0149/0180-EX-N, con diesel por medio del precalentador de crudo/diesel de recirculación más producto 0107/0108-EX, con gasóleo pesado atmosférico por medio del precalentador de crudo/gasóleo de recirculación 0109/0110-EX-S, con gasóleo pesado de vacío producto por medio del precalentador de crudo/gasóleo pesado de vacío producto 0181/0182-EX1 y por último con residuo de vacío por medio del precalentador de crudo/residuo de vacío de recirculación 0183/0184-EX1-N, 2-N el efluente es alimentado a control de nivel y entra en la zona de vaporización de las torres de despunte.

El producto que sale por el domo de las torres se le inyecta inhibidor fílmico e inhibidor neutralizante con el propósito de evitar la corrosión, enfriándose estos mismos en el primer y segundo condensador 0187-EX~l y 0199-EX-1 de la torre 0108-CO-A, y para la torre 0108-CO-B, los condensadores 0187-EX-2 y 0188-EX-2 respectivamente, pasando el efluente al acumulador de cada torre; para la torre 0108-CO-A al acumulador de la torre de despunte 0118-V-A y para la torre 0108-CO-B al acumulador de la torre de despunte 0118-V-B. La nafta de despunte es bombeada del acumulador 0118-V-A por la bomba de nafta despuntada 0129-P/PB y nafta del acumulador 0118-V-B, por la bomba de nafta despuntada 0129-PA/PB, hacia la torre estabilizadora de naftas 0109-CO-M a control de nivel de los acumuladores; los gases (gas amargo) son enviados a las unidades FCC 1 y 2 a control de presión. Los acumuladores cuentan con una pierna colectora, en la cual se acumula el agua amarga y se envía a control de nivel a la sección de tratamiento de aguas amargas.

El fondo de las torres de despunte se bombea con las bombas de crudo despuntado 0128-P-N/PBN y 0128-PA-N/PB-N a las torres 0108-CO-A y 0108-CO-B respectivamente, precalentándose antes de entrar a los calentadores de fuego directo 0101-H-M y 0102-H-M con la corriente de gasóleo pesado de vacío per medio de los precalentadores de crudo 0111-EX1/0111-EX2 y 0112-EX1/0112-EX2, con Residuo de Vacío 0111-EX3-M/0111-EX4-M /0111-EX5-M y 0112-EX3-M/0112-EX4-M/0112-EX5-M.

Sección de Fraccionamiento Atmosférico.

El último precalentamiento de crudo despuntado permite recuperar calor adicional para minimizar el consumo de combustible en los calentadores de crudo a la torre fraccionadora 0101-CO-M, lográndose una temperatura de alimentación a los calentadores 0101/0102-H-M de 260℃.

Estos calentadores fueron reacondicionados completamente, integrándose principalmente un sistema de precalentamiento de aire, cambio de quemadores y acondicionamiento de la sección de sobrecalentamiento para vapor de baja presión.

El vapor de baja que se alimenta a los calentadores de fuego directo para su sobre calentamiento, es utilizado en los agotadores de turbosina, kerosina, diesel y gasóleo pesado atmosférico, pero también se utiliza como vapor de arrastre en la torre atmosférica.

La nafta ligera (gasolina) atmosférica más hidrocarburos ligeros que salen por el domo de la torre, intercambian calor en el precalentador 0143/0144- EX1-N/2-N y son condensados en el condensador de gasolina 0121-EX1-8, el condensado pasa al acumulador de gasolina 0101-V, La nafta ligera atmosférica es bombeada por la bomba de reflujo de gasolina 0102-P/PA como reflujo a la torre fraccionadora, también se cuenta con la bomba de gasolina atmosférica 0103-P/PA la cual bombea hacia dos corrientes; una como gasolina de reflujo a las torres de despunte 0108-CO-A/B y la otra corriente como gasolina excedente hacia la torre estabilizadora 0109-COM El acumulador 0101-V cuenta con una pierna en la cual se acumula el agua amarga y se bombea por medio de la bomba de agua amarga 0113-P/PA a control de nivel a la sección de tratamiento de aguas amargas.

De la torre fraccionadora se extrae turbosina, la cual se envía a control de nivel hacia el agotador de turbosina 0102-CO, en este recipiente es agotada la turbosina, ya sea con vapor sobrecalentado o con el rehervidor de turbosina 0122-EX, o los dos, los vapores de turbosina son regresados a la torre fraccionadora. La turbosina es bombeada con la bomba de turbosina a almacenamiento 0105P-M/PA-M a intercambiar

calor en el precalentador 0101/0102-EX-N, para posteriormente ser enfriada en los aeroenfriadores para turbosina 0122-EX-N y 0113-EX, así como en el enfriador de turbosina 0117-EX1, 2 y posteriormente ser enviada a L.B. (a la Planta Hidros de Destilados Intermedios y a Tratamiento Cáustico).

Se cuenta con una recirculación de turbosina la cual se tiene corriente arriba de la válvula de control de nivel del agotador 0102-CO, esta se bombea con la bomba 0104-P/PA hacia los precalentadores 0145/0146-EX1-N, 2-N donde se enfría y retorna hacia la torre fraccionadora a control de temperatura.

Otra de las extracciones de la torre fraccionadora es la kerosina la cual es enviada a control de nivel al agotador 0103-CO, en este recipiente es agotada la turbosina, ya sea con vapor sobrecalentado o con el rehervidor de kerosina 0123-EX, o los dos, los vapores de kerosina son regresados a la torre fraccionadora, del fondo del agotador, la kerosina es bombeada con la bomba de kerosina producto 0126-P-N/PA-N hacia L.B. (a la Planta Hidros de Destilados Intermedios), previo a esto la kerosina es enfriada primeramente en el enfriador de aire para kerosina 0114-EX y posteriormente en el enfriador de kerosina 0118-EX1,2.

Entre la extracción, de Kerosina y Diesel se cuenta con la extracción de Kerosina de Recirculación, la cual es bombeada con la bomba de Kerosina de Recirculación 0105P-M/PA-M a intercambiar calor al Precalentador 0105/0106-EX-S y retornando a la Torre Fraccionadora a control de temperatura.

Otra extracción de la Torre Atmosférica es la de Diesel la cual es enviada a control de nivel al agotador de Diesel 0104-CO, en este recipiente es agotado el Diesel, ya sea con vapor sobrecalentado o con el Rehervidor de Diesel 0124-EX, o los dos, los vapores de Diesel son regresados a la Torre Fraccionadora, el líquido del fondo del Agotador de Diesel es bombeado con la bomba de Diesel Producto 0107-P/PA para intercambiar calor hacia el Rehervidor 0122-EX, también en los Precalentadores 0107/0108-EX-N y 0103/0104-EX1-S, el efluente se divide en dos corrientes una como recirculación de Diesel, regresando esta corriente a la torre fraccionadora a control de temperatura y la otra corriente enviándose a L.B. (a la Planta Hidros de destilados Intermedios), previo a esto el Diesel Producto es enfriado primeramente en el Enfriador de Aire para Diesel 0115-EX-S-M y posteriormente en el Enfriador de Diesel 0119-EX1-N, 2-N.

También se tiene la extracción de gasóleo pesado en la torre atmosférica, el cual se envía a control de nivel al agotador de gasóleo 0107-CO-N, en este recipiente es agotado el gasóleo pesado con vapor sobrecalentado, los vapores de gasóleo pesado son regresados a la

torre fraccionadora. El gasóleo pesado del fondo del agotador es bombeado por la bomba de gasóleo producto 0127-P-N/PA-N a intercambiar calor a los precalentadores 0147/0148-EX-N y enfriado en el aeroenfriador de gasóleo 0116-EX y en el enfriador de gasóleo 0120-EX1/2, para finalmente ser enviados a L.B. (a almacenamiento o a la unidad FCC 1 ó 2).

Corriente arriba del control de nivel a la salida del gasóleo de la torre fraccionadora tiene una derivación hacia la bomba de gasóleo 0108-P/PA este gasóleo circulante es bombeado desde la torre fraccionadora por la bomba de gasóleo 0108P/PA.

Por último se tiene el residuo atmosférico el cual sale por el fondo de la torre y se bombea con la bomba de residuo 0109-P/PA/PB hacia los rehervidores 0123-EX y 0124-EX.

Sección de Estabilización de Gasolina (Nafta Ligera).

Las naftas ligeras obtenidas en las torres de despunte se unen para precalentarse en el precalentador de gasolina a la estabilizadora 0191-EX1/2/3, el efluente es alimentado a la torre estabilizadora 0109-CO-M, para separar los hidrocarburos ligeros de la nafta ligera (gasolina) y así obtener una nafta ligera estabilizada. La nafta ligera de la torre atmosférica (0101-CO-M) se une al producto de fondo de la torre estabilizadora, 0109-CO-M para enviarse a L.B.

Los hidrocarburos ligeros (vapores y gas LPG) que salen por el domo de la torre 0109-CO-M se condensan en el primer condensador (aeroenfriador) y segundo condensador de la torre estabilizadora 0189-EX1, 2,3-N y 0190-EX1,2-N respectivamente. El gas y los hidrocarburos ligeros (LPG), ya condensados pasan al acumulador de LPG, 0119-V. por el domo del acumulador, salen los gases que son enviados a L.B. (planta de FCC y planta Tratadora) a control de presión. El acumulador cuenta con una pierna colectora, en la cual se acumula el agua amarga y se envía a control de nivel a la sección de tratamiento de aguas amargas.

El gas LPG es bombeado con la bomba de reflujo de LPG 0130-P, PA/PB-N como reflujo a la torre 0109-CO-M, por otro lado el excedente de gas LPG es bombeado por la misma bomba hacia L.B.

(Planta de Endulzamiento), a control de nivel. El fondo de la torre cuenta con el rehervidor de la torre estabilizadora 0103-H calentador a fuego directo, el cual fue reacondicionado en la sección de sobrecalentamiento para vapor de baja presión este rehervidor da la energía térmica necesaria para la operación de la torre, siendo alimentado por la bomba de gasolina estabilizada 0131-P/PA a una temperatura de 204℃,

saliendo del rehervidor a una temperatura de 219℃, y regresando a la torre 0109-CO-M. El excedente de gasolina estabilizada es enviada a intercambiar calor, primeramente en el rehervidor 0191-EX1/2/3 y luego es enfriada en los siguientes enfriadores, enfriador de aire para gasolina 0132-EX, enfriador de gasolina estabilizada 0192-EX1, 2 y en el enfriador de gasolina estabilizada atmosférica 0128-EX1,2, para posteriormente ser enviada a L.B. (a las plantas de tratamiento de nafta o a tanques de almacenamiento).

Sección de Vacio.

El residuo atmosférico proveniente de la sección atmosférica se alimenta al calentador de crudo reducido 0150-H-M, el cual fue reacondicionado completamente, integrándose principalmente un sistema de precalentamiento de aire, cambio de quemadores más eficientes y acondicionamiento de la sección de sobrecalentamiento para vapor de baja presión, el vapor de baja presión que se alimenta al calentador de fuego directo para su sobrecalentamiento, se utiliza como vapor de arrastre en la torre de vacío 0150-CO-M.

El residuo atmosférico se alimenta en la torre de vacío a una temperatura de 388° a 399℃, esta temperatura junto con el vapor de arrastre es requerida para cumplir con la especificación del residuo de vacío.

La torre de vacío 0150-CO-M opera a 15 mmHg con un sistema de vacío en la salida del domo, que cuenta con dos sistemas de tres eyectores 0153/0154/0155-Ll-N, 2-N, los cuales utilizan vapor de media presión para su operación, con dos sistemas de condensación, de tres condensadores, primera, segunda y tercera etapa 0163/0164/0165-EX1-N,2-N, enviándose el condensado al tanque de sello 0153-V, este tanque cuenta con dos salidas, una de aceite recuperado, el cual se bombea con la bomba de aceite recuperado 0160-P/PA hacia L.B., la otra salida es de condensado (agua amarga) la cual se bombea con la bomba de condensado de vacío 0161-P-N/PA-N hacia el tanque colector de aguas amargas 0154-V-N, antes de entrar al tanque la corriente es enfriada en el enfriador de agua amarga 0162-EX-N. El sistema de eyectores tiene más de un tren como repuesto (0153/0154/0155-L3-N y 0163/0164/0165-EX3-N).

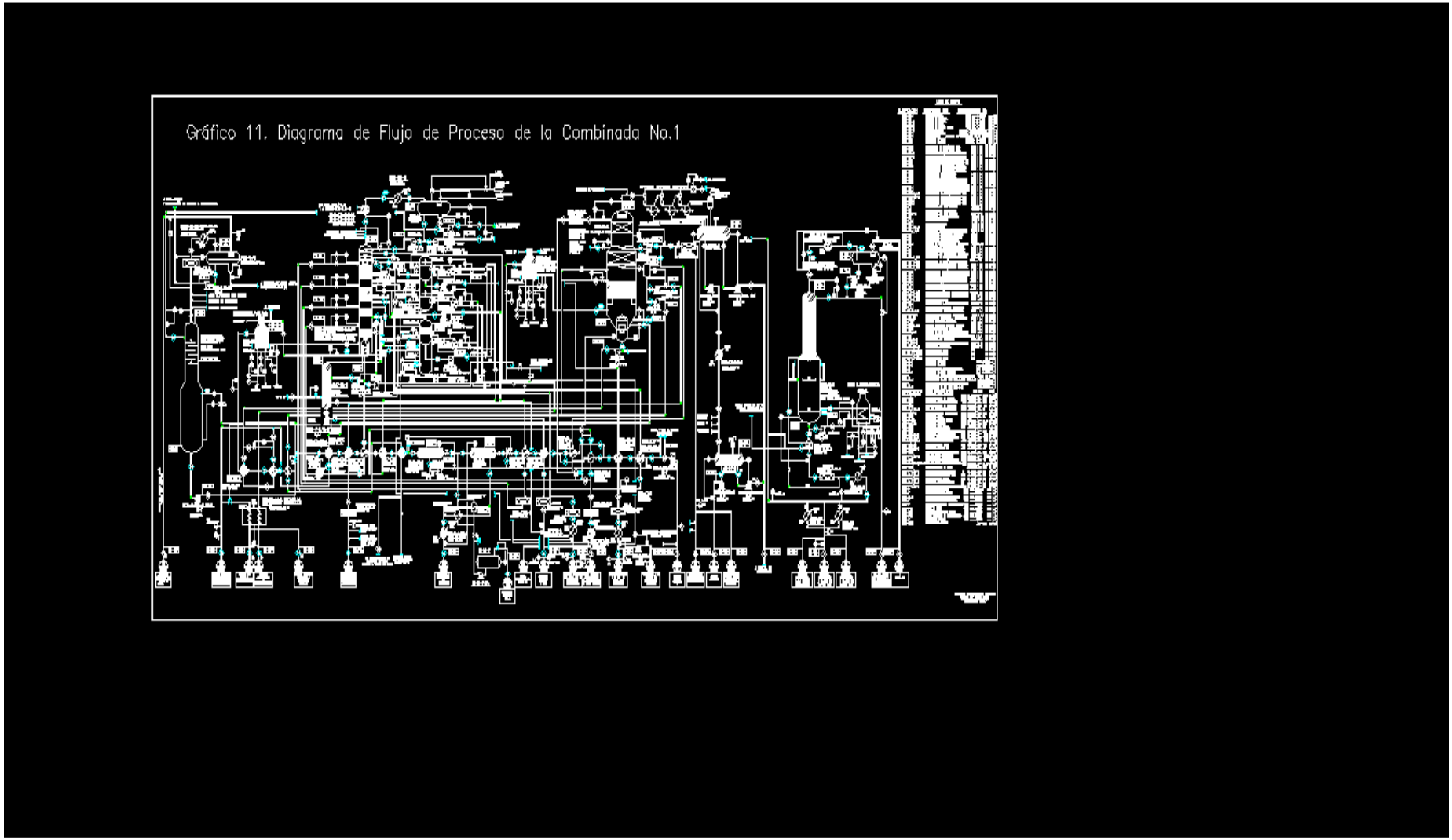
Este tanque 0154-V-N también recibe agua amarga de los acumuladores 0118-V-A/B, 0101-V y 0119-V-N, este tanque cuenta con dos salidas, una para aceite recuperado el cual es bombeado hacia L.B. juntándose con la línea de aceite recuperado del tanque 0153-V-N, con la bomba de aceite de arrastre 0163-P/PA-N, y la otra es la salida de agua amarga, que es bombeada con la bomba de agua amarga 0162-P-N/PA-N hacia L. B. a la unidad de aguas amargas.

El gasóleo ligero de vacío que se extrae de la torre 0150-CO-M, es bombeado por la bomba de gasóleo ligero de vacío 0150-P/PA, este bombeo se divide en dos corrientes, la primera está a control de nivel del plato de la torre y se enfría en el aeroenfriador para gasóleo ligero de vacío producto 0154-EX, para enviarse a L.B. (A la unidad HDSGO, a almacenamiento o a la Unidad de FCC 1 ó 2) la otra corriente intercambia calor en el precalentador 0103/0104-EX2 y se enfría en el aeroenfriador de reflujo de gasóleo ligero 0155-EXB-S, retornando a la torre 0150-CO-M como reflujo al domo, a control de flujo.

Otra extracción que se tiene en la torre 0150-CO-M es la extracción de gasóleo pesado de vacío el cual se envía hacia el acumulador de gasóleo pesado de vacío producto 0151-V. El fondo del acumulador es bombeado por dos bombas una por la bomba de reflujo de gasóleo pesado de vacío 0151-P/PA, donde la corriente se divide en dos, una como reflujo caliente hacia la torre 0105-CO-M y la otra intercambia calor en los precalentadores 0111/0112-EX-1,2 y 0149/0180- EX1-N,2-N retornado a control de flujo, como reflujo a la torre 0150-CO-M, la otra bomba de gasóleo pesado de vacío producto 0152-P/PA bombea el gasóleo pesado para intercambiar calor en el precalentador 0181/0182-EX1/2-N, el efluente es enfriado en el enfriador de aire para gasóleo pesado de vacío producto 0115-EX-S-M y enviado a L. B. (a la unidad HDSGO, a la unidad FCC 1 y 2 ó almacenamiento).

La salida del fondo, es bombeada por la bomba de residuo de vacío 0153-P/PA hacia los precalentadores 0111/0112-EX3-M 4-M y 0111/0112-EX-5-M a la salida de estos precalentadores se divide el flujo en tres corrientes, la primera corriente, vuelve a intercambiar calor en el Precalentador 0183/0184-EX1-N,2-N y retorna al fondo de la torre 0150-CO-M, la segunda corriente va a L.B, (a la planta de coque o a la planta reductora de viscosidad) y la tercer corriente va a la caja Enfriadora 0102-L.

Gráfico 11. “Diagrama de Flujo de Proceso de La Planta Combinada No.1”



2.4 Descripción General de la Planta Combinada No. 2.

Para un mejor seguimiento del proceso ver el Gráfico 12. “Diagrama de Flujo de Proceso de la Sección Atmosférica de la Planta Combinada No. 2”.

La planta Combinada No.2 de la Refinería “Ing. Héctor R. Lara Sosa” de Petróleos Mexicanos en Cadereyta, N.L., con capacidad para procesar 135,000 BPD de crudo Poza Rica, fue ampliada y modernizada por el Instituto Mexicano del Petróleo, bajo el contrato EOD-8198.

La ingeniería básica fue desarrollada por el IMP para incrementar la capacidad de procesamiento a 155,000 BPD de una mezcla de crudos con la siguiente relación volumétrica: 8.7% Despuntado, 49.7% Maya, 10.5% Olmeca y 31.1% Istmo para obtener como productos, LPG (825 BPD), Gasolina (27.842 BPD), Turbosina (15,285 BPD), Kerosina (8,118 BPD), Diesel (22,511 BPD), Gasóleo Atmosférico (8,394 BPD), Gasóleo Ligero de Vacío (4,170 BPD), Gasóleo Pesado de Vacío (36,418 BPD) y Residuo de Vacío (43,128 BPD).

La capacidad mínima de diseño de operación de esta unidad es del 80% y la máxima es del 100%.

La descripción del proceso de la planta combinada No.2 esta dividida en las siguientes secciones:

- Sección de Precalentamiento de Carga y Desalado
- Sección de Despunte
- Sección de Fraccionamiento Atmosférico
- Sección Estabilización de Gasolina (Nafta Ligera)
- Sección de Vacío

Sección de Precalentamiento de Carga y Desalado.

El proceso se inicia con el precalentamiento del crudo, proveniente de tanques de almacenamiento, se recibe en límite de bateria (L.B.) y se bombea al inicio del precalentamiento con las bombas de carga de crudo P-1 A/B/C-N. El crudo intercambia calor con los vapores que salen del domo de la torre atmosférica C-1-M, por medio del intercambiador crudo/domo de la torre atmosférica E-45 A/B/C/D, con la turbosina por medio del intercambiador crudo/turbosina E-1, con la recirculacion superior de la torre atmosférica por medio del intercambiador E-2 A/C/D y con el gasóleo pesado de vacío producto por medio del intercambiador crudo/gasóleo pesado de vacío producto E-3 A-S/B-S/C-S

Los intercambiadores anteriores proporcionan una temperatura adecuada para llevar a cabo el desalado, entre 120° y 132℃, con lo cual se

promueve la solubilizacion de las sales en el agua que se inyecta para desalado y evita la vaporización de hidrocarburos, que restaría eficiencia a la separación electrostática.

Después de precalentarse el crudo, se desala en dos trenes de desalado en paralelo con dos etapas en serie cada uno, aquí se eliminan las sales como NaCl y el H_2O, a un valor mínimo del orden de: menos de 1 lb NaCl/1000 bls. de crudo y menos de 0.5% de agua y sedimento, con el fin de evitar daños causados por corrosión, principalmente en los equipos de calentamiento y destilación.

En la succión de las bombas de carga se inyecta desemulsificante y humectante para proporcionar la separación del hidrocarburo y el agua emulsionada que contiene gran parte de las sales del crudo.

El agua para desalado que viene desde LB llega al tambor de agua para desalado D-24 S-M y por medio de las bombas P-29 A/B intercambia calor en el intercambiador agua para desalado/agua salada E-42 A/B/C/D/E, el efluente se divide en dos corrientes; una para entrar a la descarga de las bombas P-1A/B/C-N aguas abajo de la válvula controladora de presión PV-14 y la otra corriente, se une con el crudo precalentado que sale de la primera etapa de desalado, para entrar aguas arriba de laválvula mezcladora a las desaladoras de la segunda etapa (D-1 B-M/D-M).

Del fondo de estas desaladoras el agua es enviada por las bombas de agua de interetapa de desalado P-28 D-N/E-N/F-N a control de nivel de las desaladoras de la primera etapa (D-1 A-M/C-M) junto con el crudo que sale del intercambiador E-3 A-S/B-S/C-S aguas arriba de la válvula mezcladora.

La salmuera efluente de las desaladoras sale a control de nivel para intercambiar calor en el E-42 A/B/C/D/E y se enfría posteriormente en el enfriador de agua salada E-43 A-N/B-N para finalmente enviarse a L.B.

Sección de Despunte

El crudo que sale de las desaladoras se envía con la bomba de crudo desalado P-2A/B/C para continuar su precalentamiento, intercambiando calor con el gasóleo ligero de vacío, en el intercambiador crudo desalado/gasóleo ligero de vacío E-4A-S/B-S, con recirculacion de gasóleo pesado de vacío, en los intercambiadores de crudo desalado/recirculacion de gasóleo pesado de vacío E-6 A/B, E-7B y E-11B, con gasóleo pesado de vacío producto, en el intercambiador crudo desalado/gasóleo pesado de vacío producto E-5A/B, y por ultimo con diesel agotado en los intercambiadores crudo/diesel agotado E-7A, E-11A, el efluente es alimentado a control de nivel y entra en la zona de

vaporización de la Torre de Despunte C-101.

Al producto que sale por el domo se le inyecta inhibidor de corrosion, inhibidor neutralizante y agua de proceso con el propósito de evitar la corrosión, enfriandose en el primero y segundo condensador de la torre de despunte E-101/E-102. Pasando el efluente al acumulador de la torre de despunte D-101, la nafta de despunte es enviada con las bombas de nafta ligera P-102 A/B/C hacia la torre estabilizadora de nafta C-5A a control de nivel del acumulador, y los gases amargos son enviados a las unidades FCC No. 1 y FCC No.2 a control de presión.

El D-101 cuenta con una pierna colectora en el cual recibe el agua amarga y se envía a control de nivel a la sección de tratamiento de aguas amargas.

Los fondos de la torre de despunte se envían con las bombas de crudo despuntado P-101A/B/C, y antes de entrar a los calentadores de fuego directo F-1 A-M/B-M, se precalientan con gasóleo pesado atmosférico en el intercambiador crudo despuntado/gasóleo pesado atmosférico E-103-N, en los intercambiadores crudo despuntado/recirculacion Inferior E-8 B-S/D-S y E-10A-S/C-S, y por ultimo con residuo de vacío en los intercambiadores crudo despuntado/residuo de vacío E-8A-S/C-S y E-10B-S/D-S.

Sección de Fraccionamiento Atmosférico

El último precalentamiento de crudo despuntado permite recuperar calor adicional para minimizar el consumo de combustible en los hornos de carga a la torre atmosférica C-1-M, lográndose una temperatura de alimentación de 262℃ a los hornos F-1 A/B-M.

Estos hornos fueron reacondicionados completamente, integrándose principalmente un sistema de precalentamiento de aire y cambio de quemadores.

El vapor de baja que se alimenta a la sección de convección de los calentadores a fuego directo para su sobrecalentamiento, es utilizado como vapor de agotamiento en los agotadores de turbosina, kerosina, diesel y gasóleo pesado atmosférico, así como al fondo de la torre atmosférica.

El crudo calentado en los hornos se alimenta a la zona de vaporización de la torre atmosférica a una temperatura de 354° a 370℃. La nafta ligera (Gasolina) atmosférica y los hidrocarburos ligeros que salen por el domo de la torre ceden calor en los intercambiadores de calor E-45 A/B/C/D y se condensan en los aeroenfriadores E-20, primeros condensadores de la torre atmosférica y en los E-18 A/B, segundos

condensadores de la misma. El producto condensado pasa al acumulador de la torre atmosférica D-2. La nafta ligera atmosférica es enviada por las bombas de reflujo de la torre atmosférica P-3 A/B como reflujo al domo de las torres C-1-M y C-101, la nafta ligera excedente es enviada por las bombas de nafta P-4 C/D hacia la torre estabilizadora C-5A.

El acumulador D-2 cuenta con una pierna de nivel en la cual se acumula el agua amarga y se envía a control de nivel a la sección de tratamiento de aguas amargas.

De la torre atmosférica se extrae turbosina, la cual se envía a control de nivel al agotador de turbosina C-2, en este recipiente es agotada, ya sea con vapor sobrecalentado o con el rehervidor del agotador de turbosina E-13, los vapores de turbosina son regresados a la torre atmosférica. Del fondo del agotador, la turbosina es enviada con las bombas de turbosina P-5 A/B a intercambiar calor en el intercambiador E-1, para posteriormente ser enfriada en el aeroenfriador de turbosina E-21, así como en los enfriadores con agua E-19 A-M/B-M/C-M y finalmente se envía a LB, también puede enviarse a tratamiento cáustico por medio de las bombas booster P-105 A-N/B-N

Otra de las extracciones de la torre atmosférica es la kerosina, la cual es enviada a control de nivel al agotador de kerosina C-12-M, en este recipiente es agotada con vapor sobrecalentado, los vapores de kerosina son regresados a la torre atmosférica. Del fondo del agotador, la kerosina es enviada con las bombas de kerosina P-34 A/B hacia LB, previo a esto la kerosina es enfriada en el aeroenfriador de kerosina E-26 y en los enfriadores con agua E-46 A/B.

Otra extracción de la torre atmosférica es la de diesel, la cual es enviada a control de nivel al agotador de diesel C-13-M, en este recipiente es agotado con vapor sobrecalentado, los vapores de diesel son regresados a la torre atmosférica. El diesel sale del fondo del agotador para intercambiar calor en los intercambiadores E-7A y E-11A, después se envía con las bombas de diesel P-35 A/B/C-N a intercambiar calor con el intercambiador E-3 L-M, posteriormente es enfriado en el aeroenfriador de Diesel E-22 y en los enfriadores con agua E-46 C/D y de ahí sale hacia LB.

También se tiene la extracción de gasóleo pesado de la torre atmosférica, el cual se envía a control de nivel del agotador de gasóleo pesado, en este recipiente es agotado el gasóleo pesado con vapor sobrecalentado, los vapores de gasóleo pesado son regresados a la torre atmosférica. El gasóleo pesado del fondo del agotador es enviado con las bombas de gasóleo pesado atmosférico P-103 A-N/B-N a intercambiar calor en el intercambiador E-103-N y posteriormente a

enfriarse en el Aeroenfriador de Gasóleo Pesado Atmosférico E-41-N y en los Enfriadores E-17 A-S/B-S/C-S para finalmente enviarse a almacenamiento, o a las Unidades FCC 1 y 2.

La Torre Atmosférica cuenta con dos reflujos, el superior y el inferior, donde el primero con las bombas P-6 A/B se envía a enfríarse en el intercambiador E-2 A/C/D, regresando a la Torre, y el segundo con las bombas P-8 A/B/C-N se enfría en los intercambiadores E-8 B-S/D-S y E-10 A-S/C-S, regresando también a la Torre.
Por ultimo se tiene el Residuo Atmosférico el cual sale por el fondo de la torre y se bombea con las Bombas de Residuo Atmosférico P-10 A/B/C hacia los rehervidores E-13 y E-48A, este último es el rehervidor de la torre estabilizadora.

Sección de Estabilización de Gasolina (Nafta Ligera)

La nafta ligera obtenida en las torres de despunte y atmosférica se unen y se precalientan en los intercambiadores de calor de gasóleo ligero de vacío/nafta E-3 J-S/ K-S y diesel/nafta E-3 L-M, pasando también a precalentarse en el intercambiador carga a estabilizadora/nafta estabilizada E-44 C, D. La mezcla de nafta ligera se alimenta a la torre estabilizadora C-5A, para separar los hidrocarburos ligeros de la nafta ligera (Gasolina) y así obtener una nafta ligera estabilizada.

Los hidrocarburos ligeros (C2 y Gas LPG) que salen por el domo de la torre C-5A se condensan en el primer aeroenfriador E-23 y en el segundo enfriador con agua E-104 A/B de la torre estabilizadora. El gas y los hidrocarburos ligeros (LPG) ya condensados pasan al acumulador de la torre estabilizadora D-4A. Por el domo del acumulador D-4A, salen los gases que pasan a un serpentín de enfriamiento y al enfriador con agua E-106-N, de ahí son enviados a LB. (Hacia la planta Fraccionadora) a control de presión. El acumulador cuenta con una salida de agua amarga la cual es enviada a control de nivel hacia la sección de tratamiento de aguas amargas. El gas LPG es bombeado con las bombas de reflujo de la torre estabilizadora P-16 C/D como reflujo a la torre C-5A. En cambio, el exceso de gas LPG es enviado por las bombas P-104A/B hacia LB (a la planta Fraccionadora) mediante un control de nivel, previo enfriamiento con agua en el Enfriador de LPG E-105-N.

En el fondo de la torre C-5A, hay un recalentador E-48A que da la energía térmica necesaria para la operación de la torre C-5A. El efluente del fondo de la torre es nafta ligera estabilizada (Gasolina) la cual intercambia calor, primero en el intercambiador E-44 C/D y luego en el aeroenfriador de Gasolina Estabilizada E-47A y en el enfriador con agua de gasolina estabilizada E-49 D/E/F para posteriormente ser dividida en dos corrientes y enviarse a LB ya sea a almacenamiento o a la planta

HDSN No. 2 ó HDSN No. 1.

Sección de Vacío

Ver Gráfico 13. “Diagrama de Flujo de Proceso de la Sección de Vacio de la Planta Combinada No. 2”.

El residuo atmosférico proveniente de la sección atmosférica se alimenta a los calentadores de residuo atmosférico F-2A-M/B-M, los cuales también fuerón reacondicionados completamente, integrándose principalmente un sistema de precalentamiento de aire y cambio de quemadores mas eficientes.

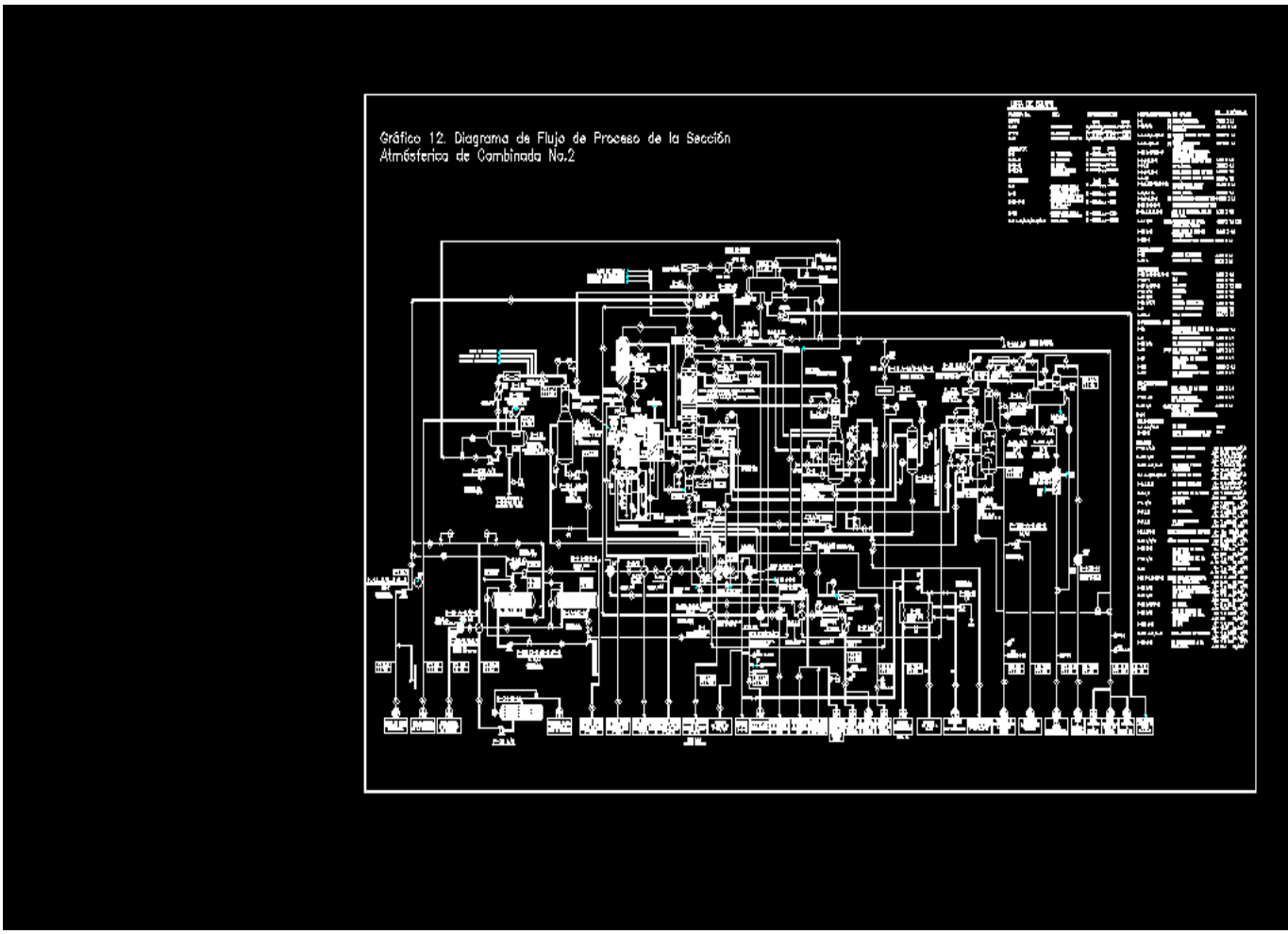
El vapor de baja que se alimenta a los calentadores de fuego directo para su sobrecalentamiento, se utiliza en el agotador de gasóleo pesado C-4 y como vapor de agotamiento al fondo de la torre de vacío C-3-M.

El residuo atmosférico se alimenta a la torre de vacío a una temperatura de 388° a 399℃. Esta temperatura junto con el vapo r de arrastre es requerida para cumplir con la especificación del residuo de vacío.

La torre de vacío C-3-M opera a 15 mmHg en el domo y a 30 mmHg en el fondo con un sistema de vacío en la salida del domo, que cuenta con tres trenes de tres eyectores J-1 A/B/C-N, J-2 A/B/C-N y J-3 A/B/C-N, los cuales utilizan vapor de media presión para su operación, con tres sistemas de condensación, de tres condensadores cada uno E-51 A/B/C-N, E-52 A/B/C-N y E-53 A/B/C-N, enviando el condensado al acumulador de condensado de eyectores D-10-M, este acumulador cuenta con dos salidas, una de aceite recuperado, el cual se bombea con la bomba de aceite recuperado de la torre de vacio P-36 hacia el cabezal de aceite recuperado (Slop), la otra salida es de condensado (agua amarga) la cual se envía con las P-26 A/B/C-N bombas de condensado de los eyectores de la torre de vacío hacia el tanque de almacenamiento de aguas amargas D-8-S-M.

Este tanque D-8-S-M también recibe agua amarga de los acumuladores D-2, D-101 y D-4A, este tanque cuenta con dos salidas una para aceite recuperado, el cual es bombeado hacia el cabezal de aceite recuperado (slop) con la bomba de aceite desnatado P-22, y la otra salida de agua amarga, que es bombeada con las bombas P-201A-N/B-N hacia el enfriador de agua amarga E-201A-N/B-N, el efluente finalmente es enviado a L.B. a la unidad de Aguas Amargas.

Gráfico 12. “Diagrama de Flujo de Proceso de la Sección Atmosférica de la Planta Combinada No. 2



El gasóleo ligero de vacío se extrae del plato colector de la torre de vacio y es bombeado por las bombas de gasóleo ligero de vacío P-11 A/B, este bombeo se divide en dos corrientes, la primera regresa debajo del plato colector a control de flujo, la segunda se envía al intercambiador crudo/gasóleo ligero de vacío E-4 A-S/B-S y al intercambiador de calor gasóleo ligero de vacío/nafta E-3 J-S/K-S. Al salir de este intercambiador, el GOLV se divide en tres corrientes, la primera va hacia LB (Unidades FCC), la segunda corriente también va hacia LB a la unidad HDSGO y por último, la tercera corriente es enfriada por el aeroenfriador E-37 donde a la salida de este el GOLV se vuelve a dividir en dos corrientes, una como reflujo al domo de la torre C-3-M y la otra como salida a almacenaje. Esta última corriente se utiliza en caso de que los gasóleos de vacío no se envíen a las unidades FCC.

Otra extracción que se tiene en la torre de vacío C-3-M es la de gasóleo pesado de vacío, una parte de esta extracción se envía a control de nivel hacia el agotador de gasóleo pesado C-4 y el resto hacia la bomba de recirculacion de gasóleo pesado de vacío P-12 A/B/C-N, la descarga de esta bomba se divide en dos, una como recirculacion a control de flujo hacia la torre C-3-M y la otra se envía a precalentar el crudo en los intercambiadores E-6A/B y E-7B/11B, el efluente retorna, a control de flujo a la parte superior del lecho de GOPV en la torre C-3-M.

Por otra parte el agotador de gasóleo pesado de vacío consta de 5 platos. Se dispone de una corriente de vapor de baja presión sobrecalentado para agotar la corriente. Los vapores producto del agotamiento se retornan a la torre de vacío. El GOPV producto se obtiene por el fondo del agotador y es succionado, a control de nivel, por la bomba de gasóleo pesado de vacío P-13 A/B. La descarga de esta bomba se divide en dos corrientes, una se puede mezclar con la corriente de GOLV para enviarse a LB a las unidades FCC y la otra corriente precalienta el crudo desalado con el E-5 A/B y cede calor al crudo con el E-3 A-S/B-S/C-S, después continua su enfriamiento con el aeroenfriador E-38 y el enfriador con agua E-15 A/B/C para finalmente mezclarse con la corriente de GOLV y mandarse a LB a almacenamiento.

La torre de vacio C-3-M cuenta con una extracción en la zona de sobrevaporización, esta extracción es enviada por la bomba de despunte P-32, la cual se envía a control de nivel hacia la succión de la bomba de residuo de vacío P-14 A/B/C y hacia la salida del residuo de vacío de la caja de enfriamiento E-61.

El producto del fondo de la torre de vacio, es enviado con la bomba de residuo de vacío P-14 A/B/C hacia los intercambiadores E-8 A-S/C-S y E-10 B-S/D-S, a la salida de estos intercambiadores el flujo se divide en tres corrientes, la primera regresa al fondo de la torre C-3-M, la segunda

corriente va a LB. (a planta Coquizadora) y una tercera corriente va a la caja enfriadora E-61. De la caja enfriadora a la salida del residuo de vacío se divide también en tres corrientes, la primera hacia LB. (a la planta Reductora de Viscosidad), la segunda hacia L.B. (a la Planta de Asfalto), Las salidas de Residuo a LB están para enviarse hacia uno u otro lado dependiendo de las necesidades.

2.5 Descripción General del Sistema de Desfogues de la Refinería “Ing. Héctor R. Lara Sosa”.

Ver Gráfico 14. Diagrama de Flujo de Proceso del Sistema de Desfogues de la Refinería “Ing. Héctor R. Lara Sosa”.

El Sistema de Desfogues es el sistema que previene de sobrepresionamiento a los recipientes y otros equipos de las plantas que integran la Refinería en caso de emergencia por falla de energía, falla de agua de enfriamiento y otros. En la Refinería de Cadereyta se cuenta con tres Quemadores Elevados de gases de desfogues.

B-001: Con una capacidad de 1, 200,000 kg/hr, instalado para las plantas que existían antes de la reconfiguración del año 2000.

B-002: Con capacidad de 365,000 kg/hr, 305,000 kg/hr para las unidades existentes antes de la reconfiguración del año 2,000 y 60,000 kg/hr para las unidades nuevas.

B-003: Con capacidad de quemar 900,000 kg/hr de gas y que fue construido para las plantas nuevas en el año 2000.

Estos Quemadores Elevados de gas tienen la función de disponer de manera segura los gases flamables que se descargan de las plantas, tiene la capacidad de disponer de los gases que son venteos incondensables en los procesos, fugas de válvulas de relevo y otras corrientes de gases que no pueden ser reciclados en los procesos, puede disponer también de los grandes flujos de gases de desfogues que se presentan en las plantas en casos de emergencias.

Gráfico 13. “Diagrama de Flujo de Proceso de la Seccion de Vacio de la Planta Combinada No. 2”.

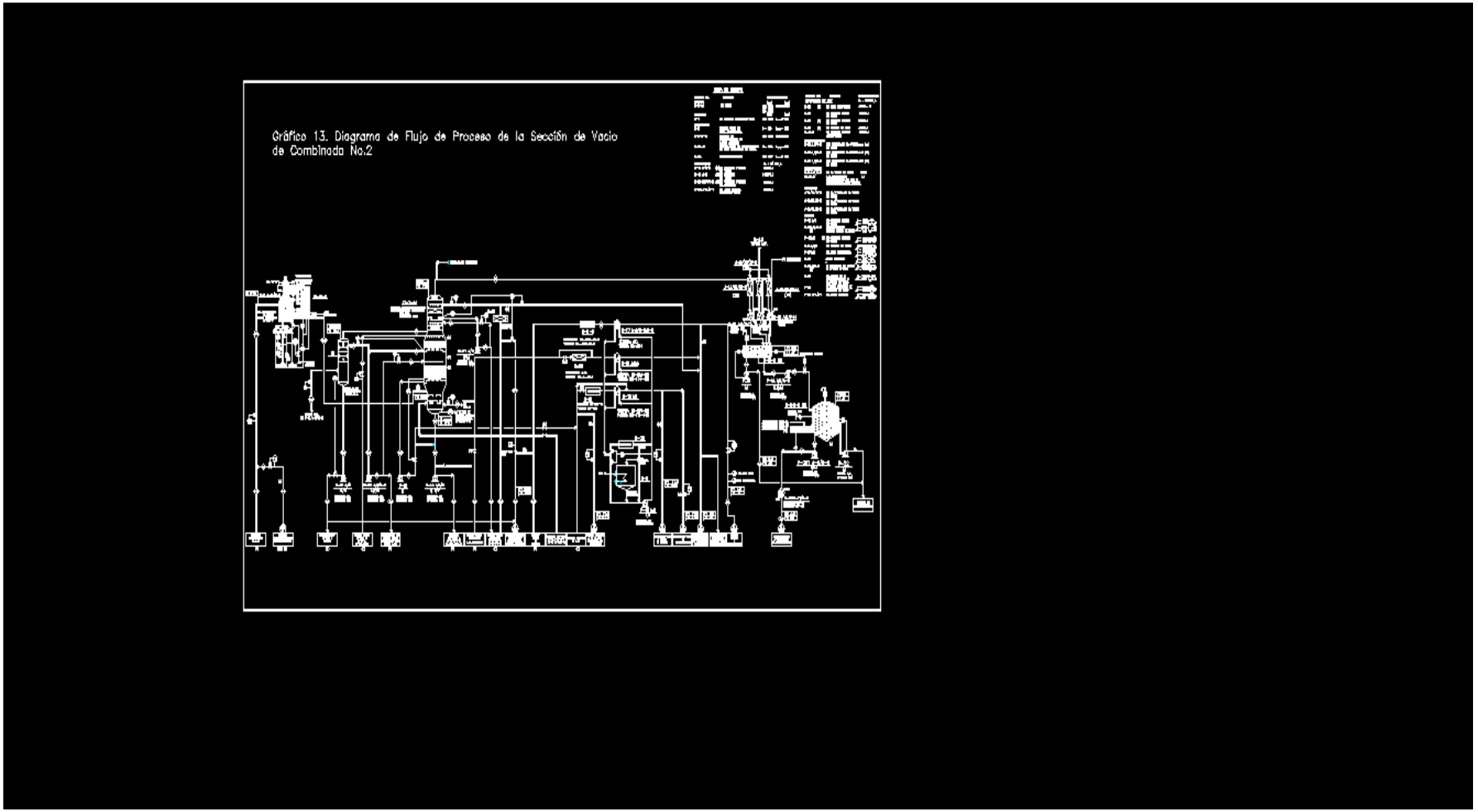
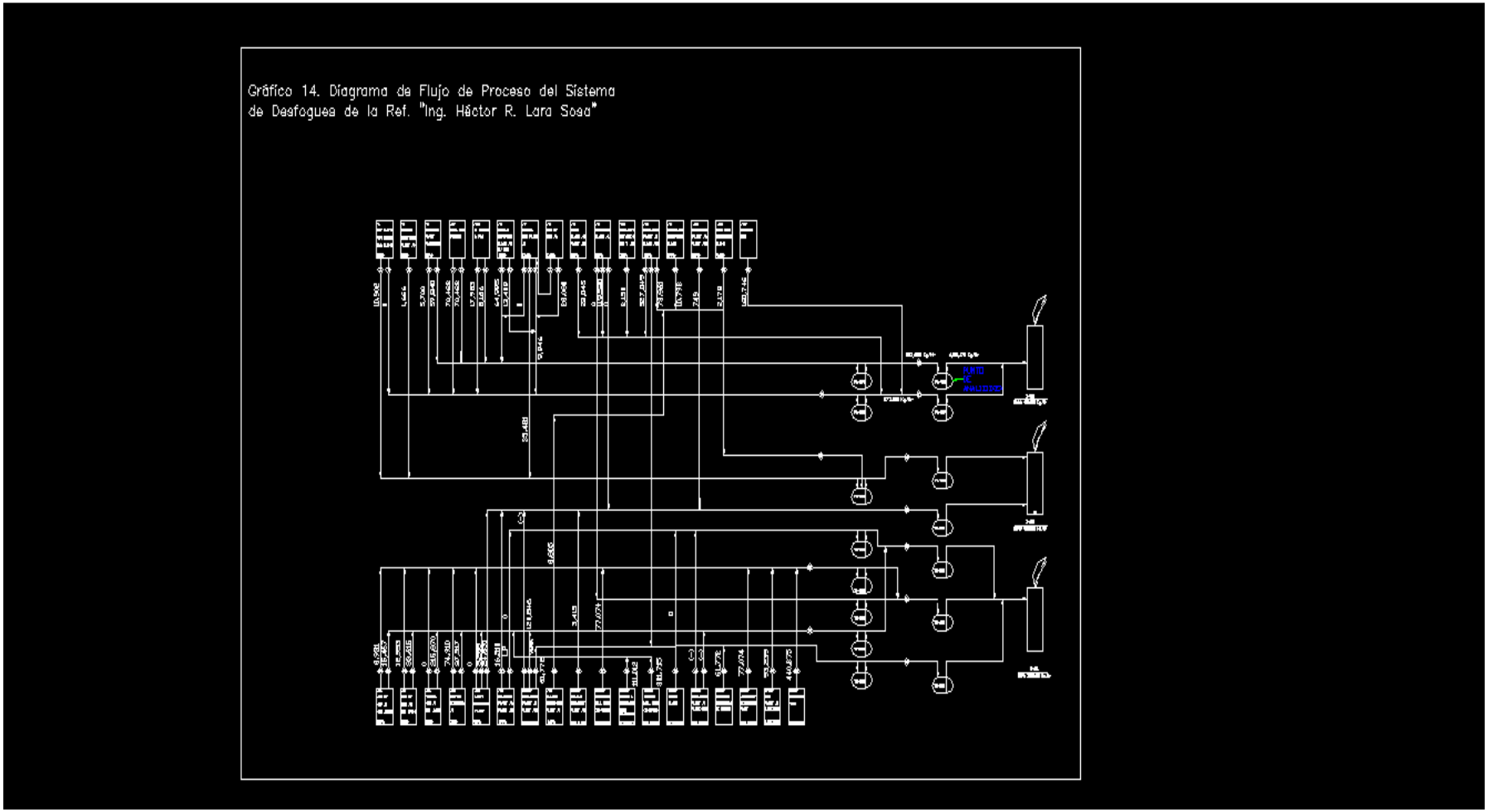


Gráfico 14. Diagrama de Flujo de Proceso del Sistema de Desfogues de la Refinería “Ing. Héctor R. Lara Sosa”.



III. Desarrollo del Estudio.

3.1 Selección de las Plantas a Estudiar.

Cuando se planteo la posibilidad de llevar al cabo este estudio en la Refinería de Cadereyta, originalmente pensé en hacerlo para todos los gases que se envían al Quemador Elevado B-001 sin embargo al conocer la capacidad de tal quemador y la cantidad de plantas que aportan a este me resulta imposible para el tiempo que dispongo para ello, por lo tanto he seleccionado las plantas primarias Combinada No.1 y Combinada No.2 , esto debido a que es conocido que su porcentaje de aporte de gases al desfogue es grande pero hasta antes de estudio no se han estimado de manera completa, además de que la metodología con que es efectuada las estimaciones aplican totalmente para las demás plantas que aportan al Quemador Elevado B-001 , así como a los otros que se encuentran en esta y otras Refinerías.

El Anexo 1. "Plot Plan de la Refinería Ing. Héctor R. Lara Sosa" nos muestra la ubicación de las plantas Combinada No.1 y No.2 así como la del Quemador Elevado B-001.

La Tabla 4 nos señala cuales son las plantas que aportan gases al desfogue del Quemador Elevado B-001.

Tabla 4. Plantas que aportan al Quemador Elevado B-001.

Cabezal de Alta Presión	Cabezal de Baja Presión	Cabezal de Vapor.
Combinada 1	U-400	FCC 1
Combinada 2	U-500-1	FCC 2
U-400	U-600-1	
U-500-1	U-700-1	
U-600-1	U-800-1	
U-700-1	Alquilación 1	
U-800-1	Área de Tanques	
Alquilación 1	FCC 2	
Merox		
Esferas		
Isómeros		
MTBE-1		

3.2 Recopilación de la Información.

El siguiente paso es identificar en los Diagramas de Flujo de Proceso (DFP's) y los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's) el censo de Válvulas de Seguridad así como el de Válvulas de Control que tienen salidas al Cabezal Interno de Desfogues.

En los siguientes anexos se encuentran censadas las válvulas antes mencionadas:

Anexo 2 "Diagrama de Tubería e Instrumentación de Desfogues de la Combinada No.1 (I)"

Anexo 3 "Diagrama de Tubería e Instrumentación de Desfogues de la Combinada No.1 (II)"

Anexo 4 "Diagrama de Tubería e Instrumentación de Desfogues de la Combinada No.2"

Las Válvulas de Seguridad (PSV) son dispositivos que están diseñados para aliviar la sobrepresión de un recipiente con la finalidad de disponer de manera segura los hidrocarburos que son expulsado hacia los cabezales internos de desfogues de las plantas, para posteriormente ser recuperado el hidrocarburo liquido en los tanques cachadores de hidrocarburo y enviados sus gases para su combustión en los respectivos Quemadores Elevados, estos dispositivos actúan cuando el sobrepresionamiento es surgido de un evento no deseado, tal como: fuego, falla de energía eléctrica, falla de agua enfriamiento, bloqueo accidental, entre otras.

Con el censo de PSV's de ambas plantas, lo siguiente es indagar en las plantas la historia de mantenimiento correctivo y preventivo de estas válvulas, esto con el objetivo de poder identificar cuales presentan mayores problemas, específicamente si hay válvulas que se han reportado con fugas en el sello que represente una aportación continua de gases hacia el desfogue en periodos prolongados de tiempo.

Ambas plantas no presentaron casos significativos de esta anomalía que pueda incluirse en la estimación del flujo de gas que se pretende recuperar.

Lo siguiente es estimar las aportaciones de gases al desfogue de las plantas provenientes de las Válvulas Controladoras de Presión (PV's).

El control de la presión en los procesos industriales da condiciones de operación seguras. Cualquier recipiente o tubería posee cierta presión máxima de operación y de seguridad variando este, de acuerdo con el

material y la construcción. Las presiones excesivas no solo pueden provocar la destrucción del equipo, sino también puede provocar la destrucción del equipo adyacente y ponen al personal en situaciones peligrosas, particularmente cuando están implícitas, fluidos inflamables o corrosivos. Para tales aplicaciones, las lecturas absolutas de gran precisión con frecuencia son tan importantes como lo es la seguridad extrema.

Por otro lado, la presión puede llegar a tener efectos directos o indirectos en el valor de las variables del proceso (como la composición de una mezcla en el proceso de destilación). En tales casos, su valor absoluto medio o controlado con precisión de gran importancia ya que afectaría la pureza de los productos poniéndolos fuera de especificación.

En nuestro de caso de estudio, las PV's que tienen aportación al desfogues pertenecen a los controles de presión de los domos de las Torres de Despunte, Atmosférica y Estabilizadoras de Naftas.

3.3 Estimaciones de la Planta Combinada No.1

El Gráfico 15 es un diagrama de bloques en donde se localizan las PV's de la planta Combinada No.1 con aportación de gases hacia el desfogue.

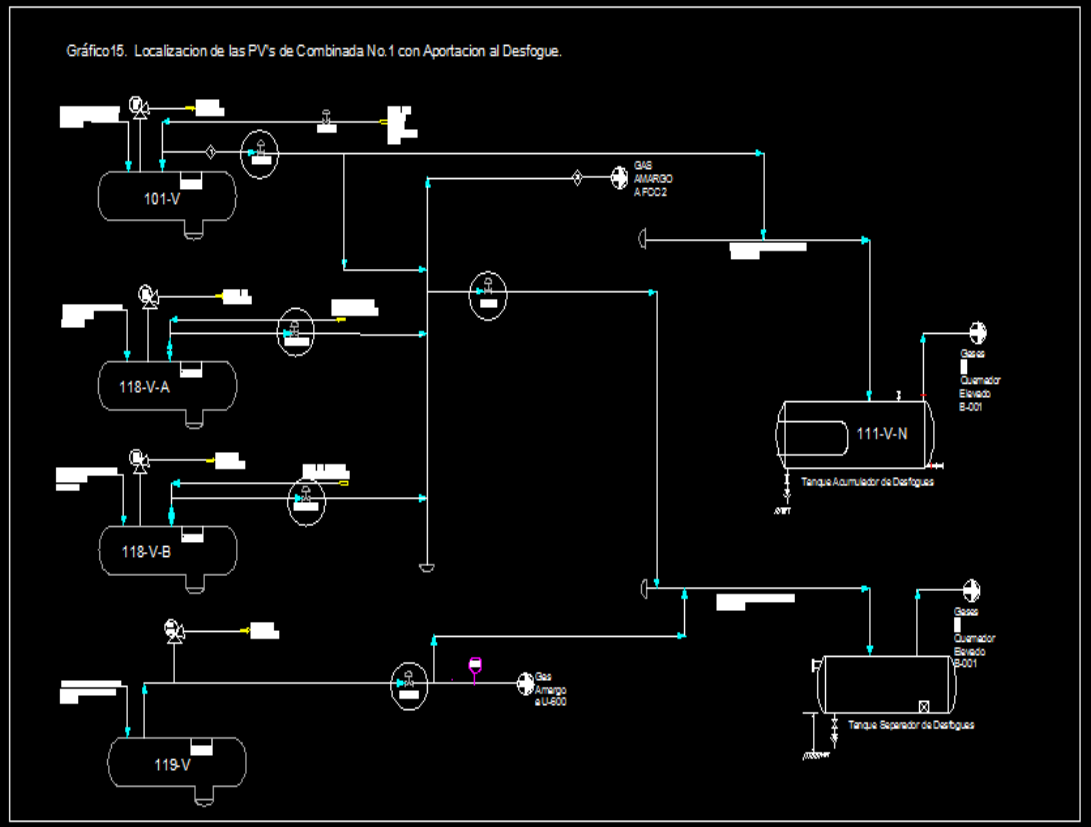
Las PV's circuladas en el Gráfico 15 son las que fueron identificadas como aportadoras de gases al desfogue, estas son:

- PV-2102A : Válvula de Control de Presión que está localizada en el tanque acumulador del domo Torre de Despunte 108-CO-A, el gas amargo de la 108-CO-A es enviado a la plantas FCC 2 así como tiene salida a través de la PV-804 al Cabezal Interno de Desfogues y posteriormente al quemador elevado B-001.

- PV-2104A: Válvula de Control de Presión que está localizada del tanque acumulador del domo Torre de Despunte 108-CO-B, al igual que la PV-2102A, el gas amargo de la 108-CO-B es enviados a la plantas FCC 2 así como tiene salida a través de la PV-804 al Cabezal Interno de Desfogues y posteriormente al Quemador Elevado B-001.

- PV-804: Válvula que recibe los gases amargos que no han sido recibidos por las plantas FCC 2 provenientes de la sección de despunte y a su vez los descarga a control de presión al Cabezal Interno de Desfogues de la Planta para luego ser dispuestos en el Quemador Elevado B-001.

Gráfico15. Localizacion de las PV's de Combinada No.1 con Aportacion al Desfogue.



- PV2-841: Válvula localizada en el acumulador del domo de la Torre Atmosférica 101-CO-M, que recibe la nafta (gasolina atmosférica) y los vapores de hidrocarburo ligeros enviándolos a control de presión a la planta FFC-2 pero también tiene salida al Cabezal Interno de Desfogues y posteriormente al Quemador Elevado B-001.

- PV-2207: El Gas amargo y el LPG que fueron separados de la Nafta (gasolina) para estabilizarla en la torre 109-CO-M son enviados a control de presión a través de esta válvula para su tratamiento en la plantas FCC ó U-600, lo que no se pueda procesar es enviado al Cabezal Interno de Desfogues y dispuestos al Quemador Elevado B-001.

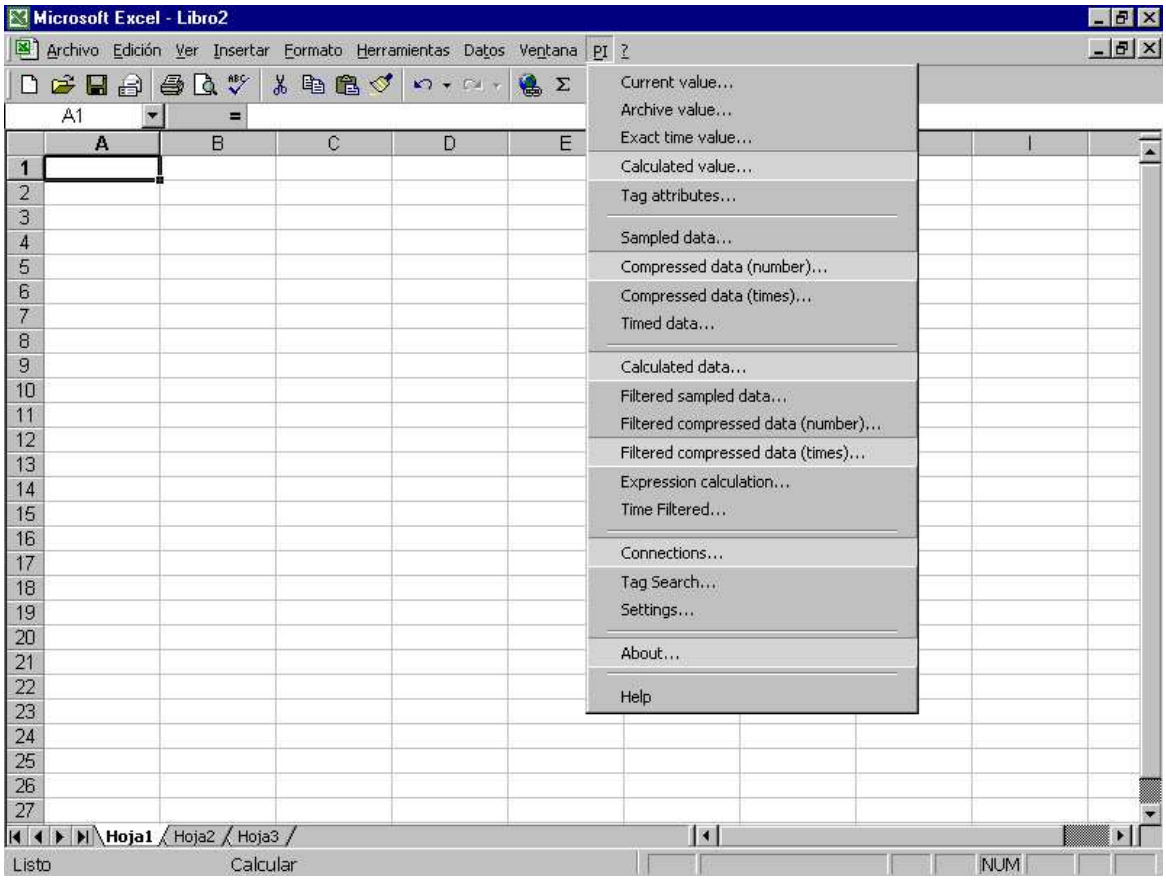
Para el estudio se descartan las Válvulas PV-2102A y PV-2102B. Lo anterior por que la estimación de gases a desfogues se hará de manera directa a través de la PV-804.

El Objetivo es estimar los gases que aportan las válvulas ya mencionadas y esto se hará calculando los flujos a través de estas, lo que se requiere para ello son los datos de diseño de la válvula, tales como diámetro, Coeficiente de Flujo (CV), y tipo de válvula entre otros que veremos más adelante.

La estimación de flujo se hace de manera estadística por lo que es fundamental obtener los registros históricos de apertura de las válvulas de forma diaria por un periodo de por lo menos 3 años, el tiempo es establecido de acuerdo a la experiencia de investigaciones similares.

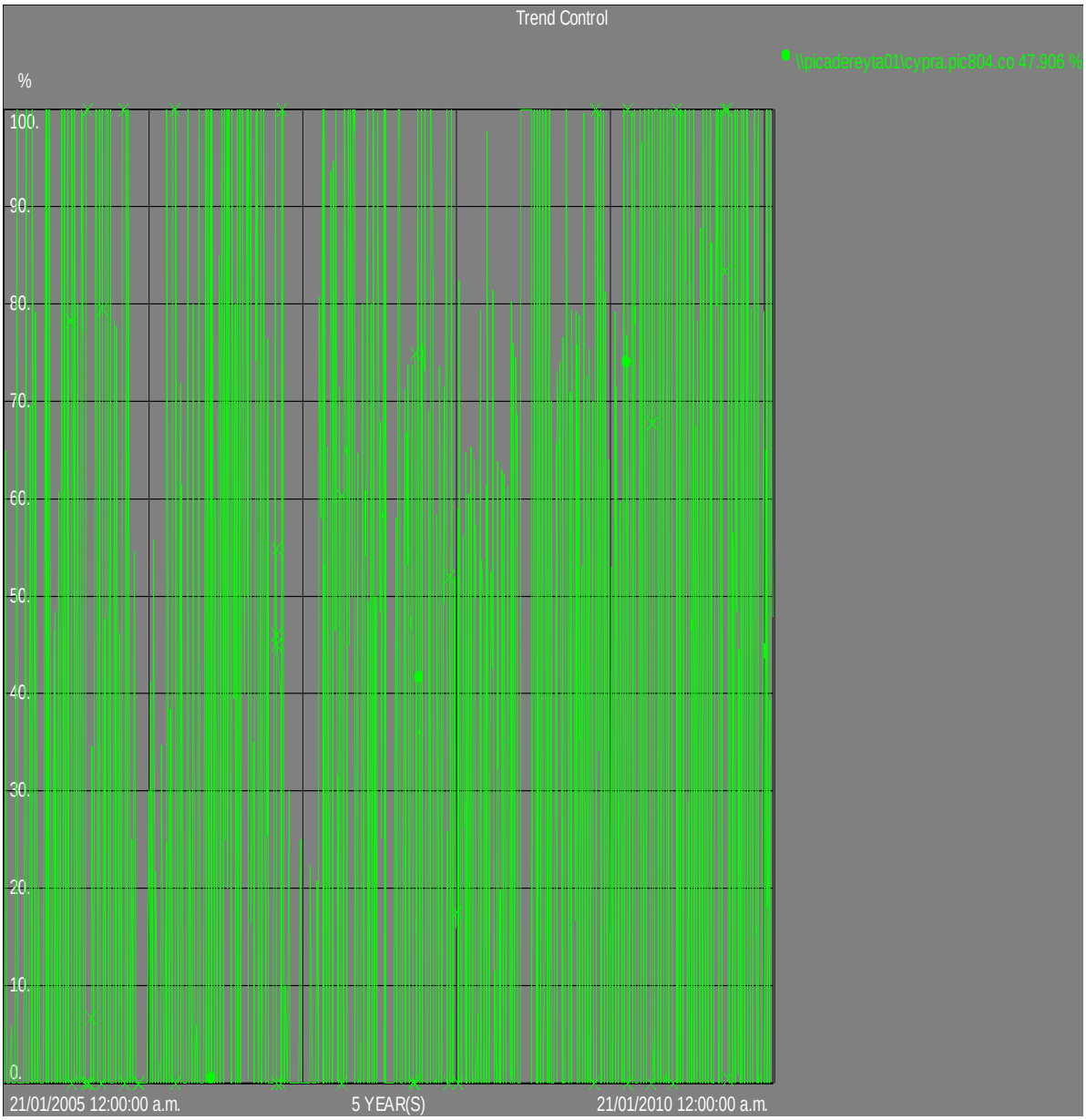
Para obtener los registros de apertura de las válvulas, utilizaremos PI-DataLink, que es un software de ambiente Windows, programa en el cual podemos obtener la información desde una base de datos de las variables de proceso de las plantas en tiempo real, publicar reportes en diferentes formatos con actualización instantánea, realización de múltiples consulta de los datos de proceso y crear avanzadas aplicaciones directamente en Microsoft Excel. Ver Gráfico 16.

Gráfico 16. Herramienta PI DataLink Utilizada en PEMEX Refinación.



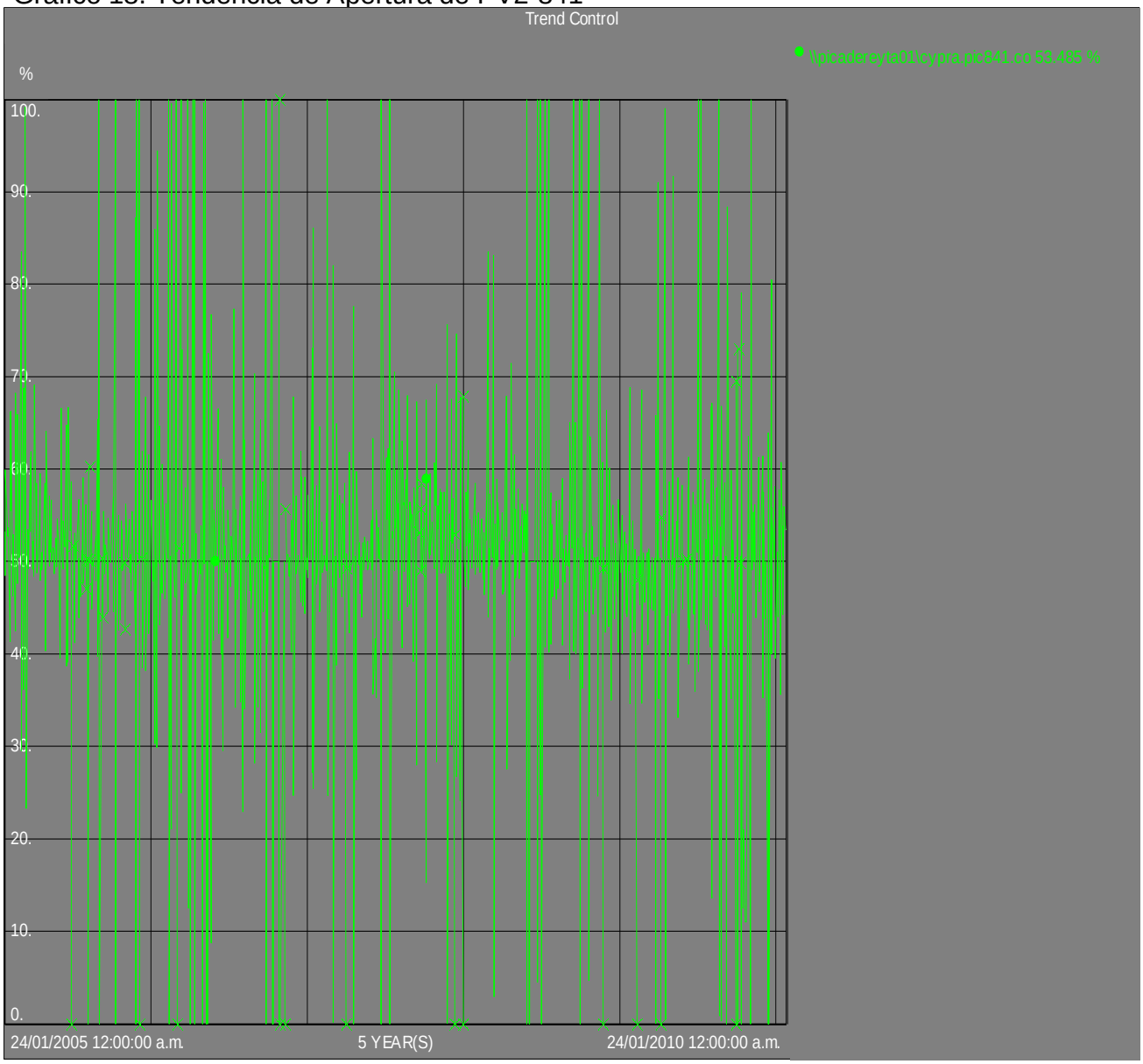
El Gráfico 17 nos indica la tendencia del porcentaje de apertura de la válvula PV-804 del periodo del 21 de Enero de 2005 al 20 de Enero de 2010 Obtenidas mediante el PI DataLink.

Gráfico 17. Tendencia de Apertura PV-804.



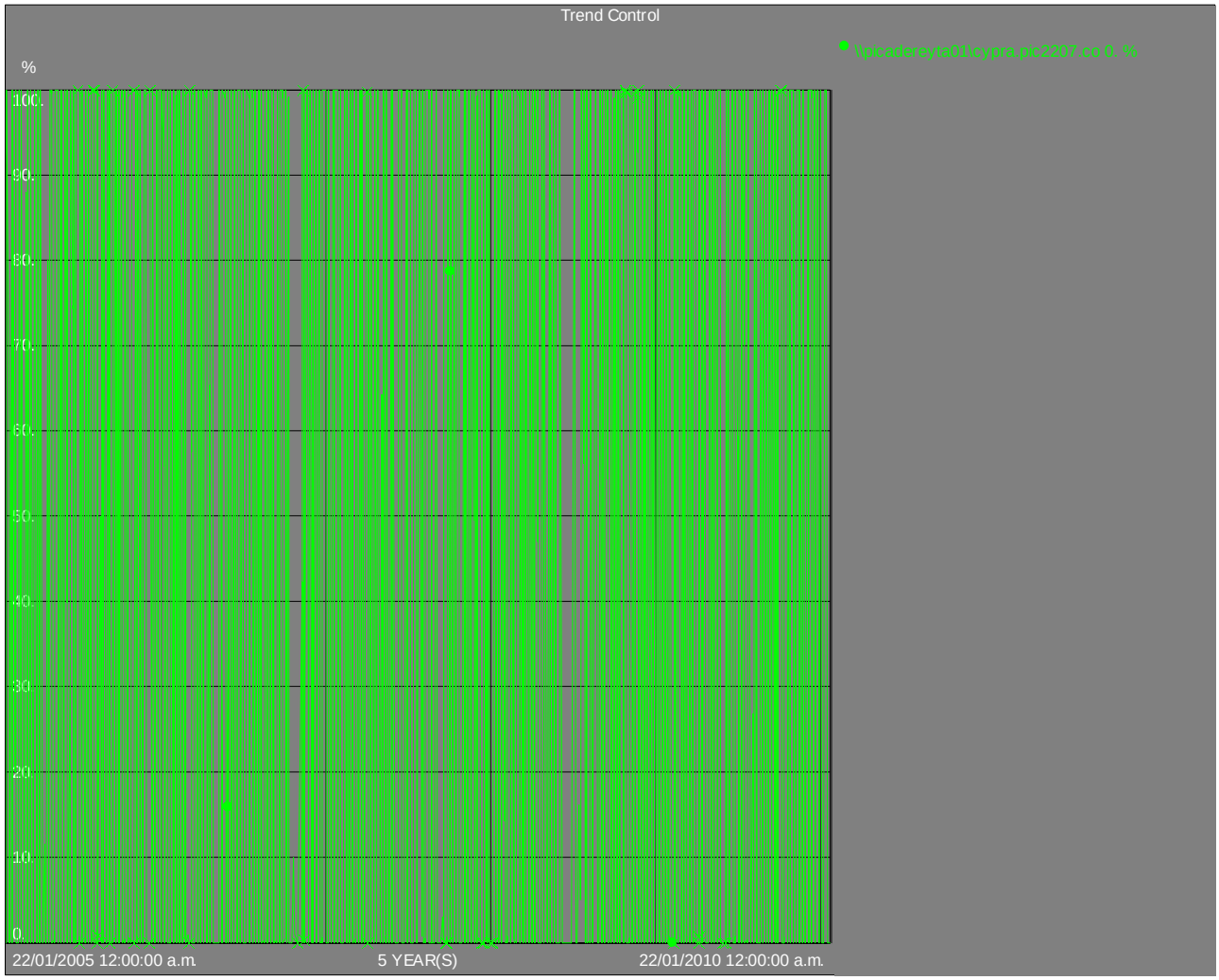
El Gráfico 18 nos indica la tendencia del porcentaje de apertura de la válvula PV2-841 del periodo del 24 de Enero de 2005 al 23 de Enero de 2010 Obtenidas mediante el PI DataLink.

Gráfico 18. Tendencia de Apertura de PV2-841



El Gráfico 19 nos indica la tendencia del porcentaje de apertura de la válvula PV-2207 del periodo del 22 de Enero de 2005 a 21 de Enero de 2010 Obtenidas mediante el PI DataLink.

Gráfico 19. Tendencia de Apertura de la PV-2207



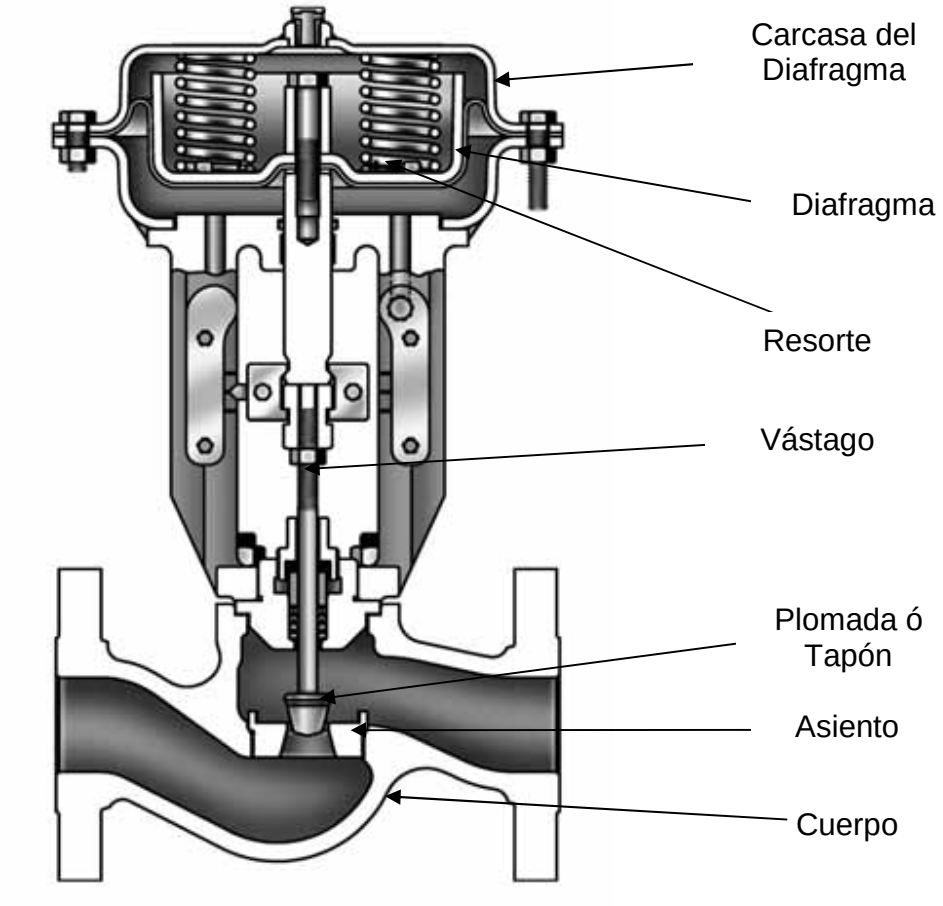
Descripción de una Válvula de Control.

El Gráfico 20 muestra un esquema simplificado de una válvula de control neumática donde se aprecia que es un mecanismo formado, esencialmente, de un bloque de masa W, un resorte de constante de elasticidad de Hooke, K en lbf/pie, y un mecanismo de amortiguación

viscoso desarrollado entre la masa que se mueve y el fluido que atraviesa la válvula.
Esquemáticamente, una válvula de control se describe como un mecanismo compuesto de dos partes denominadas, el actuador y el cuerpo de la válvula. El actuador es la parte superior o carcasa que encierra al diafragma y el resorte adjunto, con el diafragma conectado al vástago. El cuerpo de la válvula o asiento es el bloque a través del cual se mueve el líquido desde la entrada hasta la salida con un flujo que depende del tamaño de la abertura permitido por el vástago y su plomada.

Cuando se produce un cambio en la presión sobre el área diafragmática, el vástago se desliza junto con la plomada ensamblada en su extremo y se efectúa un cambio en el tamaño de la abertura a través de la cual se permite el paso de un fluido desde la entrada hasta la salida de la válvula. Es decir, la magnitud del flujo del fluido a través de la válvula depende de la fracción de la abertura total disponible.

Gráfico 20. “Esquema de una Válvula de Control Automático”.



Capacidad de una Válvula de Control.

El tamaño de una válvula de control se especifica por la capacidad del flujo de fluido que permite a través de la abertura del asiento en el cuerpo de la válvula .Como quiera que una válvula de control es, simplemente, un orificio con área de flujo variable, los principios básicos que regulan el flujo a través de un orificio facilitan las fórmulas para calcular el flujo de fluido a través de una válvula de control. Estas ecuaciones han sido deducidas según que el fluido se encuentre en fase líquida o vapor y se conocen procedimientos para el cálculo del flujo cuando se tiene una mezcla bifásica de líquido y vapor.

La capacidad de la válvula es representada por un coeficiente:

$$Cd = \frac{Cv}{d^2}$$

Donde:

- *d*, es el diámetro de la válvula.
- *Cv*, es el coeficiente del orificio de la válvula.

La formulas utilizadas para calcular el flujo son las siguientes:

$Q = Cv\sqrt{\frac{P1-P2}{\rho w}}$, Gal/min de Líquido. Ecuación 1.

$Q = 22.7Cv\sqrt{\frac{(P1-P2)P2}{\rho a.T}}$, SCFM de gas cuando P2/P1>0.5. Ecuación 2.

$Q = \frac{11.3CvP1}{\sqrt{\rho a.T}}$, SCFM de gas cuando P2/P1<0.5. Ecuación 3.

Donde:

- P, es la Presión psi.
- ρw , es la Gravedad Especifica relativa al Agua.
- ρa, es la Gravedad Especifica relativa al Aire.
- Cv, Es el Coeficiente de la Válvula.
- T, es la Temperatura del fluido en grados Rankin.

Coeficiente de la Válvula, Cv.

Para regular un flujo, la capacidad de una válvula de control varía desde cero, cuando la abertura está cerrada, a un máximo cuando está completamente abierta, es decir, cuando la fracción de abertura de la válvula es 1% ó 100 %. La capacidad de flujo de una válvula de control se determina por su "*Factor de Capacidad o Coeficiente de la Válvula, Cv*, que es una constante específica de una válvula que depende de sus características, principalmente, tipo y tamaño.

Por definición, el coeficiente de una válvula es el flujo en U.S. galones por minuto (GPM) de agua que fluyen a través de la válvula con una caída de presión de 1 psi. Por ejemplo, una válvula con coeficiente de 30, permite el flujo de 30 gpm de agua con una caída de presión de 1 psi.

Tipo de Válvulas de Control por su Característica de Flujo.

El coeficiente de una válvula de control depende de la abertura ó posición, "x", de la válvula.

Varía desde cero cuando la válvula está cerrada a un valor máximo, Cvmax, cuando la válvula está completamente abierta, es decir, cuando la fracción que indica la posición de la válvula es uno.

Esta variación en el Cv es lo que le permite a la válvula regular, continuamente, el flujo.

La función matemática que relaciona el coeficiente de la válvula con la posición de ella se conoce como la *Curva Característica de la Válvula*.

Los fabricantes de válvulas pueden darle la forma a la Curva característica de una válvula mediante el arreglo de la forma como cambia el área del orificio de la válvula con la posición de la válvula.

Los tres tipos de válvulas más comúnmente utilizadas son las denominadas de:

- Abertura Rápida.
- Lineal
- Igual Porcentaje

Válvula de Tipo Apertura Rápida.

La válvula de abertura rápida no es útil para la regulación de flujos porque la mayor parte de la variación del coeficiente de la válvula se realiza en el tercio inferior del desplazamiento de la válvula.

Se desarrolla muy poca variación en el coeficiente de la válvula en un tramo considerable de su recorrido.

Las válvulas de abertura rápida son apropiadas para válvulas de alivio y para sistemas de control de dos posiciones.

Las válvulas de alivio deben permitir un flujo muy grande, tan rápido como sea posible para prevenir sobre presiones en recipientes de procesos y otros equipos.

Los sistemas de control de dos posiciones trabajan abiertas o cerradas funcionan para facilitar flujo completo o impedir totalmente el flujo.

Válvula de Tipo Lineal.

Una válvula es de tipo lineal si la relación entre el factor de capacidad y la posición o abertura es lineal. Por lo tanto, la función para una válvula de características lineales es:

$$Cv=Cv_{max}*X$$

La válvula de característica lineal produce un coeficiente proporcional a la posición de la válvula.

A una abertura, por ejemplo, del 50 % el flujo a través de la válvula es el 50 % de su flujo máximo.

Las válvulas de características lineales se utilizan en procesos lineales y en casos en los cuales la caída de presión a través de la válvula no cambia con la variación en el flujo.

Válvula de Tipo Igual Porcentaje.

Una válvula de igual porcentaje tiene la propiedad de que iguales incrementos en la abertura de la válvula producen iguales aumentos relativos o en porcentajes en el coeficiente de la válvula.

Es decir, cuando la abertura de la válvula aumenta, por ejemplo, en 1 % desde el 20 % hasta el 21 %, el flujo aumenta en la misma fracción que cuando la válvula aumenta su abertura en 1 % desde 60 % hasta 61 %, pero el flujo tiene un mayor valor a una abertura del 60 % con respecto al flujo a una abertura del 20 %.

La característica descrita anteriormente se establece mediante una relación entre el factor de capacidad y la abertura de la válvula con la siguiente expresión

$$Cv(x) = Cv_{max} * \alpha^{x-1}$$

Donde α, es el parámetro denominado *"Rangeability"* al que puede asignársele valores de 25, 50 o 100, siendo 50 el más común.
La característica de Tipo Igual Porcentaje no se ajusta a la ecuación apenas descrita arriba en la región inferior próxima a la posición cerrada, porque la función exponencial no puede predecir un flujo de cero para una posición cero en la válvula.

En efecto, predice un coeficiente Cv_{max} / α a una posición cerrada de la válvula, es decir, para x = 0. Por lo anterior, la curva característica actual se desvía de la función exponencial en el 5 % del tramo inferior.

Para alcanzar un control con un desempeño uniforme, el lazo de control debe tener una ganancia constante. Una válvula de tipo lineal es la única que puede aparecer con solo una ganancia constante.

La selección del tipo de válvula correcto para un proceso requiere de un análisis detallado de las características o personalidad del proceso. Sin embargo, varias reglas de dedo gordo basadas en la experiencia, ayudan a tomar tal decisión.

En resumen, se puede decir que las válvulas lineales se utilizan en procesos lineales cuando la caída de presión a través de ellas no cambia con el flujo.

Las válvulas de igual porcentaje se utilizan, generalmente, cuando la caída de presión a través de la válvula varía con el flujo y con procesos en los cuales la ganancia disminuye cuando el flujo a través de la válvula aumenta.

"Rangeability"

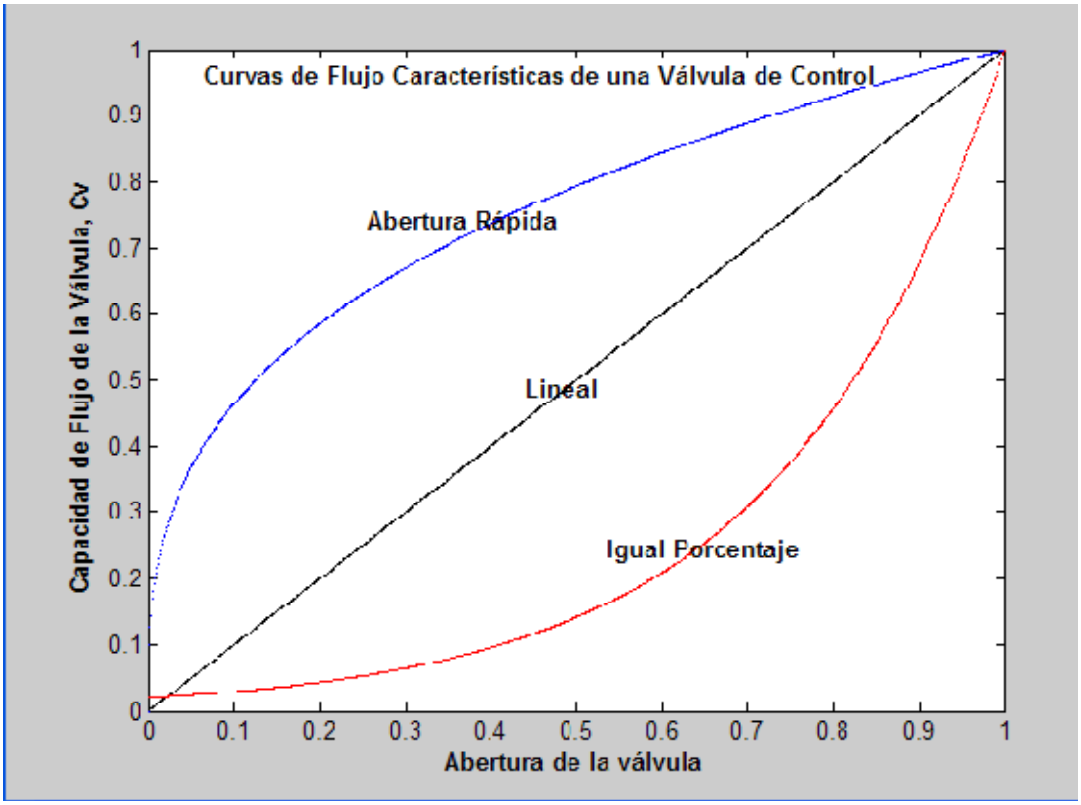
La "Rangeability" es una especificación estrechamente asociada con el tipo de válvula y se define como la relación entre el flujo máximo controlable y el flujo mínimo controlable.

Es, por lo tanto, una medida de la amplitud de los flujos de operación que la válvula puede controlar. Debido a que el flujo debe estar siempre dentro de los límites de control, estos flujos no pueden determinarse cuando la válvula se encuentra en los extremos de su recorrido. Una forma, muy común, para definir el flujo máximo y mínimo es en las posiciones del 95 % y 5 % abiertas, es decir que:

Rangeability= Flujo a 95% Abierta/Flujo a 5% Abierta.

Otra definición utiliza las posiciones del 90% y 10% abiertas. Si la caída de presión a través de la válvula es independiente del flujo, el flujo a través de la válvula es proporcional a su coeficiente Cv. Entonces, se puede calcular la Rangeability de la válvula, de acuerdo al tipo de válvula en cuanto a sus características de flujo

El Gráfico 21 nos muestra los tres tipos de curvas de las válvulas mencionadas.



Continuando con nuestras estimaciones, para calcular el flujo de la Válvula PV-804 a partir de las características de esta, podemos hacerlo utilizando la ecuación adecuada, dichas características son las siguientes:

- Marca: FISHER
- Tipo: ED
- Serie: MX44185
- Diámetro: 6”
- Rango: 300 #
- Cv: 224
- Flujo Linear.

Ecuación a Utilizar:

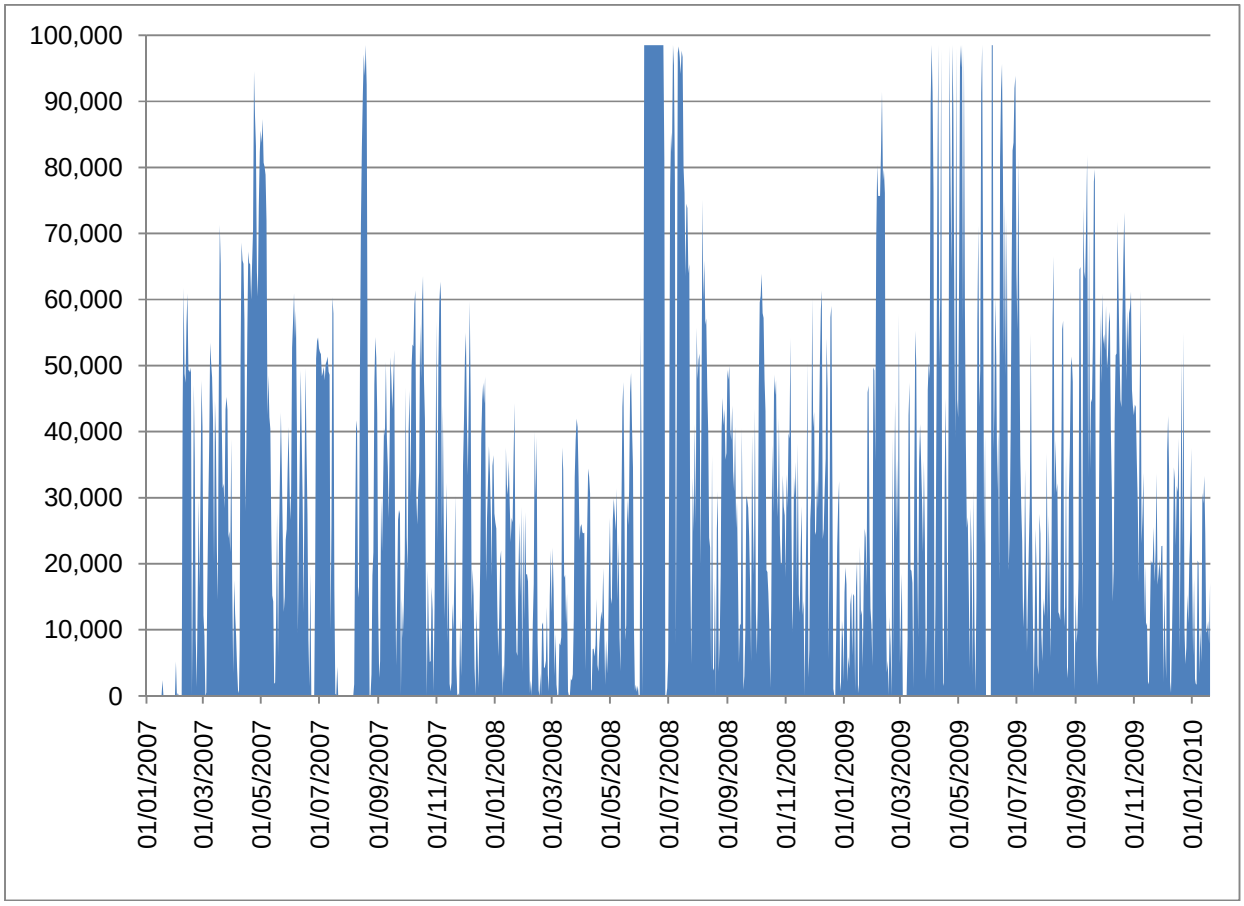
$$Q = 22.7Cv\sqrt{\frac{(P1 - P2)P2}{\rho a.T}}$$

Datos del Proceso:

P1: 31.6 psia
P2: 26 psia
T: 48 ℃
ρa: 1.12

El Gráfico 22. “Estimaciones de la PV-804” nos muestra cual es la tendencia del flujo de gases a desfogue calculado a partir de los datos de apertura de la válvula en el periodo de Enero de 2007 a Enero de 2010. Los Flujos serán reportados en metros cúbicos estándar por día. (SCMD por sus siglas en inglés).

Gráfico 22. “Estimaciones de la PV-804”



Lo siguiente es efectuar el mismo procedimiento para la válvula PV2-841, esta válvula pertenece al PIC (Indicador Controlador de Presión) del domo de la Torre Atmosférica 101-CO-M , los vapores de nafta ligera que salen por el domo son parcialmente condensados y llegan al Acumulador de la Torre Atmosférica 101-V en donde el gas de esta corriente es enviado a la planta FCC-2 o hacia el cabezal de desfogues para mantener la presión en los parámetros establecidos evitando riesgos por sobrepresionamiento, también a este PIC le pertenece la Válvula PV1-841 que su función es permitir la entrada de gas combustible al 101-V en caso de que requiera presión para su operación eficiente.

Como nos interesa la apertura de la PV2-841, entonces utilizaremos las tendencias del PIC-841 cuya premisa es que a una lectura del 50% de este, ambas válvulas se encuentran cerradas.

Por la tanto para un incremento mayor del 50% en la lectura del PIC-841 significara que la PV2-841 de salida hacia el desfogue o FCC2 comenzara a abrir, por ejemplo una lectura de apertura del 60% indica que la PV2-841 se encuentra abierta en un 20%, con 70% de lectura del PIC la PV2-841 en realidad está abierta un 40%.

Los Datos de la PV2-841 son los siguientes:

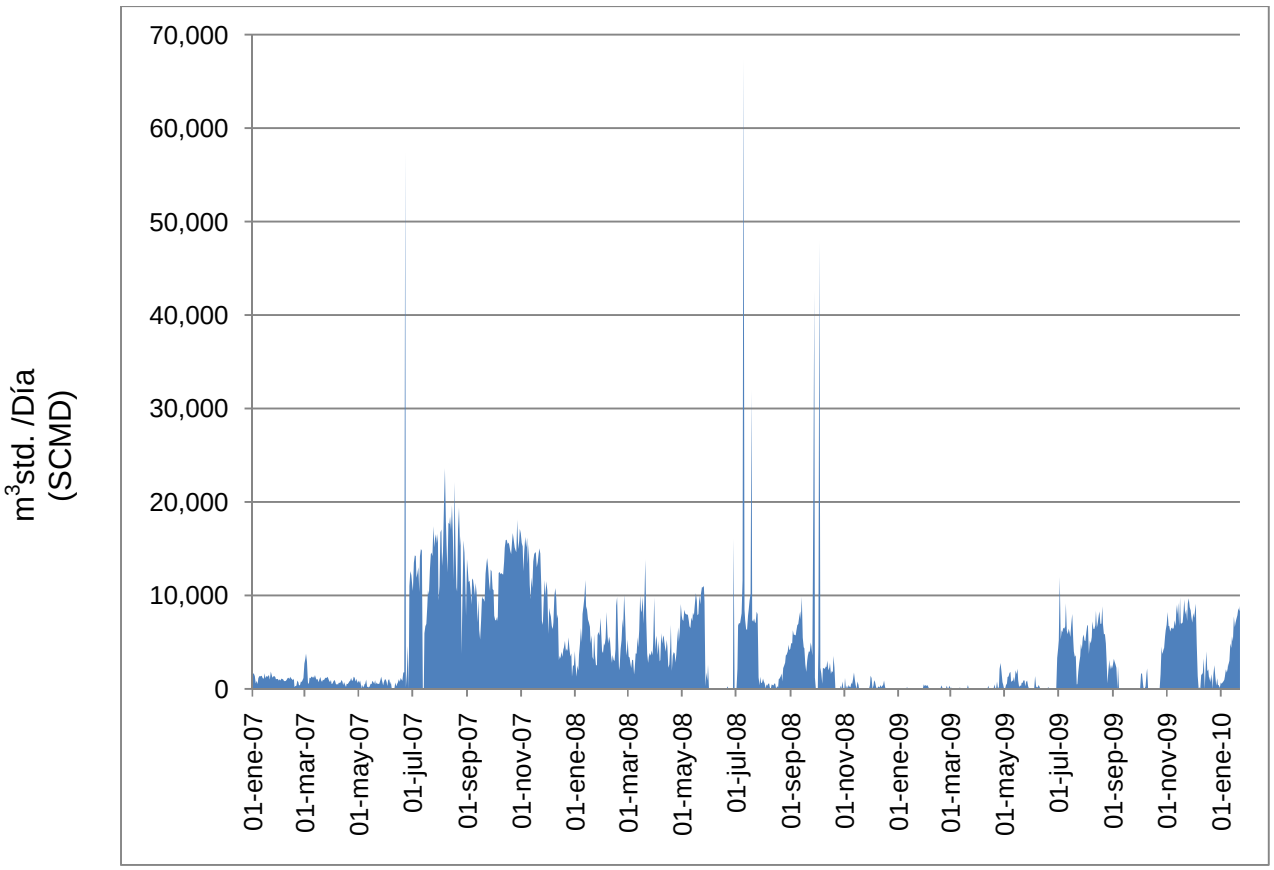
Marca: FISHER
Tipo: ED
Diámetro: 6”
Rango: 300#
CV: 433
Flujo Linear.

Datos del Proceso:

P1: 20.94 psia
P2: 17.96 psia
T: 38 ℃
ρa: 0.6824

El Gráfico 23. “Estimaciones de la PV2-841” nos muestra cual es la tendencia del flujo de gases a desfogue calculado a partir de los datos de apertura de la válvula en el periodo de Enero de 2007 a Enero de 2010.

Gráfico 23. “Estimaciones de la PV2-841”



La PV-2207 que pertenece al control de presión del domo de la torre estabilizadora de naftas 109-CO-M, La nafta ligera obtenida en las torres de despuntes son enviadas junto con los de la Torre Atmosférica a la 109-CO-M, para ser estabilizada, los hidrocarburos ligeros (Vapores y gas LPG) que salen por el domo son condensados y enviados al acumulador 119-V. Los gases que no son condensados salen por el domo de este acumulador y son enviados a planta FCC 2 y/o a desfogues a control de presión.

Los Datos de la PV-2207 son los siguientes:

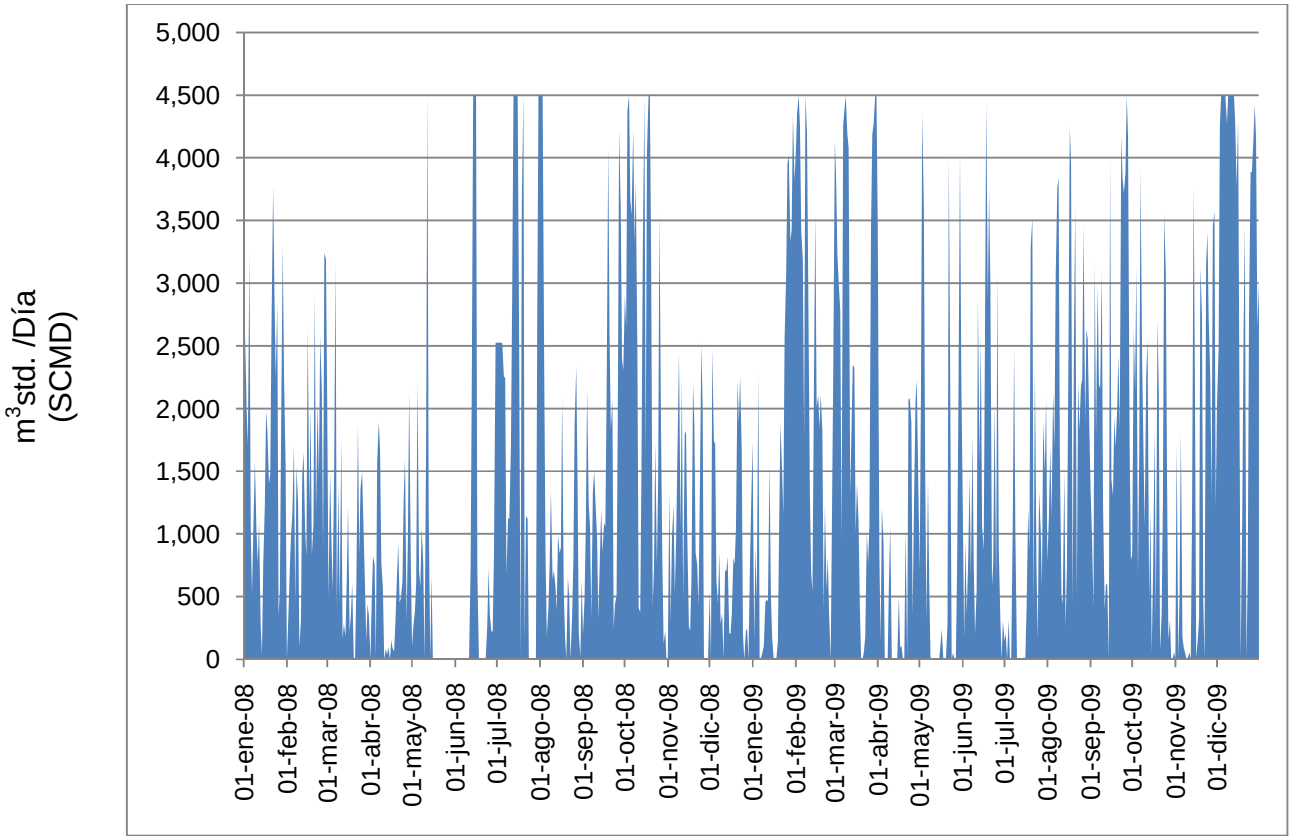
Marca: ARCA
Diámetro: 1”
Rango: 150#
CV: 2.583
Flujo Linear.

Datos del Proceso:

P1: 198.6 psia
P2: 184.6psia
T: 36 ℃
ρa: 1.27

El Gráfico 24. “Estimaciones de la PV-2207” nos muestra cual es la tendencia del flujo de gases a desfogue calculado a partir de los datos de apertura de la válvula en el periodo de Enero de 2008 a Enero de 2010.

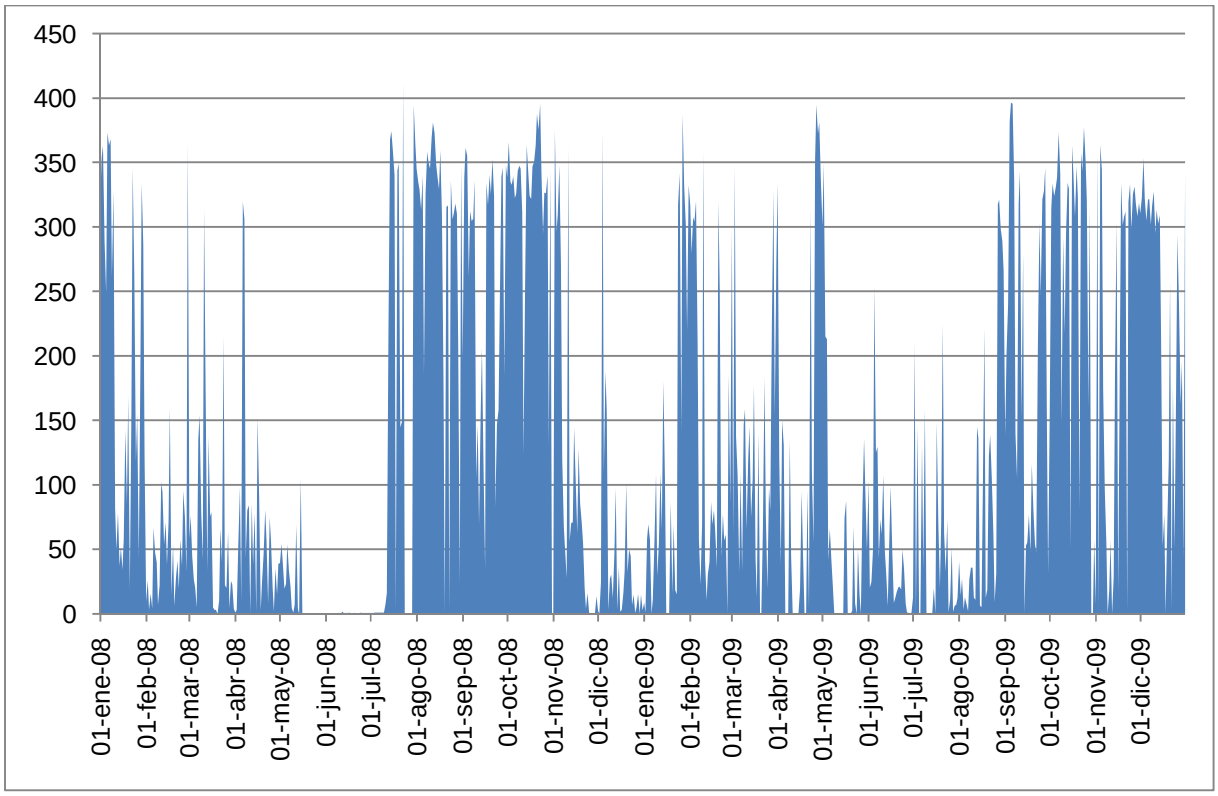
Gráfico 24. “Estimaciones de la PV-2207”



A diferencia de las otras dos PV’s, para la PV-2207 es necesario hacer un balance entre la cantidad de gas que se envía a través del FT-2231 hacia la planta U-600 para obtener el flujo que se envía al cabezal de desfogues, la diferencia entre el flujo estimado a través de la PV-2207 menos el reportado en el FT-2231 es el resultado.

El Gráfico 25. “Gas a Desfogue de PV-2207” nos muestra cual es la tendencia del flujo de gases a desfogue calculado a partir de los datos de apertura de la válvula en el periodo de Enero de 2008 a Enero de 2010.

Gráfico 25. “Gas a Desfogue de PV-2207”



Se han estimado las aportaciones diarias al desfogue de cada una de las válvulas antes mencionadas por un periodo de 3 años para la PV-804 y PV2-841 y de 2 años para la PV-2207, ahora es necesario estimar cual es el flujo total de gases al desfogue que aporta la planta Combinada No. 1, dicha cantidad deberá ser la más apropiada para poder tener un parámetro de diseño con el cual podemos hacer una propuesta adecuada para evitar enviar Gases de Efecto Invernadero a la atmósfera que es el objetivo principal de este estudio.

Para lo anterior utilizaremos Métodos Estadísticos.

La Estadística es el estudio de los fenómenos aleatorios, en este sentido la ciencia de la estadística tiene, virtualmente un alcance ilimitado de aplicaciones en un espectro tan amplio de disciplinas que van desde la ciencia y la ingeniería hasta las leyes y la medicina, el aspecto más importante de la estadística es la obtención de conclusiones basadas en los datos experimentales, este proceso se conoce como “inferencia

estadística", si una conclusión dada pertenece a un indicador económico importante o a una posible concentración peligrosa de cierto contaminante de algún gas en la atmósfera, es muy común que la conclusión este basada en la inferencia estadística.

Para comprender la naturaleza de la inferencia estadística, es necesario entender las nociones de "población" y "muestra".

La Población es la colección de toda la posible información que caracteriza un fenómeno, es cualquier colección ya sea de un número finito de mediciones o una colección grande, virtualmente infinita, de datos de acerca de algo de interés.

La Muestra es un subconjunto "representativo" seleccionado de una población.

La palabra Representativo es la clave de esta idea, una buena muestra es aquella que refleja las características esenciales de la población de la cual se obtuvo.

En Estadística la inferencia es inductiva porque se proyecta de lo especifico (muestra) hacia lo general (población).

En un procedimiento de esta naturaleza siempre existe la posibilidad de error, nunca podrá tenerse 100% de seguridad sobre una proposición que se base en la inferencia estadística, sin embargo, lo que hace que la estadística sea una ciencia (separándola del arte de adivinar la fortuna) es que, unida a cualquier proposición, existe una medida de la confiabilidad de ésta.

En estadística la confiabilidad se mide en términos de probabilidad, en otras palabras, por cada inferencia estadística se identifica la probabilidad de que la inferencia sea correcta.

Los problemas estadísticos se caracterizan por los siguientes cuatro elementos:

- La Población de interés y el procedimiento científico que se empleo para muestrear la población.
- La Muestra y el análisis matemático de su información.
- Las Inferencias estadísticas que resultan del análisis de la muestra.
- La Probabilidad de que las inferencias sean correctas.

En este estudio, la Población es la cantidad de flujo diaria que se envían al quemador elevado B-001 proveniente de la planta Combinada No.1.

La Muestra es tomada de los flujos de gases que aportan las válvulas PV-804, PV2-841 de forma diaria en un periodo de 3 años, y de la PV-2207 de un periodo de 2 años, lo anterior debido a que esta muestra representa de manera más confiable, las características de los desfogues aportados por la Planta Combinada No.1 en los siguientes próximos años en cuanto a composición química de los gases, tipo de crudo que alimentan a la planta y configuración actual de la refinería.

El Objetivo es encontrar el flujo de más "Frecuencia de Repetición" que tenga cada una de las válvulas involucradas durante el periodo de tiempo de nuestra muestra. A cada uno de los datos de flujo les llamaremos "Observaciones".
Para ello es necesario agrupar nuestras observaciones en un número relativamente pequeño de "Clases" que no se superpongan entre sí, de tal manera que no exista ambigüedad con respecto a la clase a la que pertenece una observación en particular.

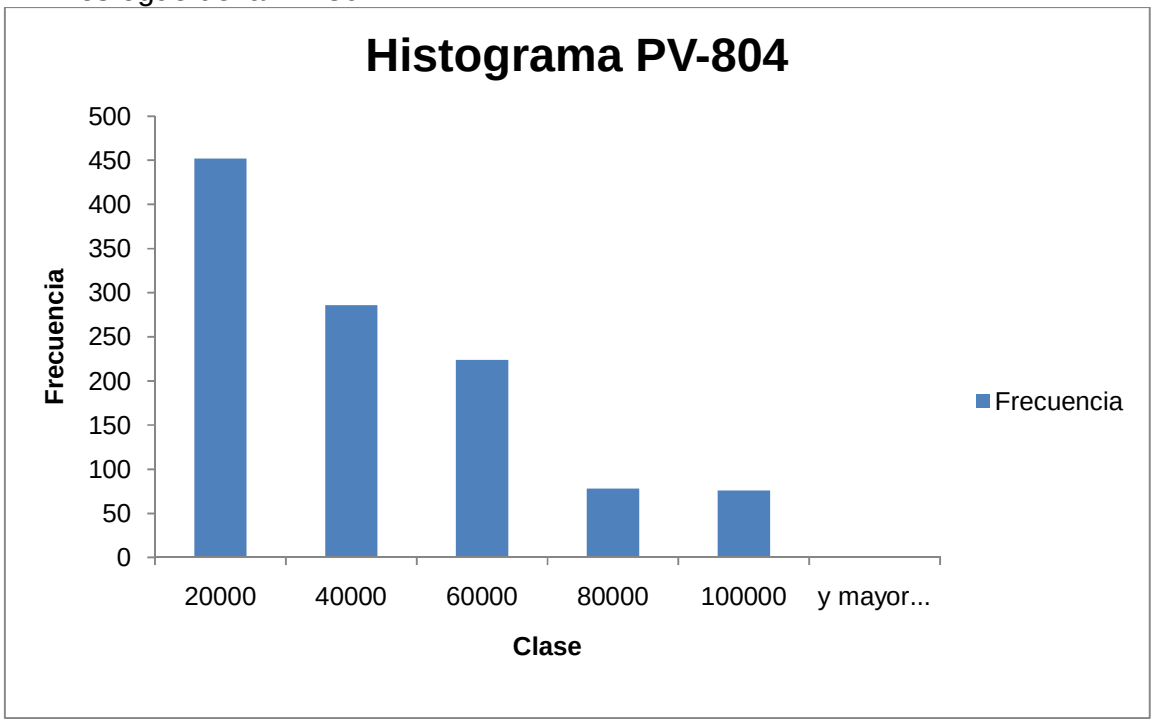
Al graficarse las frecuencias de las clases contra sus respectivos intervalos en forma de rectángulos, se produce lo que se denomina "Histograma de Frecuencia", este último es la que hace evidente los patrones de flujo que existen en nuestro conjunto de datos.
Así entonces para la PV-804 tenemos la Tabla 5 y el Gráfico 26 como resultados.

Las "Observaciones" son los flujos diarios que fueron estimados y reportados en el Gráfico 22. "Estimaciones de la PV-804", 1,116 en total.

Tabla 5. Frecuencia de Flujos de Gases Aportados al Desfogues de la PV-804.

Clase (SMCD)	Frecuencia
20,000	452
40,000	286
60,000	224
80,000	78
100,000	76
Y Mayor….	0

Gráfico 26. Histograma de Frecuencia de Flujos de Gas Aportados al Desfogue de la PV-804.



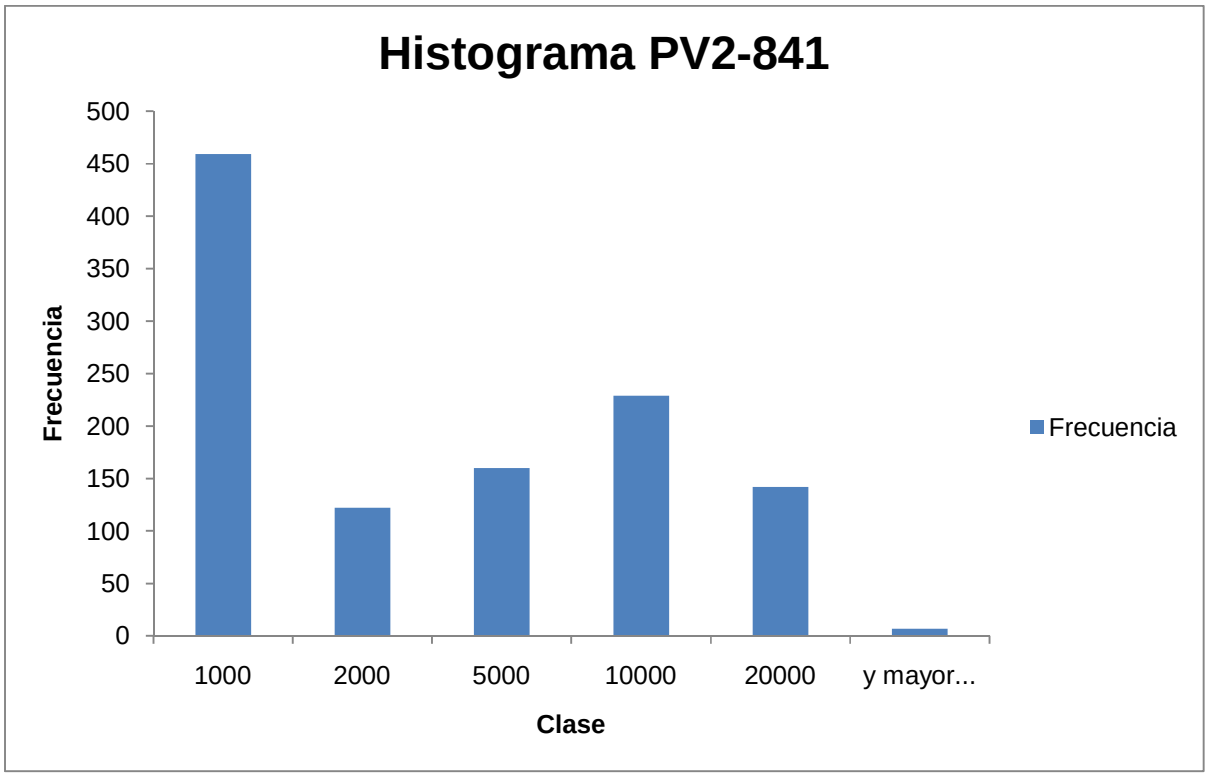
La Tabla 6 y el Gráfico 27 son los resultados para la PV2-841.

Las “Observaciones” son los flujos diarios que fueron estimados y reportados en el Gráfico 23 “Estimaciones de la PV2-841”, 1,119 en total.

Tabla 6. Frecuencia de Flujos de Gases Aportados al Desfogues de la PV2-841.

Clase (SMCD)	Frecuencia
1000	459
2000	122
5000	160
10000	229
20000	142
y mayor...	7

Gráfico 27. Histograma de Frecuencia de Flujos de Gas Aportados al Desfogue de la PV2-841.



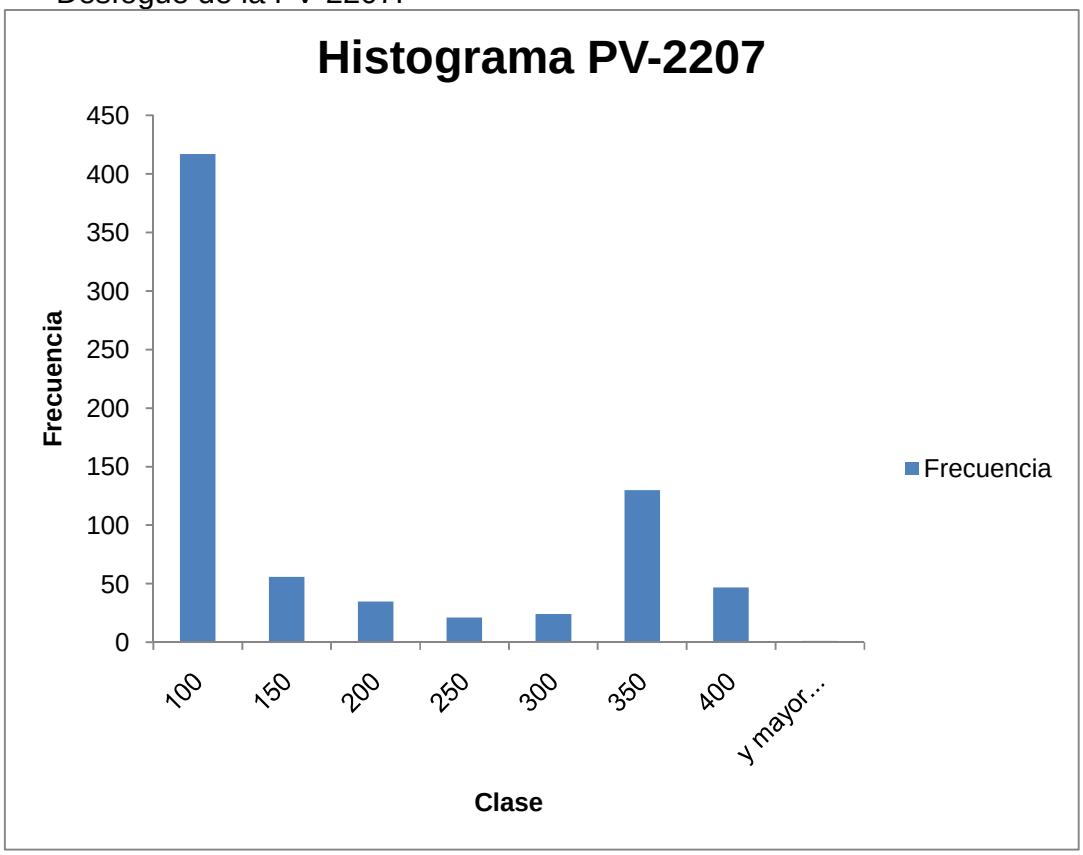
La Tabla 7 y el Gráfico 28 son los resultados para la PV-2207.

Las “Observaciones” son los flujos diarios que fueron estimados y reportados en el Gráfico 25 “Gas a Desfogue de PV-2207”, 731 en total.

Tabla 7. Frecuencia de Flujos de Gases Aportados al Desfogues de la PV-2207.

Clase (SMCD)	Frecuencia
100	417
150	56
200	35
250	21
300	24
350	130
400	47
y mayor...	1

Gráfico 28. Histograma de Frecuencia de Flujos de Gas Aportados al Desfogue de la PV-2207.



Con lo anterior se llegó a la conclusión de que los patrones de flujo que mayor frecuencia tienen de aportaciones de gases al desfogue de cada una de las PV's involucradas para la planta Combinada No.1 son:

PV-804: 20,000 SCMD
PV2-841: 1,000 SCMD
PV-2207:100 SCMD

El Flujo de Gases al Desfogue con Mayor Frecuencia de la Planta Combinada No. 1 es de 20,000 SCMD.

3.4 Estimaciones de la Planta Combinada No.2

Utilizando la misma metodología aplicada a la planta Combinada No.1 se estimará la cantidad de gases que aporta la planta Combinada No.2, la identificaciones de todas las Válvulas de Seguridad PSV's y Válvulas de Control de Presión PV´s es el primer paso.

Como se mencionó anteriormente, el Anexo 4 "Diagrama de Tubería e Instrumentación de Desfogues de la Combinada No.2" presenta el censo de válvulas que tienen aportación al desfogue interno de la planta.

Como también fue mencionado con antelación la planta Combinada No.2 al igual que la Combinada No.1 no presentan reportes de anomalías de sus PSV's, anomalías que ocasionen la aportación de gases al desfogue, tales como: fuga de gases por "pasarse" el sello de estas durante periodos largos de operación, mantenimientos correctivos frecuentes, entre otros.

Ahora es el turno de estimar las aportaciones provenientes de las Válvulas Controladoras de Presión de los domos de las Torres Atmosférica, de Despunte y Estabilizadora de Gasolina.

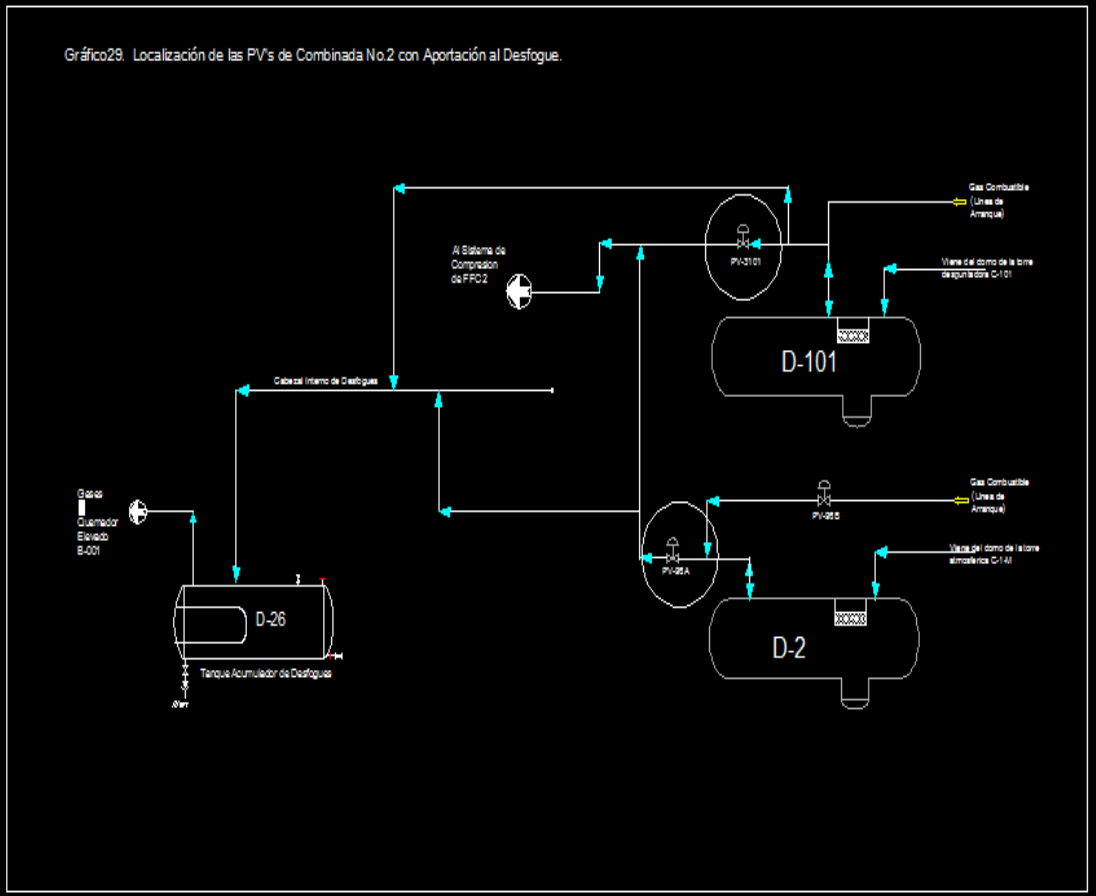
El Gráfico 29 "Diagramas de PV's que Aportan al Cabezal de Desfogues de la Planta Combinada No.2" nos señala de forma esquemática la localización de estas válvulas y cómo interactúan con el sistema interno de desfogues de la planta".

Las PV's circuladas en el Gráfico 29 son las que fueron identificadas como aportadoras de gases al desfogue, estas son:

- PV-3101: Válvula de Control de Presión localizada en el Acumulador de la Despuntadora D-2, el gas amargo proveniente de este equipo es enviado a tratamiento a la planta FCC-2 y cuando esta planta no puede disponer de esta corriente, los gases son enviados al cabezal interno de desfogues y posteriormente al Quemador Elevado B-001.

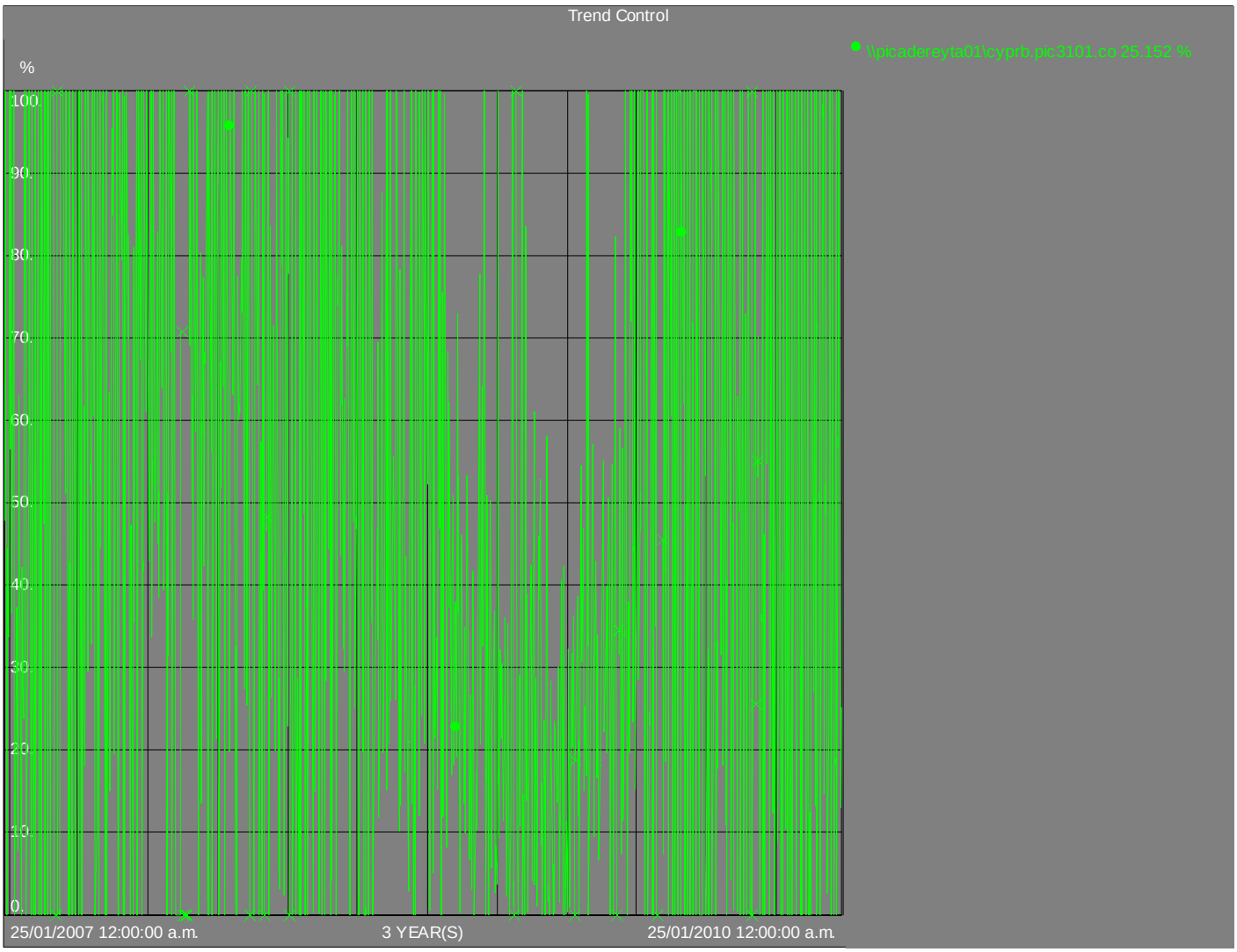
- PV-96A: Pertenece al PIC que controla la presión del domo de la Torre Atmosférica C-1-M. Esta válvula de rango dividido está localizada en el Acumulador de la Torre Atmosférica D-101, la válvula tiene salida a la planta FCC-2, los gases que no pueden ser procesados por esta planta son enviados al Quemador Elevado B-001 mediante el cabezal interno de desfogues de la Combinada No.2.

Gráfico29. Localización de las PV's de Combinada No.2 con Aportación al Desfogue.



El Gráfico 30 contiene la tendencia del porcentaje de apertura de la PV-3101 en el periodo del 25 de Enero de 2007 al 25 de Enero de 2010.

Gráfico 30. “Tendencia de Apertura de la PV-3101”



El Gráfico 31 contiene la tendencia del porcentaje de apertura de la PV-96A en el periodo del 24 de Enero de 2007 al 24 de Enero de 2010.

Gráfico 31. “Tendencia de Apertura de la PV-96A”

% Apertura PV-96A 1

Los datos para efectuar las estimaciones de la PV-3101 son los siguientes:

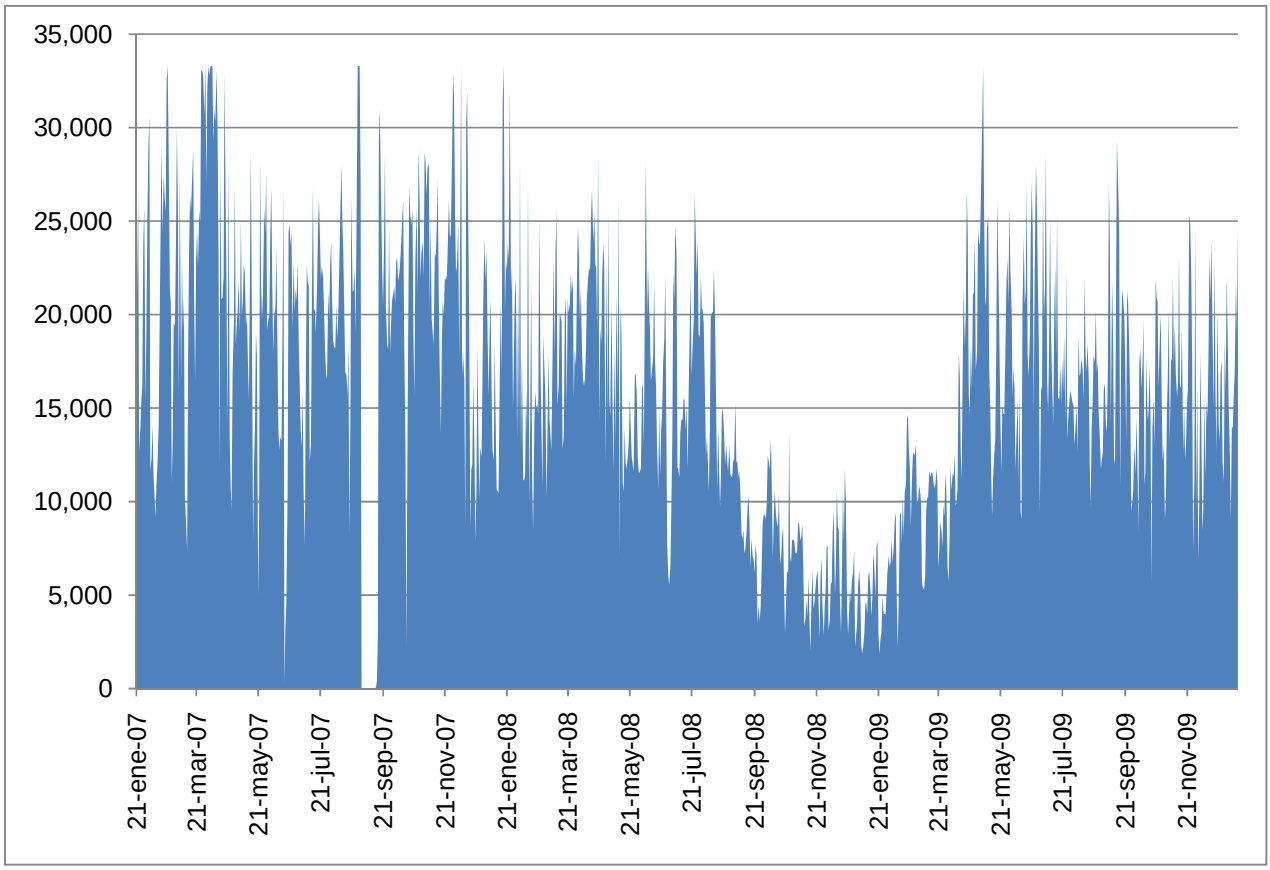
Marca: ARCA
Diámetro: 6”
Rango: 150#
CV: 144.5
Flujo Linear.

Datos del Proceso:

P1: 29.4 psia
P2: 27.5 psia
T: 49 ℃
ρa: 1.4133

El Gráfico 32. “Estimaciones de la PV-3101” nos muestra las estimaciones calculadas del flujo de esta válvula de gas hacia el desfogue durante el periodo de Enero de 2007 a Enero de 2010.

Gráfico 32. “Estimaciones de la PV-3101”



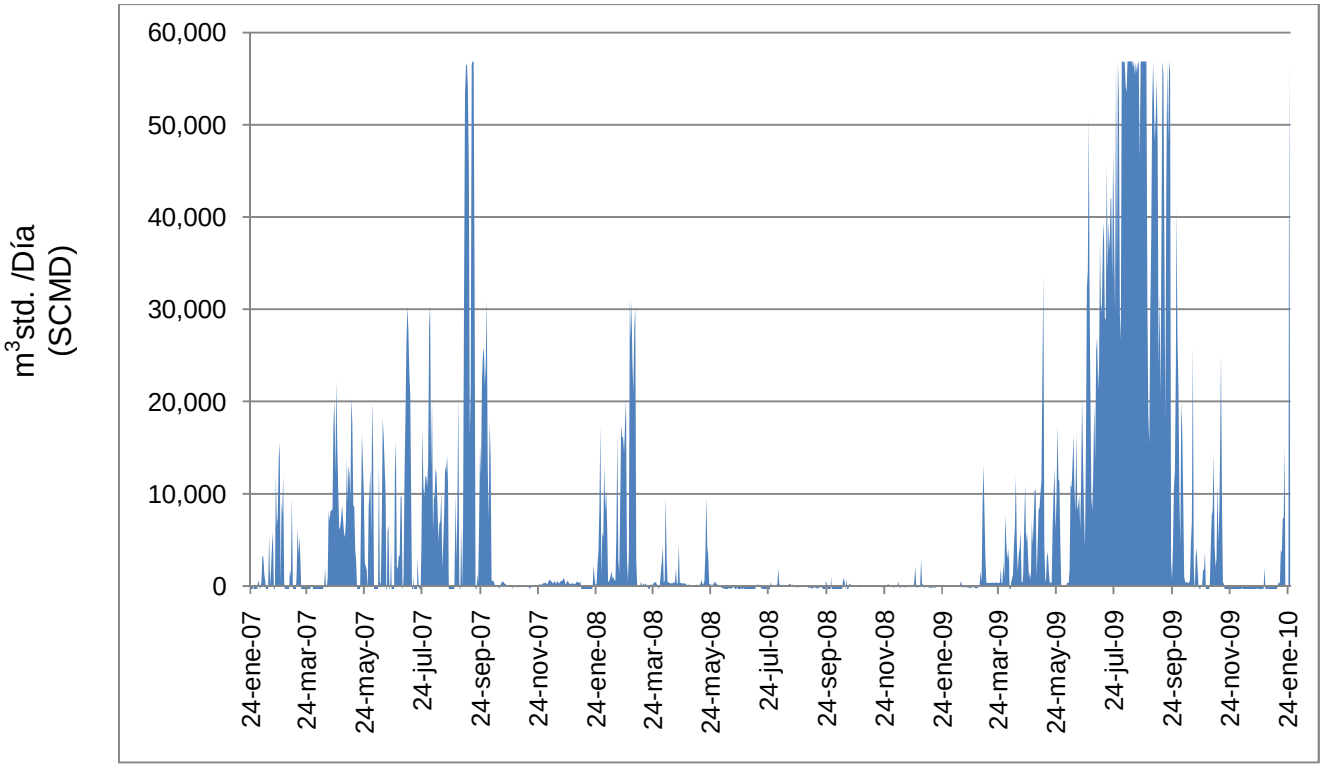
Los datos para efectuar las estimaciones de la PV-96A son los siguientes:

Marca: ARCA
Diámetro: 8”
Rango: 150#
CV: 290.818
Flujo Linear.

Datos del Proceso:

P1: 21.8 psia
P2: 20.3 psia
T: 49 ℃
ρa: 1.1

El Gráfico 33. “Estimaciones de la PV-96A” se encuentran los resultados de la estimación de las aportaciones de gas para esta válvula.



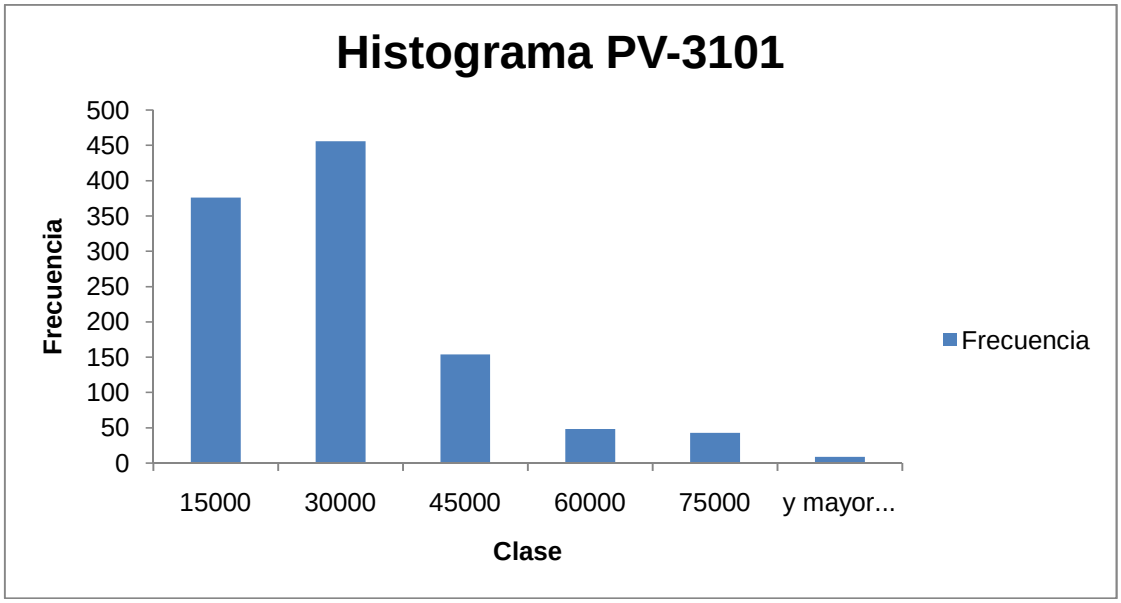
Al igual que en la Planta Combinada No.1 lo siguiente es encontrar mediante un Histograma el Flujo que presente mayor frecuencia para nuestro conjunto de datos.
Así entonces para la PV-3101 tenemos la Tabla 8 y el Gráfico 34 como resultados.

Las “Observaciones” son los flujos diarios que fueron estimados y representados en el Gráfico 32 “Estimaciones de la PV-3101”, 1,086 en total.

Tabla 8. Frecuencia de Flujos de Gases Aportados al Desfogues de la PV-3101.

Clase (SMCD)	Frecuencia
15000	376
30000	456
45000	154
60000	48
75000	43
y mayor...	9

Gráfico 34. Histograma de Frecuencia de Flujos de Gas Aportados al Desfogue de la PV-3101.



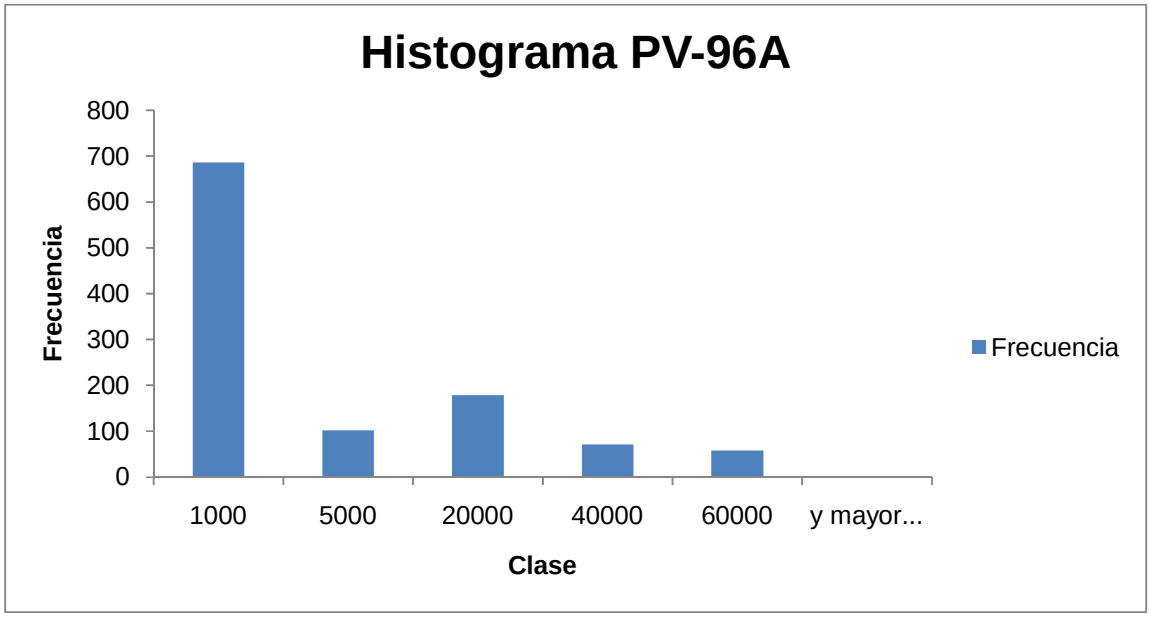
Para la PV-96A tenemos la Tabla 9 y el Gráfico 35 como resultados.

Las “Observaciones” son los Flujos diarios que fueron estimados en el Gráfico 33 “Estimaciones de la PV-96A”, 1,096 en total.

Tabla 9. Frecuencia de Flujos de Gases Aportados al Desfogues de la PV-96A.

Clase (SMCD)	Frecuencia
1000	686
5000	102
20000	179
40000	71
60000	58
y mayor...	0

Gráfico 35. Histograma de Frecuencia de Flujos de Gas Aportados al Desfogue de la PV-96A.



Podemos concluir de que los patrones de flujo que mayor frecuencia tienen de aportaciones de gases al desfogue de cada una de las PV's involucradas para la planta Combinada No.2 son:

PV-3101: 30,000 SCMD
PV-96A: 1,000 SCMD

El Flujo de Gases al Desfogue con Mayor Frecuencia de la Planta Combinada No. 2 es de 30,000 SCMD.

3.5 Determinación del Gas al Desfogue del Estudio.

En los puntos anteriores hemos determinado cuales son los flujos que presentan mayor frecuencia para ambas plantas de nuestro estudio, ahora bien es muy importante hacer la siguiente aclaración, dichas estimaciones son de lo que "pasa" a través de las válvulas , sin embargo , como se puede apreciar en los dibujos y DFP's ya citados , la mayoría de estas PV's tienen dos opciones para donde enviar los gases, la primera y la principal es hacia las planta FCC-2, en las cuales estas corrientes deben ser tratadas para poder ser reutilizado en el proceso como servicios de gas combustible o dependiendo la composición de está como gas L.P. ,y la otra opción que es la menos deseada es enviar esas corrientes al desfogue.

Entonces, ¿Por qué tomar todo el flujo de gas de las PV's como enviadas al desfogue?

La respuesta se derivo de la investigación en campo de este estudio, todas las PV's de ambas plantas que tienen salida hacia la planta FCC-2 están enviando casi todo el flujo hacia el desfogue, lo anterior debido a que la planta históricamente ha mantenido bloqueada la válvula de la línea de llegada de gas a esta planta y en ocasiones la mantienen semi-abierta pero muy "castigada" como se dice en el argot petrolero, el bloqueo manual solo es abierto de 2 o 4 "hilos", lo que representaría un porcentaje menor al 5% de abertura de dicho accesorio.

Aparentemente esta situación es derivada a que la llegada del gas amargo de las plantas Combinadas hacia la planta FCC-2 no puede ser recibida en su totalidad por el sistema de compresión de esta planta, derivado de que el compresor de gases de la planta es el control de la zona de reacción entonces se tienen problemas de sobrepresionamiento en dicha zona, lo cual es indeseable para los operadores de la unidad FCC-2 cuyo objetivo principal es mantener estable la planta y operando con la mayor capacidad de producción de gasolina catalítica.

Con respecto a las corrientes que son enviadas a la U-600 no se tomaron en cuenta en la determinación de gas al desfogue de las plantas

Combinada No.1 y Combinada No. 2 como se puede verificar en sus estimaciones correspondientes.

Por lo anterior el flujo que se determino para hacer la propuesta de disminución de gases de efecto invernadero aportado por las plantas Combinada No.1 y Combinada No.2 hacia el Quemador Elevado B-001 es de 50,000 SCMD.

3.6 Determinación de la Composición de las Corrientes a Desfogues.

Una vez que ha sido estimado la cantidad de gases que se envían de forma diaria al desfogue a través de las plantas involucradas en el estudio, lo siguiente es determinar la composición de esta corriente, esta etapa es imprescindible, ya que en la medida que conozcamos cada uno de los componentes que integran la mezcla podemos a su vez calcular el poder calorífico de ella, estimar su valor económico y claro, dar una propuesta adecuada para la disposición de las corrientes que por supuesto cumplan con nuestro reiterados objetivos de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmosfera e incrementar la rentabilidad de la refinería a través del ahorro de energía.

Para esto hemos recurrido a la información disponible en la Superintendencia de Química de la Refinería de Cadereyta, solicitándoles los resultados de los análisis cromatograficos periódicos que se realizan a los gases de los Acumuladores de las Torres de Despunte y Torres Atmosféricas, a las cuales como hemos descrito con antelación pertenecen las PV's que aportan los gases al desfogue.

Estimación de la Composición de las Corrientes de Combinada No.1

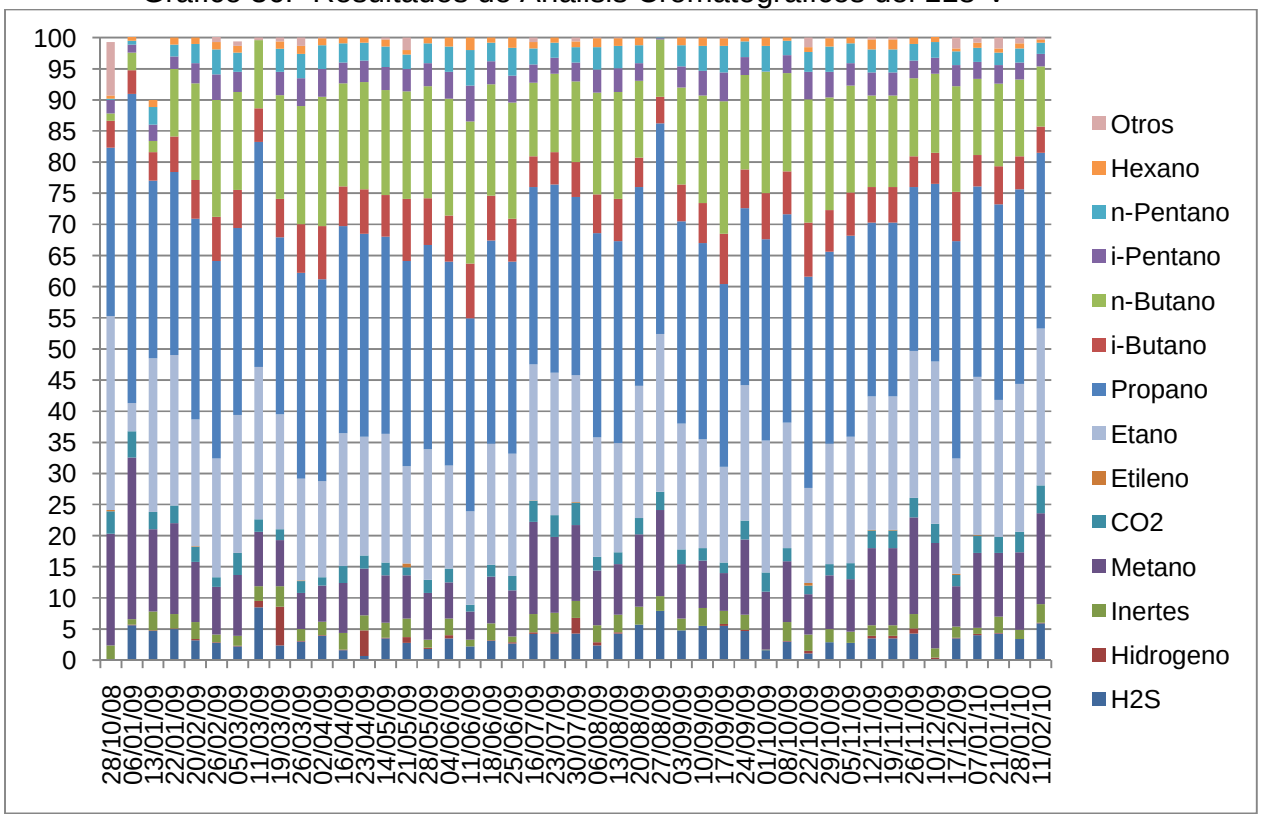
Tabla 10. Porcentaje de Aporte de Gases al Desfogue de las PV's de Combinada No. 1

Válvula	Acumulador al que Pertenece	Flujo al Desfogue (SCMD)	Porcentaje
PV-804	118-V- A/B	20,000	94.78
PV2-841	101-V	1,000	4.73
PV-2207	119-V	100	0.49

La composición prácticamente puede ser tomada de la corriente que aporta los gases de despunte, sin embargo se incluirá el casi 5% de los gases que son enviados al desfogue del fraccionamiento atmosférico.

El Gráfico 36. “Resultados de Análisis Cromatograficos del 118-V” contiene en forma de porcentaje mol la composición de los periodos 2008, 2009 y hasta Febrero de 2010.

Gráfico 36. “Resultados de Análisis Cromatograficos del 118-V”



El Gráfico 37. “Resultados de Análisis Cromatograficos del 101-V” contiene los resultados del análisis cromatografico del 03 de Enero de 2008, no se pudieron conseguir más análisis.

La Tabla 11 “Promedio de la Composición de la Corriente de la PV-804” y la Tabla 12 “Composición de la Corriente de la PV2-841” nos indican el % mol para cada uno de los componentes que integran las mezclas de la corrientes, determinadas a partir de un promedio aritmético de todos las cromatografías efectuadas a estas.

Gráfico 37. “Resultados de Análisis Cromatograficos del 101-V”

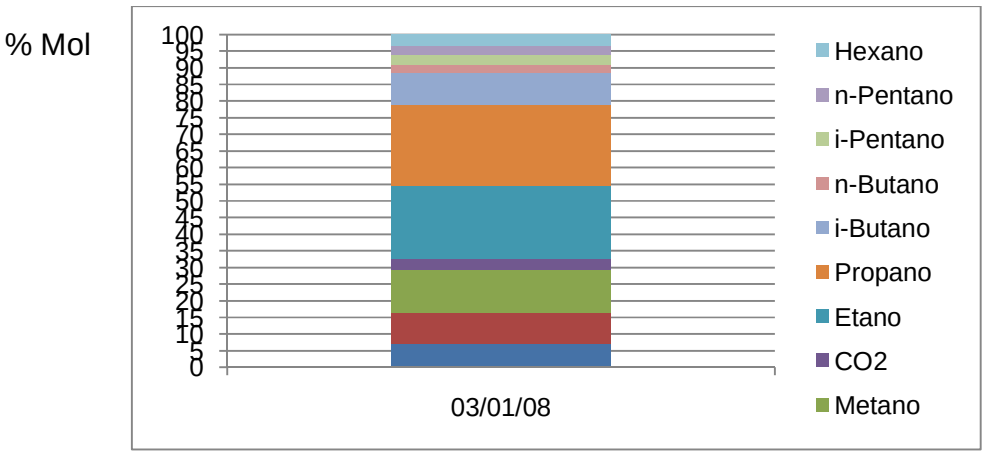


Tabla 11. “Promedio de la Composición de la Corriente de la PV-804”

COMPONENTE	% Mol
ACIDO SULFHÍDRICO	3.8
HIDROGENO	0.6
INERTES	2.2
METANO	10.7
BIÓXIDO DE CARBONO, CO2	2.5
ETILENO	0.2
ETANO	20.2
PROPANO	31.0
ISO-BUTANO	6.4
BUTANO NORMAL	15.1
ISOPENTANO	3.2
PENTANO NORMAL	3.0
HEXANO Y MAS	1.0
TOTAL	100
PESO MOLECULAR (g/mol)	42.95
PESO ESPECIFICO	1.47

Tabla 12. “Composición de la Corriente de la PV2-841”

Componente	% Mol
ACIDO SULFHÍDRICO	7.0
HIDROGENO	0.0
INERTES	9.5
METANO	12.9
BIÓXIDO DE CARBONO, CO2	3.4
ETILENO	0.0
ETANO	21.6
PROPANO	24.6
ISO-BUTANO	9.4
BUTANO NORMAL	2.5
ISOPENTANO	2.9
PENTANO NORMAL	2.8
HEXANO Y MAS	3.4
TOTAL	100.0
PESO MOLECULAR (gr/mol)	39.8
PESO ESPECIFICO	1.3756

La Tabla 13. “Composición de la Corriente a Desfogues Aportada por la Planta Combinada No.1”, muestran el % mol final que fue calculado mediante un promedio ponderado de dichas corrientes.

Lo siguiente es determinar de la misma manera la composición de la corriente a desfogues que aporta la planta Combinada No.2, utilizando para ello los reportes de análisis cromatograficos de los gases que fueron proporcionados por la Superintendencia de Química de la Refinería Cadereyta.

La Tabla 14 nos indica el porcentaje que aporta cada una de las diferentes PV’s al desfogue de la planta Combinada No.2

La composición puede ser tomada de la corriente que aporta los gases de despunte, sin embargo se incluirá el 4% de los gases que son enviados al desfogue del fraccionamiento atmosférico.

Tabla 13. “Composición de la Corriente a Desfogues Aportada por la Planta Combinada No.1”

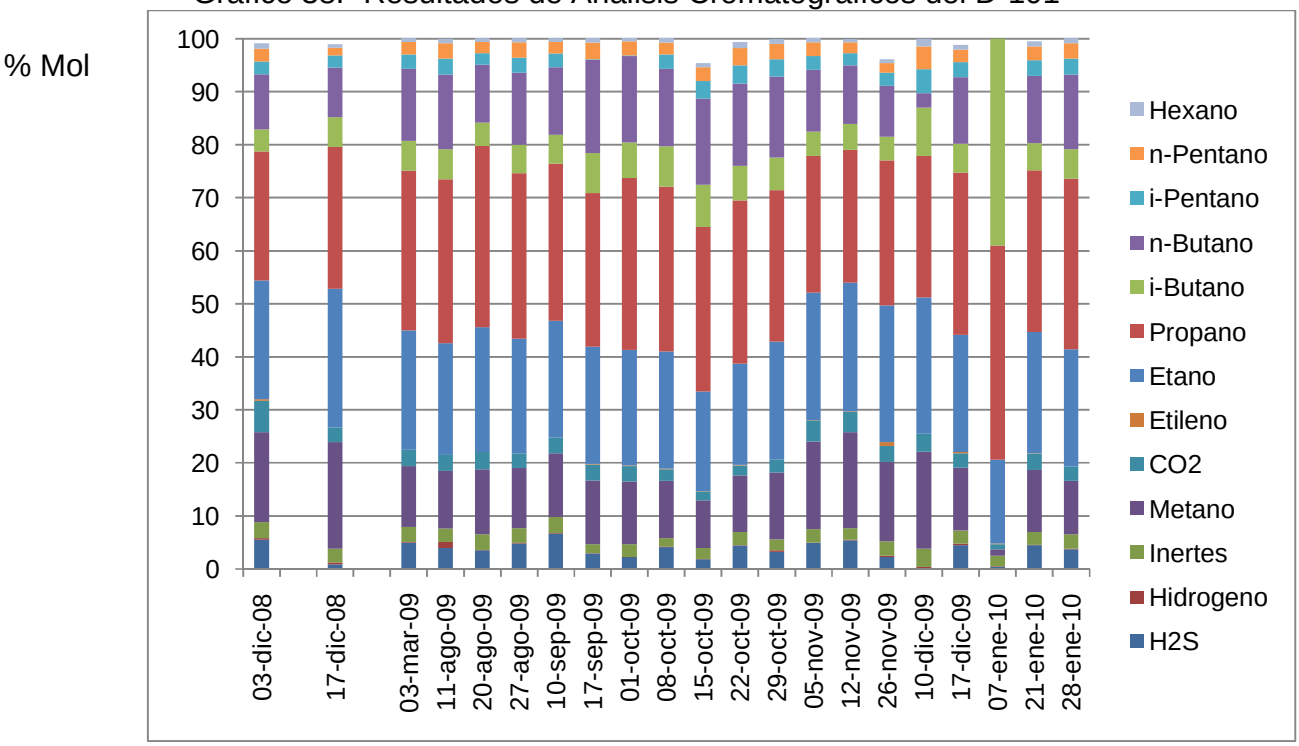
Componente	% Mol
ACIDO SULFHÍDRICO	3.9
HIDROGENO	0.6
INERTES	2.6
METANO	10.8
BIÓXIDO DE CARBONO, CO2	2.5
ETILENO	0.2
ETANO	20.3
PROPANO	30.7
ISO-BUTANO	6.5
BUTANO NORMAL	14.5
ISOPENTANO	3.2
PENTANO NORMAL	3.0
HEXANO Y MAS	1.2
TOTAL	100.0
PESO MOLECULAR (gr/mol)	42.8
PESO ESPECIFICO	1.5

Tabla 14. Porcentaje de Aporte de Gases al Desfogue de las PV’s de Combinada No. 2

Válvula	Acumulador al que Pertenece	Flujo al Desfogue (SCMD)	Porcentaje
PV-3101	D-101	30,000	96%
PV-96A	D-2	1,000	4%

El Gráfico 38. “Resultados de Análisis Cromatograficos del D-101” contiene en porcentaje mol la composición de esta corriente de algunos de los meses del 2008 y 2009.

Gráfico 38. “Resultados de Análisis Cromatográficos del D-101”



El Gráfico 39. “Resultados de Análisis Cromatograficos del D-2”, contiene en porcentaje mol los compuestos que integran la mezcla de la corriente de este equipo de los reportes de análisis efectuados en los años 2008, 2009 y 2010.

La Tabla 15 “Promedio de la Composición de la Corriente de la PV-3101” y la Tabla 16 “Promedio de la Composición de la Corriente de la PV-96A” nos indican el % mol para cada uno de los componentes que integran las mezclas de la corrientes, determinadas a partir de un promedio aritmético de todos las cromatografías efectuadas a estas

La Tabla 17. “Composición de la Corriente a Desfogues Aportada por la Planta Combinada No.2”, muestran el % mol final que fue calculado mediante un promedio ponderado de dichas corrientes.

Gráfico 39. “Resultados de Análisis Cromatográficos del D-2”

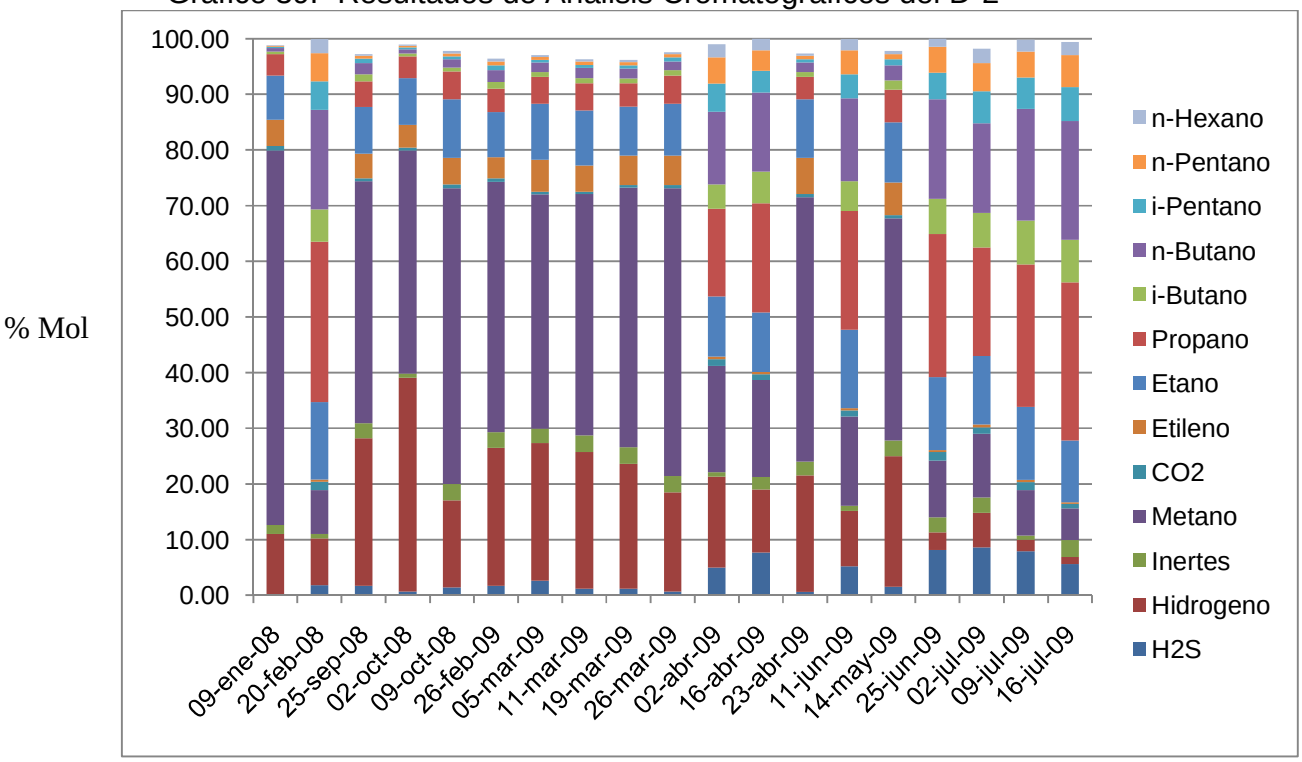


Tabla 15. “Promedio de la Composición de la Corriente de la PV-3101”

COMPONENTE	% Mol
ACIDO SULFHÍDRICO	3.8
HIDROGENO	0.3
INERTES	2.5
METANO	12.7
BIÓXIDO DE CARBONO, CO2	3.0
ETILENO	0.0
ETANO	22.3
PROPANO	29.6
ISO-BUTANO	7.3
BUTANO NORMAL	12.5
ISOPENTANO	2.5
PENTANO NORMAL	2.5
HEXANO Y MAS	0.9
TOTAL	100.0
PESO MOLECULAR (gr/mol)	40.9
PESO ESPECIFICO	1.41

Tabla 16. “Promedio de la Composición de la Corriente de la PV-96A”

COMPONENTE	% Mol
ACIDO SULFHÍDRICO	4.5
HIDROGENO	12.0
INERTES	2.5
METANO	21.2
BIÓXIDO DE CARBONO, CO2	0.9
ETILENO	2.3
ETANO	10.8
PROPANO	18.9
ISO-BUTANO	4.9
BUTANO NORMAL	12.8
ISOPENTANO	4.0
PENTANO NORMAL	3.8
AMILENO	0.0
HEXANO Y MAS	1.4
TOTAL	100.0
PESO MOLECULAR (gr/mol)	36.2
PESO ESPECIFICO	1.25

Tabla 17. “Composición de la Corriente a Desfogues Aportada por la Planta Combinada No.2”

COMPONENTE	% Mol
ACIDO SULFHÍDRICO	3.8
HIDROGENO	0.8
INERTES	2.5
METANO	13.0
BIÓXIDO DE CARBONO, CO2	2.9
ETILENO	0.1
ETANO	21.8
PROPANO	29.2
ISO-BUTANO	7.2
BUTANO NORMAL	12.6
ISOPENTANO	2.6
PENTANO NORMAL	2.6
AMILENO	0.0
HEXANO Y MAS	0.9
TOTAL	100.0
PESO MOLECULAR (mol)	40.7
PESO ESPECIFICO	1.4

Por último en la determinación de la composición de la corriente de gases al desfogue que envían las plantas la Tabla 18. “Composición Final de Gases a Desfogues”, nos presenta el porcentaje molar de cada uno de los componentes de la mezcla, mismos que fueron obtenidos mediante un promedio ponderado de las composiciones de las Plantas Combinada No.1 y Combinada No.2.

Tabla 18. “Composición Final de Gases a Desfogues”

COMPONENTE	% Mol
ACIDO SULFHÍDRICO	3.9
HIDROGENO	0.7
INERTES	2.5
METANO	11.7
BIÓXIDO DE CARBONO, CO2	2.7
ETILENO	0.1
ETANO	20.9
PROPANO	30.1
ISO-BUTANO	6.8
BUTANO NORMAL	13.7
ISOPENTANO	3.0
PENTANO NORMAL	2.8
AMILENO	0.0
HEXANO Y MAS	1.1
TOTAL	100.0
PESO MOLECULAR (mol)	42.0
PESO ESPECIFICO	1.44

3.7 Cálculo del Poder Calorífico de las Corrientes a Desfogues.

Con el Análisis Energético podemos obtener el poder calorífico de la mezcla de gas que actualmente se está enviando al Quemador Elevado B-001, la finalidad es conocer la cantidad de energía absorbida o cedida a través de las reacciones de combustión.

Observación: El Etileno no fue tomado en cuenta por que se considero su composición molar en la mezcla como despreciable.

Lo primero es plantear las reacciones balanceadas de los componentes de la mezcla.

Hidrógeno.

$$H_2 + \frac{1}{2}\, O_2 \rightarrow H_2O$$

Acido Sulfhídrico

$$H_2S + \frac{3}{2}\ O_2\ \rightarrow SO_2 + H_2O$$

Metano

$$CH_4 +\ \ 2\ O_2\ \rightarrow CO_2 + 2\ H_2O$$

Etano

$$C_2H_6 +\ \frac{7}{2}O_2\ \rightarrow 2\ CO_2 + 3\ H_2O$$

Propano

$$C_2H_8 +\ \ 5\ O_2\ \rightarrow 3\ CO_2 + 4\ H_2O$$

i-Butano y n-Butano

$$C_4H_{10} +\ \frac{13}{2}O_2\ \rightarrow 4\ CO_2 + 5\ H_2O$$

i-Pentano y n-Pentano

$$C_5H_{12} +\ \ 8\ O_2\ \rightarrow 5\ CO_2 + 6\ H_2O$$

Hexano

$$C_6H_{14} +\ \frac{19}{2}O_2\ \rightarrow 6\ CO_2 + 7\ H_2O$$

La Tabla 19. “Entalpias de Formación Estándar”, presenta para cada componente involucrado en las reacciones su Energía de Formación a 25 ℃ y 1 atm, obtenidos de literatura.

Con los Calores de Formación y mediante la Estequiometria definida en las reacciones de combustión para cada componente, podemos calcular la Energía de Combustión a 25 ℃ y 1 atm.

La Tabla 20. “Entalpias de Combustión Estándar” presenta los resultados.

Tabla 19. “Entalpias de Formación Estándar”

COMPONENTE	$\Delta H_f°$ (KJ/Kgmol)
Hidrogeno, H_2	0
Acido Sulfhídrico, H_2S	-20,630
Metano, CH_4	-74,520
Etano, C_2H_6	-83,820
Propano, C_3H_8	-104,680
iButano, C_4H_{10}	-134,600
nButano,C_4H_{10}	-125,790
iPentano,C_5H_{12}	-154,600
nPentano,C_5H_{12}	-146,760
Hexano,C_6H_{14}	-166,990
Oxigeno, O_2	0

Tabla 20. “Entalpias de Formación Estándar”

COMPONENTE	$\Delta H_{Ci}°$ (KJ/Kgmol)
Hidrogeno, H_2	-241,818
Acido Sulfhídrico, H_2S	-518,018
Metano, CH_4	-802,625
Etano, C_2H_6	-1,428,652
Propano, C_3H_8	-2,043,119
iButano, C_4H_{10}	-2,648,526
nButano,C_4H_{10}	-2,657,336
iPentano,C_5H_{12}	-3,263,853
nPentano,C_5H_{12}	-3,271,693
Hexano,C_6H_{14}	-3,886,790

Para encontrar la Cantidad Tota de Energía de nuestra corriente gaseosa de 50,000 SCMD, tenemos que convertir nuestro flujo volumétrico a flujo molar, para ello requerimos de las estimaciones de Peso Especifico y Peso Molecular de la mezcla que fueron presentados en la Tabla 18 “Composición Final de los Gases a Desfogues”, otro dato que necesitamos es la densidad del aire a condiciones estándar de 0 ℃ y 1 atmosfera.

ρ aire a condiciones estándar: 2.568 Kg/m^3

$$\left(50{,}000\ \frac{m^{\,3}}{dia}\right) * \frac{\left(1.44 * 2.568 \frac{Kg}{m^3}\right)}{42 \frac{Kg}{Kgmol}} = 4402\ \frac{Kgmol}{dia}$$

La Tabla 21. “Energía de la Corriente a Desfogues” nos presenta los resultados para cada componente de la mezcla.

Tabla 21. “Energía de la Corriente a Desfogues”

COMPONENTE	Flujo (Kgmol/Día)	$\Delta H_{COMB.}$ (KJ/Día)
ACIDO SULFHÍDRICO	171.7	-88,938,066
HIDRÓGENO	30.8	-7,451,863
INERTES	110.1	0
METANO	515.1	-413,405,995
BIÓXIDO DE CARBONO	118.9	0
ETILENO	4.4	No se toma en cuenta
ETANO	920.1	-1,314,470,867
PROPANO	1325.1	-2,707,312,469
ISO-BUTANO	299.4	-792,850,636
BUTANO NORMAL	603.1	-1,602,674,267
ISOPENTANO	132.1	-431,052,403
PENTANO NORMAL	123.3	-403,281,966
HEXANO	48.4	-188,218,361
TOTAL	4402	-7,949,656,893.31

El resultado como podemos observar en la Tabla 20, es de 7,949,656,893 KJ/Día, convirtiéndolo a unidades inglesas, que son las comúnmente utilizadas en términos energéticos y económicos en nuestro centro de trabajo nos da un valor de:

7,534.868 Millones de BTU/Día.

3.8 Calculo del Valor Económico de la Recuperación de los Gases a Desfogues.

Una vez calculada la cantidad de energía derivado de la combustión de nuestra corriente de gases a desfogues, ahora podemos conocer el costo de esta, el precio de U.S.$6.0945 /MMBTU es el establecido en el Catalogo de Precios de PEMEX de Febrero de 2010.

$$\left(7{,}534.868\ \frac{MMBTU}{Dia}\right) * (6.0945\ \frac{US\ Dollar}{MMBTU}) = 45{,}921.25 \frac{US\ Dollar}{Dia}$$

Lo anterior equivale a un valor económico de:

16,761,257.35 U.S. Dólar/Año.

3.9 Estimación de la Cantidad de CO_2 enviado a la atmósfera.

Con la estequiometria de las reacciones de combustión expuestas anteriormente, también podemos obtener la cantidad de CO_2 que se produce y de esta manera conocer el impacto ambiental que actualmente tiene el hecho de enviar a quemar nuestra corriente de gases.

La Tabla 22. “Aportación Actual de CO_2 a la Atmósfera”, nos presenta la cantidad de los productos de la combustión.

Tabla 22. “Aportación Actual de CO_2 a la Atmósfera”.

Producto	Peso Molecular (Kg/Kgmol)	Kgmol/Día	Tonelada/Día
H_2O	18	15676.54	282.18
SO_2	64	171.69	10.99
CO_2	44	11626.44	511.56

La cantidad de CO_2 que actualmente se está enviando a la atmosfera proveniente del Quemador Elevado B-001 solo por las aportaciones de las plantas Combinada No.1 y Combinada No. 2 son de:

186,720.57 Toneladas CO_2/Año

IV. Propuesta de Recuperación y Reutilización de los Gases de Desfogues.

4.1 Propuesta Básica.

El hecho de que se hayan identificado, cuantificado y caracterizado las corrientes que aportan gases al desfogue de las Plantas Combinada No.1 y Combinada No.2 representa un gran avance para el estudio y para la Refinería de Cadereyta, ya que al dar este paso podemos efectuar una propuesta real y eficaz que nos permita cumplir con los objetivos planteados al inicio de la redacción de este trabajo.

Durante las investigaciones que se hicieron en campo y en las plantas involucradas en este estudio, se recopiló información valiosa que ayudara a realizar una propuesta a la medida para el centro de trabajo.

Básicamente la propuesta es: la adquisición de un compresor de gas que sea exclusivo para enviar los 50,000 m^3/día de gas amargo de las Plantas Combinada No.1 y Combinada No.2 que nos permita redireccionar los gases que actualmente se están enviando al desfogues hacia la Planta FCC-1, sin embargo para ello es necesario conocer si actualmente la Planta FCC-1 es capaz de recibir el flujo y las características de la corrientes provenientes de las Plantas Combinada No.1 y Combinada No.2, además de que si también sus unidades de endulzamiento de gas amargo y LPG amargo tienen suficiente capacidad para el procesamiento de nuestras corrientes.

Cabe hacer mención de la importancia de lo anterior ya que como fue mencionado en el desarrollo de estudio, la Planta FCC-2 no es capaz de recibir los gases de las Combinadas, el aceptar un flujo como el estimado ocasiona presionamiento en el sistema de compresión de gases y debido a que este sistema es a su vez el control de presión de la zona de reacción provoca problemas en el reactor (riser) y convertidor.

En caso de que la planta FCC-1 no tenga la capacidad para recibir nuestra corriente, la propuesta además del compresor será la adquisición de un paquete de endulzamiento de gas amargo como los ya instalados en las plantas FCC-1 y FCC-2 a base de Dietanol Amina (DEA), lo cual conlleva a que el costo de la inversión se incrementara considerablemente, aun así se procederá a realizar una evaluación económica en el caso de que se determine que esta propuesta sea la factible.

La problemática actual de no enviar los gases de las plantas Combinadas a recuperación a través de la Planta FCC-1 es que la corriente no tiene la suficiente presión para ser enviados hacia la FCC-1 y mucho menos para incorporarse al sistema de compresión de esta planta.

Entonces, adquirir un compresor exclusivo para operar con el flujo y las características de nuestra corriente, esto es, que tenga una capacidad nominal de 50,000 m^3/día, que pueda manejar un rango de hidrocarburos de C1 a C6´s y de peso molecular de entre 38 y 44 g/mol y una presión de descarga de por lo menos 7.0 Kg/cm^2 man.

4.2 Descripción General del Proceso de FCC-1.

La unidad de Desintegración Catalítica Fluidizada aquí descrita fue ampliada y modernizada para procesar 65,000 BPD de una mezcla de gasóleos y producir un gas de cola desulfurado hacia el sistema de gas combustible, gas ácido para recuperación de Azufre, Propano, Propileno, mezcla de C3/C4 LPG, Butanos-Butenos LPG, corriente de nafta (gasolinas) ligera y pesada aceite ciclo ligero y aceite decantado. Las unidades existentes; Convertidor Catalítico, Sistema de la fraccionadora, Sección recuperadora de Vapores, Sección tratadora de Amina (DEA), Agotador de la Nueva Nafta y el Sistema Separador de Propano - Propileno, también está incluido.

La unidad está diseñada con la flexibilidad para procesar dos diferentes tipos de mezclas de carga.
Para cada mezcla hay dos casos de operación, producción máxima de gasolina con y sin aditivo de catalizador ZSM-5. Para propósitos de diseño los casos de aditivo ZSM-5 fueron usados para la clasificación del equipo y especificación.

4.3 Sistema de Compresión.

Para esta descripción ver el Gráfico 40. “Sistema de Compresión de FCC-1.”

Los vapores del domo del Fraccionador Principal (1-E) se condensan primero en los aerocondensadores y luego en los enfriadores con agua y finalmente se separa la corriente en tres fases: gas, hidrocarburos líquidos y agua amarga. El gas es enviado al Tambor Separador de Líquidos de la Primera Etapa 16-F.
Los hidrocarburos líquidos son bombeados al Fraccionador Principal (Parte superior de la nueva cama empacada en la sección superior) como reflujo y también al plato No.4 del nuevo Absorbedor Primario 103-E. El agua amarga se bombea al sistema auxiliar de agotamiento de agua amarga.

Compresor de Gas 102-J.

En el acumulador del domo de la Fraccionadora Principal (3-F) los vapores se envían a través del Tambor de la Primera Etapa (16-F) al

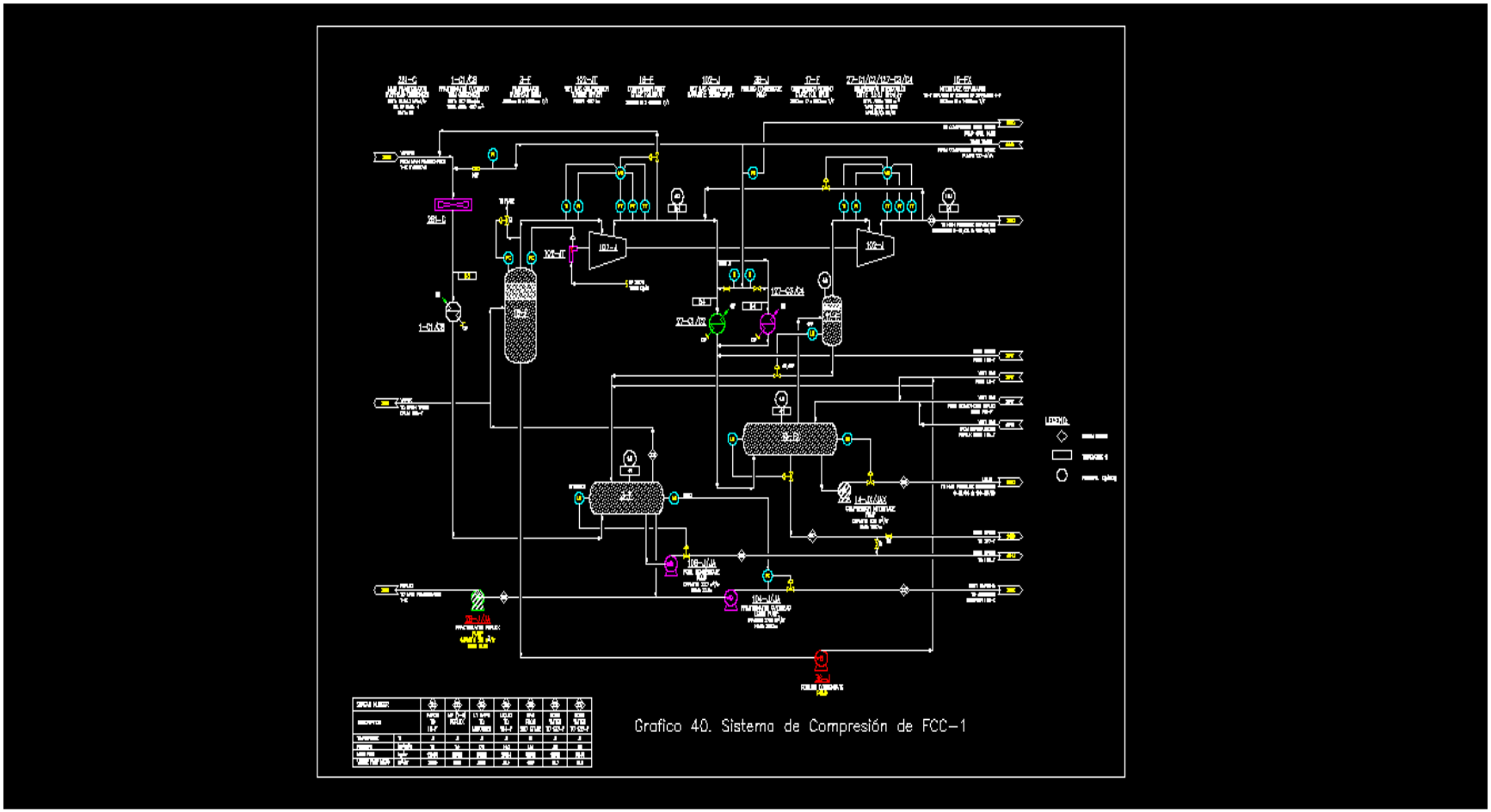


Grafico 40. Sistema de Compresión de FCC-1

primer paso del Compresor de Gas 102-J.

El gas de descarga del primer paso del Compresor se junta con el agua de lavado y se enfría en el Condensador de inter-etapa 27-C.

La corriente de salida del condensador de interetapa (27-C1/C2) fluye al Tambor de interface del compresor (15-F) y es separada en corrientes de gas, hidrocarburos líquidos y corrientes de agua amarga.

El gas es enviado a través del Tambor Separador de la segunda tapa (17-F) hacia la segunda etapa del compresor de gas. El hidrocarburo líquido es bombeado a la descarga de la segunda etapa del Compresor. El flujo de agua amarga se envía al Sistema Auxiliar de Agotamiento de agua amarga.

Del Gráfico 40 obtenemos los datos de diseño de las corrientes del Sistema de Compresión y en la Tabla 23 los indicamos.

Tabla 23. "Descripción de las Corrientes del Sistema de Compresión"

Numero de Corriente	221	225
Descripción	Vapores al Tambor de la 1ª. Etapa	Descarga de la 2ª. Etapa del Compresor
Temperatura, ℃	41	91
Presión, Kg/cm^2 man.	1.5	13
Flujo Másico, Kg/hr	120,196	98,595

Al convertir los 50,000 m^3/día de las Plantas Combinadas en flujo másico obtenemos:

$$\left(50{,}000\ \frac{m^{\ 3}}{dia}\right) * \frac{\left(1.44 * 2.568 \frac{Kg}{m^3}\right)}{24\ \frac{hr}{dia}} = 7{,}704 \frac{Kg}{hr}$$

Esta cantidad solo representa el 6.1 % del total de flujo másico con el cual opera de diseño el sistema de compresión de la planta FCC-1 cuya carga también de diseño es de 65,000 BPD de Gasóleos, es importante señalar que de por si la utilización de la planta se encuentra en un promedio anual de 52,000 BPD de gasóleo, entonces, la conclusión es

que efectivamente nuestras corrientes de gases a desfogues provenientes de la Plantas Combinada No.1 y Combinada No.2 pueden ser reenviadas al sistema de compresión de gases de la planta FCC-1.
La siguiente incógnita que cuando se resuelva nos dará la pauta para determinar la factibilidad de nuestra propuesta, es conocer si los sistemas de tratamiento de gases amargos y LPG amargo de la Planta FCC-1 no tiene problemas para aceptar la corriente de Combinadas.

Para ello continuaremos con nuestro sistema del Agotador-Absorbedor.

4.4 Agotador-Absorbedor.

Para esta Sección ver Gráfico 41. “Tambor Separador de Alta Presión (104-F)

La corriente de salida del condensador es enviada al nuevo tambor separador de alta presión 104-F y es separado en corrientes de gas, hidrocarburos líquidos y agua amarga. El gas se alimenta al plato del fondo de la Torre Absorbedora Primaria (103-E).

El hidrocarburo líquido se bombea a la parte superior del plato de la nueva torre de agotamiento. El agua amarga se recircula como agua de lavado a la descarga de la primera etapa del compresor de Gas.

Absorbedor-Agotador y Absorbedor Secundario.

Para esta Sección ver Gráfico 42. “Absorbedor-Agotador”.

El líquido del 3-F acumulador del domo del Fraccionador principal y el líquido enfriado y recirculado del fondo de la 105-E Torre Debutanizadora son alimentaciones de aceite pobre a la Torre Absorbedor-Agotador 103-E (Sección Absorbedora con platos tipo válvula, agua enfriada en los enfriadores 264-C Y 265-C y Coalescedores de agua) Estas corrientes pobres de aceite sirven para absorber el LPG de la alimentación de gas.

Los vapores del domo del Absorbedor son enviados al plato del fondo del Absorbedor Secundario 4-E (Los platos fueron reemplazados por empaque estructurado).

El Aceite Esponja Pobre enfriado del fraccionador principal se alimenta al Absorbedor Secundario 4-E (parte alta de la cama empacada) para absorber la nafta y el LPG en la entrada de gas.

Los vapores del domo del Absorbedor secundario son enviados a través del tambor de gas de cola 14-F al Sistema de tratamiento con DEA para separarle el H_2S.

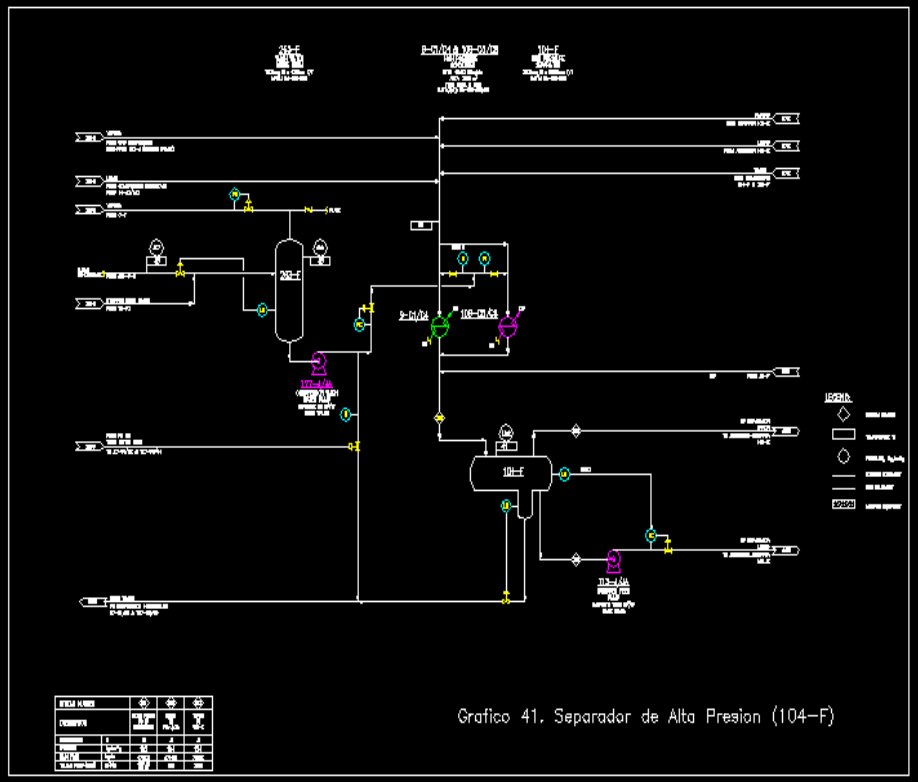


Grafico 41. Separador de Alta Presion (104-F)

Como se muestra en el Gráfico 42. “Absorbedor-Agotador”. La corriente (246) que sale por el domo del Absorbedor Secundario 4-E y que es enviada a endulzamiento presenta un flujo másico de diseño de 20,489 Kg/hr de gas de cola o incondensables que son principalmente una mezcla de Acido Sulfhídrico, Metano, Etano, Inertes, Hidrogeno y Dióxido de Carbono.

Para nuestra corriente estos compuestos representan un flujo de 1,871 kgmol/día, ahora mediante la estimación de un peso molecular de esta sub-mezcla obtendremos el flujo másico.

Tabla 24. Flujo Másico de Gases Incondensables de Corrientes de Combinadas.

COMPONENTE	Flujo (Kgmol/Día)	PM	Flujo (Kgmol/Día)
ACIDO SULFHÍDRICO	171.7	34	5837.8
HIDROGENO	30.8	2	61.6
INERTES	110.1	28	3082.8
METANO	515.1	16	8241.6
BIÓXIDO DE CARBONO	118.9	44	5231.6
ETILENO	4.4	28	123.2
ETANO	920.1	30	27603
		TOTAL	50,181.6

El flujo másico estimado de gases incondensables de corrientes de Combinadas a desfogues es de 2,091 Kg/ hr lo que representa un 10.2% del flujo másico de diseño de gas de cola que puede tratar la planta FCC-1 en su proceso de endulzamiento a base de Dietanol Amina (DEA).

Continuando con el Proceso de Recuperación de LPG.

La Torre Agotadora (Sección de agotamiento de la torre 103-E tiene platos de válvulas) es recalentado con vapor de baja presión (10-C1) y en paralelo con el 110-C2.

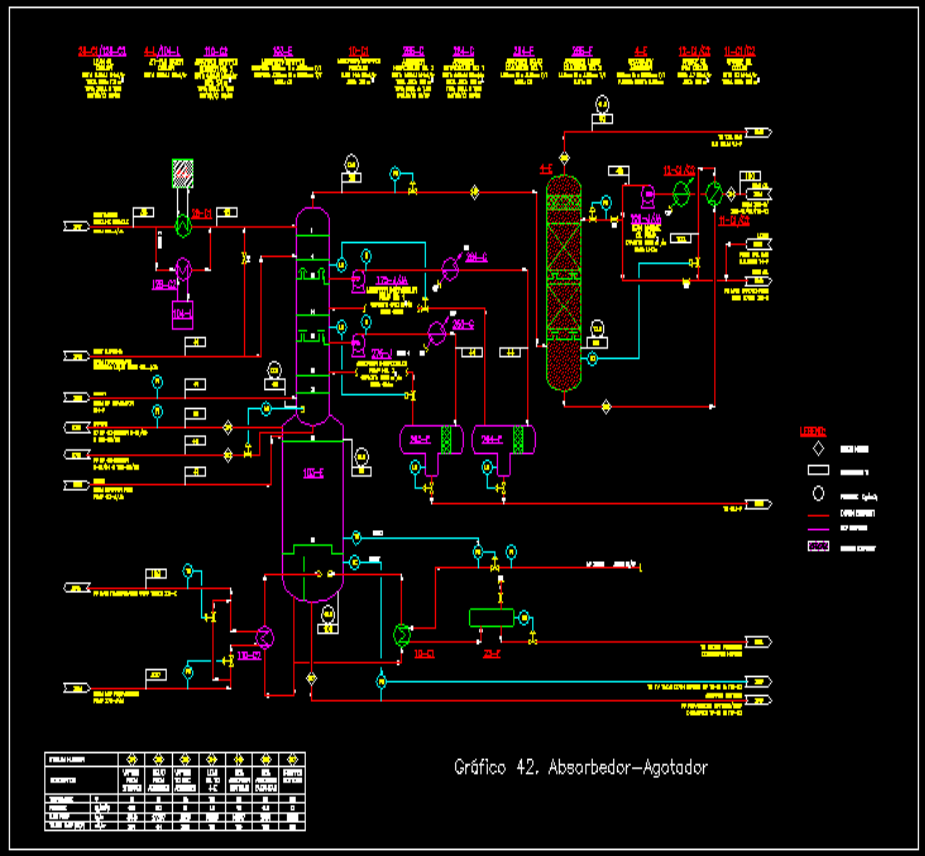


Gráfico 42. Absorbedor–Agotador

El Rehervidor No.2 del Absorbedor-Agotador para agotar los etanos y gases de más bajo punto de ebullición provenientes de la corriente de alimentación líquida de hidrocarburos del tambor separador de alta presión.

El líquido del fondo del Agotador (C3 e hidrocarburos de mayor punto de ebullición) es precalentado contra el líquido del fondo de la Debutanizadora (13-C1 con una coraza adicional 113-C2) y alimentado a la Torre Debutanizadora 105-E de 46 platos.

4.5 Torre Debutanizadora.

Para esta sección ver el Gráfico 43. “Torre Debutanizadora”.

En la Torre Debutanizadora 105-E, el líquido del fondo del agotador se separa en corrientes de C3-C4, LPG (domo) y gasolina debutanizada (fondo).

Los vapores del domo de la debutanizadora se condensan totalmente en los Condensadores de la Torre Debutanizadora 115-C (8 corazas) y fluye al Tambor de reflujo 105-F de la Torre Debutanizadora.

El reflujo se bombea con las nuevas bombas 115-J/JA al plato No.1 de la Debutanizadora mientras el producto del domo C3-C4, LPG se bombea también con las nuevas bombas de reflujo 115-J/JA al Sistema tratador de DEA para la eliminación del H2S, seguido del Tratamiento Merox para la remoción de mercaptanos.

El calor del 114-C1/C2 rehervidores de la Debutanizadora está suministrado por una corriente recirculante de fondos del fraccionador principal, suplido por Inter-rehervidor de la Debutanizadora 266-C1/C2 los cuales utilizan ACP como medio de calentamiento.

El líquido del fondo de la Debutanizadora precalienta la carga a la misma, precalienta la carga a la Torre Depropanizadora y luego es enfriado a 38° C. Esta corriente se separa en dos; uno como ac eite pobre de recirculación a la parte superior del plato del nuevo Absorbedor Primario 103-E y dos, como producto neto de nafta ligera debutanizada que es enviada a tratamiento MEROX para la remoción de mercaptanos.

En el Grafico 43. “Torre Debutanizadora” las corrientes (246) y (255) son las de LPG y gasolina debutanizada respectivamente, que son enviadas a tratamiento.

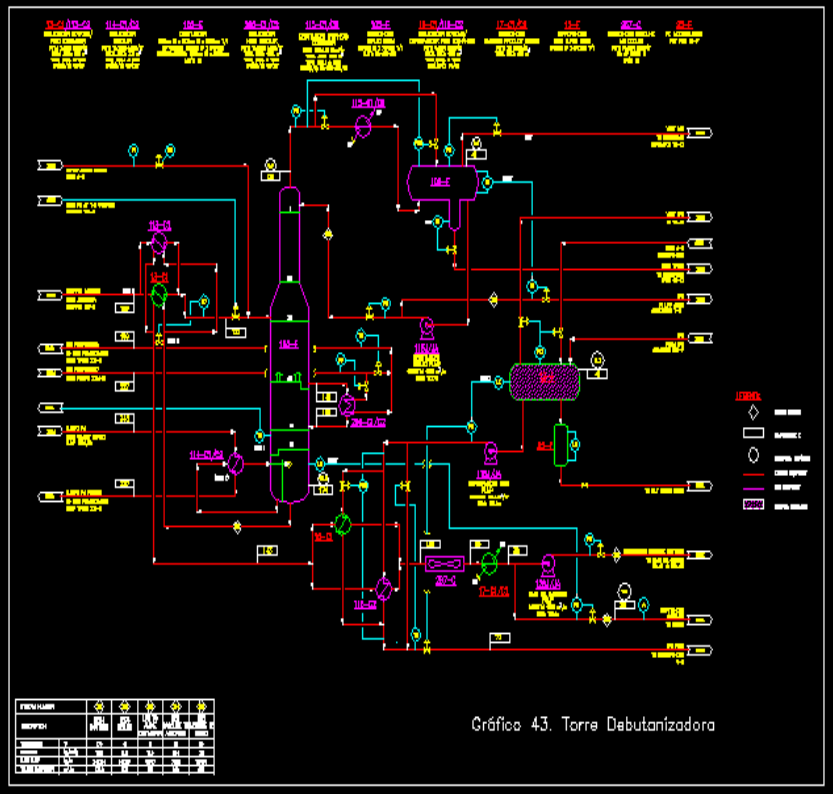


Gráfico 43. Torre Debutanizadora

La Tabla 25. “Corrientes de LPG y Gasolina” nos muestra los flujos de estas, así como también nos indica en forma comparativa los flujos másicos de las corrientes de Combinadas que se pretenden sumar a las anteriores.

Tabla 25. “Corrientes de LPG y Gasolina”

Corriente	Descripción	Flujo (Kg/hr)
253	LPG al Contactor de Amina	81,657
-	LPG en la Corriente de Combinadas	4,700
255	Gasolina a Merox	170,603
-	LPG en la Corriente de Combinadas	940

La Cantidad de LPG en nuestra corriente que se pretende integrar a la de la Planta FCC-1 que va hacia a tratamiento representa menos del 6% y la de Nafta solo un 0.6%.

Por todo lo anterior queda demostrado la factibilidad técnica de la integración de las corrientes de gases provenientes de las Plantas Combinada No.1 y Combinada No.2 hacia la planta FCC-1 para recuperar tres productos de gran valor económico: Gas Combustible, Gas L.P. y Naftas, en lugar de enviar a combustión al Quemador Elevado B-001.

El Gráfico 44. “Diagrama Conceptual de la Propuesta”, nos muestra de forma esquemática la interacción entre las corrientes a desfogues que aportan las Plantas Combinada No.1 y Combinada No. 2, la recuperación de estas y su envió a la Planta FCC-1.

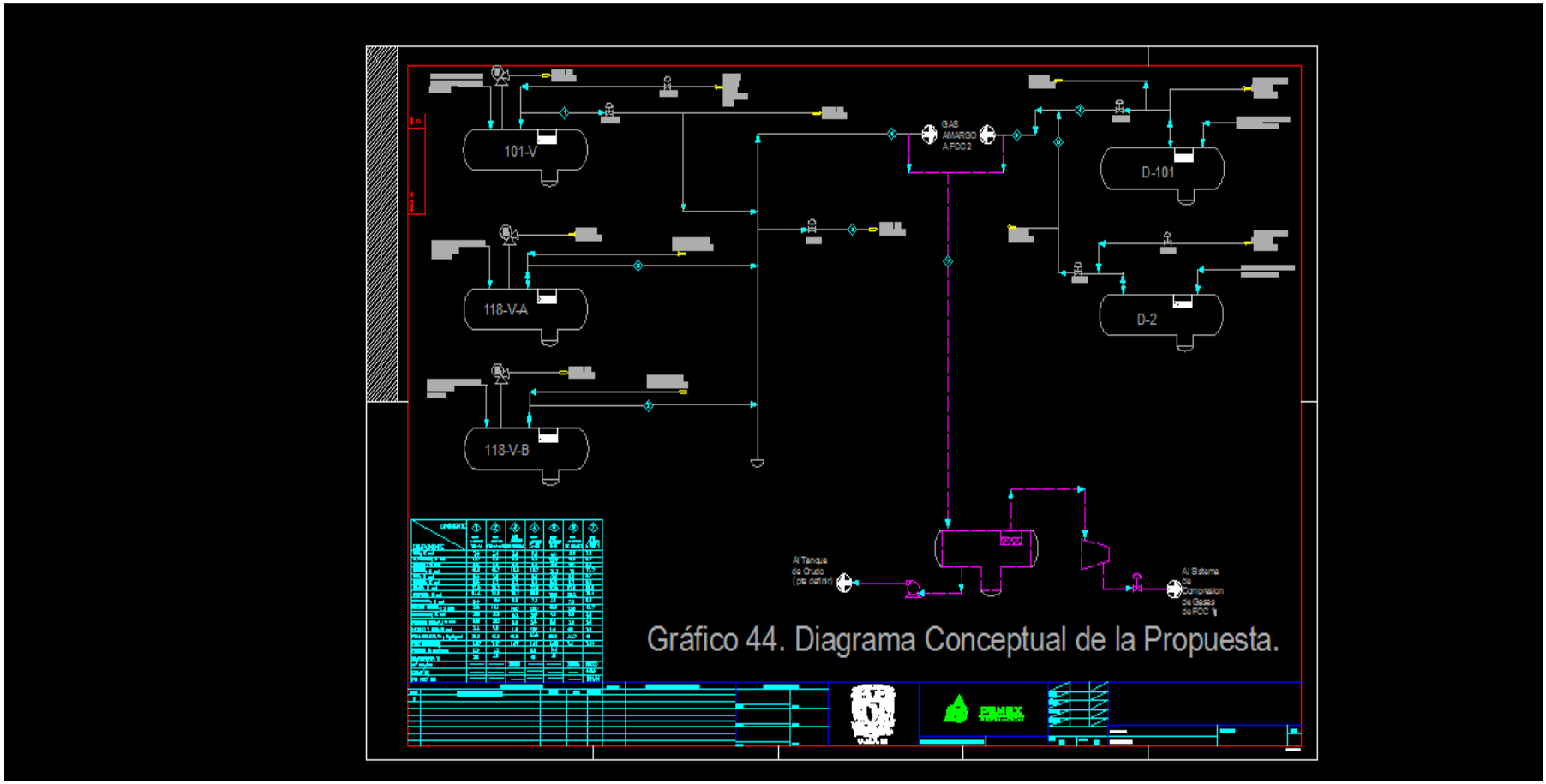


Gráfico 44. Diagrama Conceptual de la Propuesta.

V. Análisis Económico de la Propuesta de Recuperación y Reutilización de los Gases de Desfogues.

5.1 Generalidades sobre la Tasa de Retorno (TR).

Si un dinero se obtiene en préstamo, la tasa de interés se aplica al saldo no pagado (insoluto) de manera que la cantidad y el interés total del préstamo se pagan en su totalidad con el último pago del préstamo.

Desde la perspectiva del prestamista ó inversionista el dinero se presta o se invierte, hay un saldo no recuperado en cada periodo de tiempo.

La tasa de interés es el retorno sobre este saldo no recuperado, de manera que la cantidad total y el interés se recuperan en forma exacta con el último pago o entrada.

La Tasa de Retorno define estas dos situaciones.

Tasa de retorno (TR) es la tasa de interés pagada sobre el saldo no pagado de dinero obtenido en préstamo, o la tasa de interés ganada sobre el saldo no recuperado de una inversión, de manera que el pago o entrada final iguala exactamente a cero el saldo con el interés considerado.

La tasa de retorno está expresada como un porcentaje por periodo, por ejemplo, i = 10% anual. Ésta se expresa como un porcentaje positivo; es decir, no se considera el hecho de que el interés pagado en un préstamo sea en realidad una Tasa de Retorno negativa desde la perspectiva del prestamista.

El valor numérico de i puede moverse en un rango entre -100% hasta infinito, es decir, $-100\% < i < \infty$. En términos de una inversión, un retorno de i = -100% significa que se ha perdido la cantidad completa.

La definición anterior no establece que la Tasa de Retorno sea sobre la cantidad inicial de la inversión, sino más bien sobre el saldo no recuperado, el cual varía con el tiempo.

5.2 Cálculo de una Tasa de Retorno utilizando una ecuación del Valor Presente Neto.

Una ecuación de Valor Presente es la base para calcular la tasa de retorno sobre una inversión cuando hay diversos factores involucrados. Para entender con mayor claridad los cálculos de la tasa de retorno, es necesario mencionar que la base para los cálculos de la ingeniería económica es la equivalencia, o el valor del dinero en tiempo.

La cantidad presente de dinero es equivalente a una cantidad más alta a una fecha futura, siempre que la tasa de interés sea mayor que cero.

En los cálculos de la Tasa de Retorno, el objetivo es encontrar la tasa de interés *i* a la cual la cantidad presente y la cantidad futura son equivalentes.

Para determinar la Tasa de Retorno *i* de los flujos de efectivo de un proyecto, se debe definir la relación TR.

El valor presente de las inversiones o desembolsos, VP_D**,** se iguala al valor presente de los ingresos, VP_R. En forma equivalente, los dos pueden restarse e igualarse va cero. Es decir,

$$VP_D = VP_R$$

$$0=VP_R-VP_D$$

5.3 Estimación de la Tasa de Retorno de la Propuesta de Recuperación de Gases de Desfogues.

Los datos básicos necesarios para la estimación son:

Inversión Inicial: 3, 000,000 U.S. Dólares. (Dato obtenido de la cotización de un compresor de similares características al requerido para nuestro proyecto).

Ganancia Anual: 16, 750,000 U.S. Dólares. (Valor de la Energía que será recuperada al reprocesar nuestra corriente de gases que actualmente se quema).

Gastos de Operación Anual 300,000 U.S. Dólares. (10 % del Costo de la Inversión).

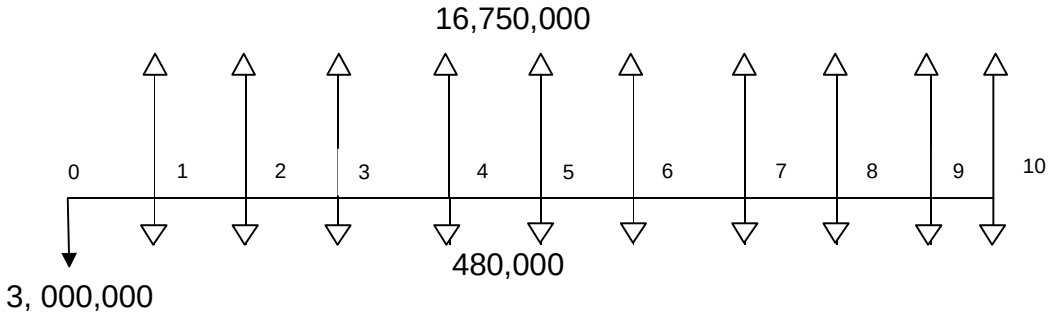
Gastos de Mantenimiento Anual: 180,000 U.S. Dólares. (6% del Costo de la Inversión).

Tiempo de Vida Útil del Compresor: 10 años

A simple vista podemos esperar una Tasa de Retorno positiva y grande para el proyecto, sin embargo cuan tan grande es la TR el objetivo de esto.

El Gráfico 45. “Flujo de Efectivo de la Propuesta”, nos muestra en forma ordenada los desembolsos y ganancias en el periodo de tiempo de nuestro análisis.

Gráfico 45. “Flujo de Efectivo de la Propuesta”



Se determinará la TR con la ecuación del Valor Presente Neto (VPN) del efectivo.

$$0 = -I - G.O.\left(\frac{P}{F}, i, n\right) - G.M.\left(\frac{P}{F}, i, n\right) + G\left(\frac{P}{F}, i, n\right)$$

Donde:

I= Inversión Inicial.

G.O.= Gastos de Operación.

G.M.= Gastos de Mantenimiento.

P/F= Factor del Valor Presente.

I= Tasa de Retorno.

n= Números de Periodos anuales.

También P/F es :

$$\frac{P}{F} = \frac{1}{(1+i)^n}$$

Sustituyendo los datos del proyecto en la Ecuación del VPN

$$0 = -3{,}000{,}000 - 300{,}000\left(\frac{P}{F}, i, 10\right) - 180{,}000\left(\frac{P}{F}, i, 10\right) + 16{,}000{,}000\left(\frac{P}{F}, i, 10\right)$$

La Tabla 26. “Factores del Valor Presente de la Propuesta”, nos da las expresiones para todos los Periodos.

n	Flujo Efectivo (Dólares)	Expresión (P/F)
0	-3,000,000	-
1	15,520,000	$\frac{1}{(1+i)^1}$
2	15,520,000	$\frac{1}{(1+i)^2}$
3	15,520,000	$\frac{1}{(1+i)^3}$
4	15,520,000	$\frac{1}{(1+i)^4}$
5	15,520,000	$\frac{1}{(1+i)^5}$
6	15,520,000	$\frac{1}{(1+i)^6}$
7	15,520,000	$\frac{1}{(1+i)^7}$
8	15,520,000	$\frac{1}{(1+i)^8}$
9	15,520,000	$\frac{1}{(1+i)^9}$
10	15,520,000	$\frac{1}{(1+i)^{10}}$

El procedimiento para encontrar la Tasa de Retorno (i), es el siguiente:

Mediante el método de ensayo y error debemos de dar valores a la Tasa de Retorno (i), encontrar los valores de los Factores de Valor Presente (P/F) y sustituir en la Ecuación del VPN hasta que se cumpla la igualdad.

El Resultado es i= 5.17

El Porcentaje de la TR Anual= 517%

La Tasa Mínima de Retorno Anual para Proyectos de PEMEX es del 10 % anual.

La Propuesta está justificada económicamente.

Análisis y Conclusiones.

El Cambio Climático en el Mundo está comprobado por la ciencia, es un problema que no debe de ser visto de manera indiferente, todas los Países, sus Instituciones, Razones Sociales y población en general tenemos que tomar acciones inmediatas que conlleven a disminuir los gases de efecto invernadero que ocasionan el calentamiento global de nuestro planeta, la forma más eficaz para lograr este objetivo es a través de la conciencia fortalecida con disciplina para emprender y llevar a buen término nuestras acciones preventivas y correctivas. Ninguna de las acciones que realicemos como individuos o como población de un país para frenar las descontroladas emisiones de GEI a la atmosfera esta de mas, desde acciones simples como el uso discreto de vehículos de combustión interna y ahorro de electricidad en casa, hasta acciones más complejas como la optimización de procesos químicos y petroquímicos, terminarán en resultados favorables para nuestra atmósfera que nos permita dejar un mejor planeta a nuestras futuras generaciones.

En el caso de nuestro estudio los resultados hablan por sí solos, lo que aparentemente y por la capacidad de proceso de la Refinería de Cadereyta no representa una cantidad mayor de flujo (50,000 m^3/día) de gases al Quemador B-001, en realidad son más de 187,000 Toneladas de Dióxido de Carbono que se están emitiendo a la atmósfera anualmente y esto representa del 9 al 10 % del total de emisiones anuales de CO2 que ha reportado la Refinería Ing. Héctor R. Lara Sosa desde el año 2001 a la fecha.

Entonces la recuperación y reutilización de estos gases no se puede hacer esperar, el impacto ambiental y el estudio técnico-económico son muy favorables, de hecho se considera una pérdida de dinero el hecho de no concretar dicha recuperación de gases.

Otra aspecto que no se mencionó anteriormente pero que vale la pena hacerlo, es la venta de los Certificados de Reducción de Emisiones provenientes de este proyecto lo que mejorara el valor económico de este, colocara a la Refinería de Cadereyta entre los centros de trabajo con mejores resultados en desarrollo sustentable y ante la opinión pública como una empresa socialmente responsable.

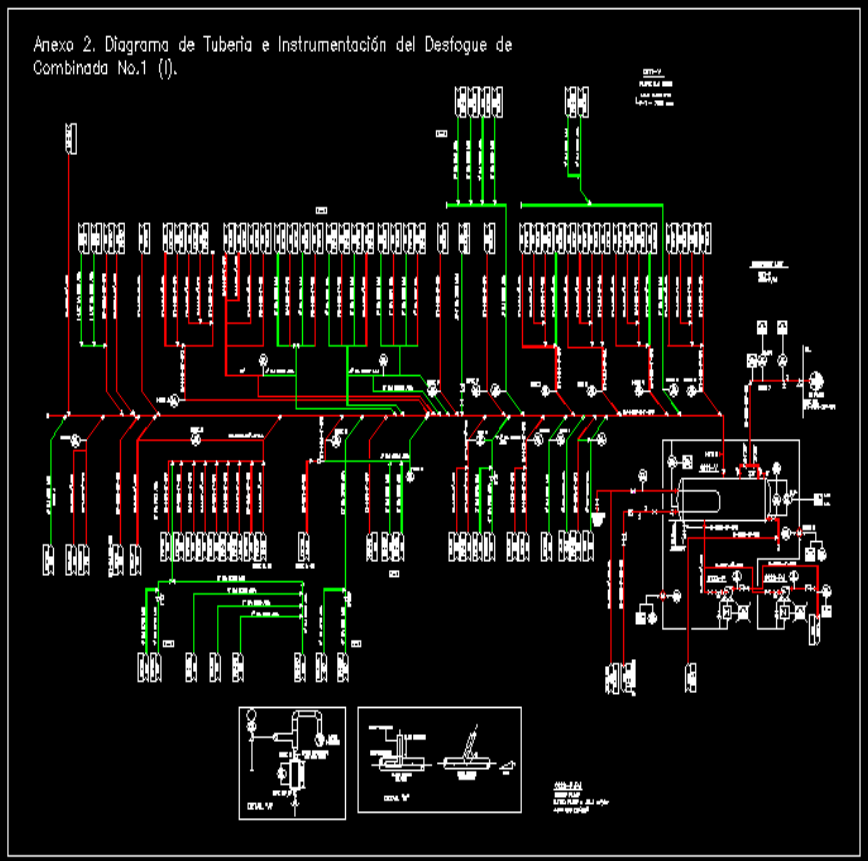
El ahorro de energía es otro punto favorable del proyecto, se estimo que la recuperación de los gases que son enviados a desfogues por parte de las Plantas Combinada No. 1 y Combinada No.2 tienen un poder calorífico de más de 7,500 millones de BTU por día, lo que representa poco más del 3 % de la energía consumida por todos los equipos de combustión de la Refinería Ing. Héctor R. Lara Sosa.

Cabe hacer mención que es la primera ocasión que en este centro de trabajo se lleva a cabo un estudio similar, donde fueron estimados estadísticamente los flujos y caracterizadas las corrientes y se demuestra los beneficios económicos y ambientales de la propuesta realizada.

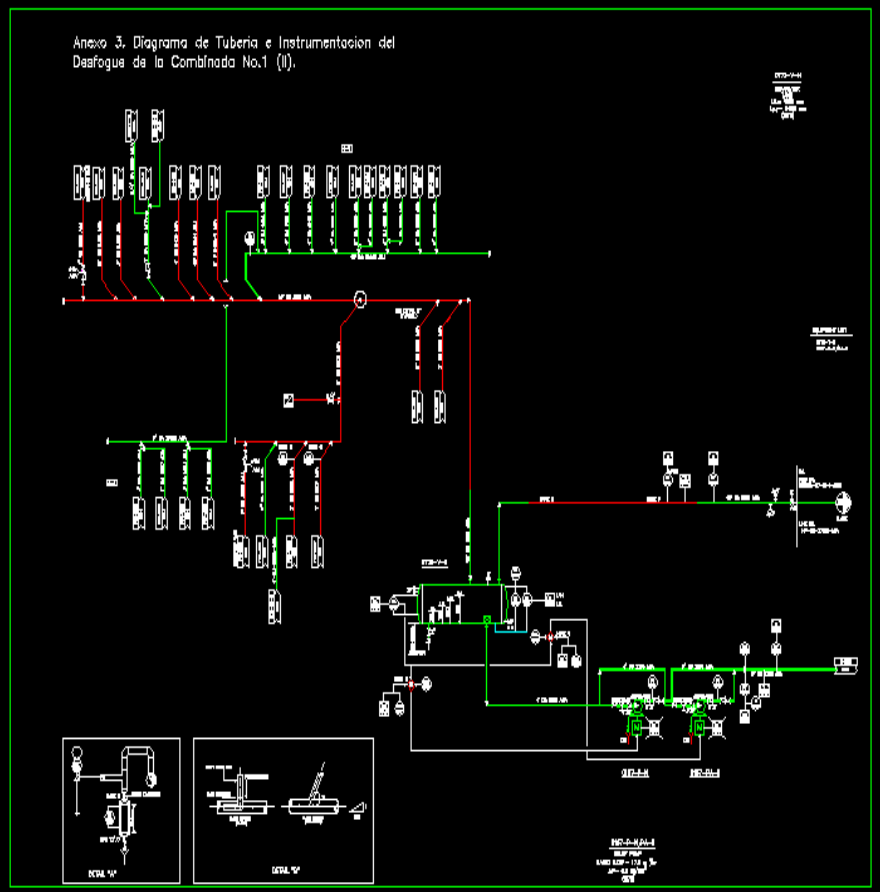
ANEXOS.

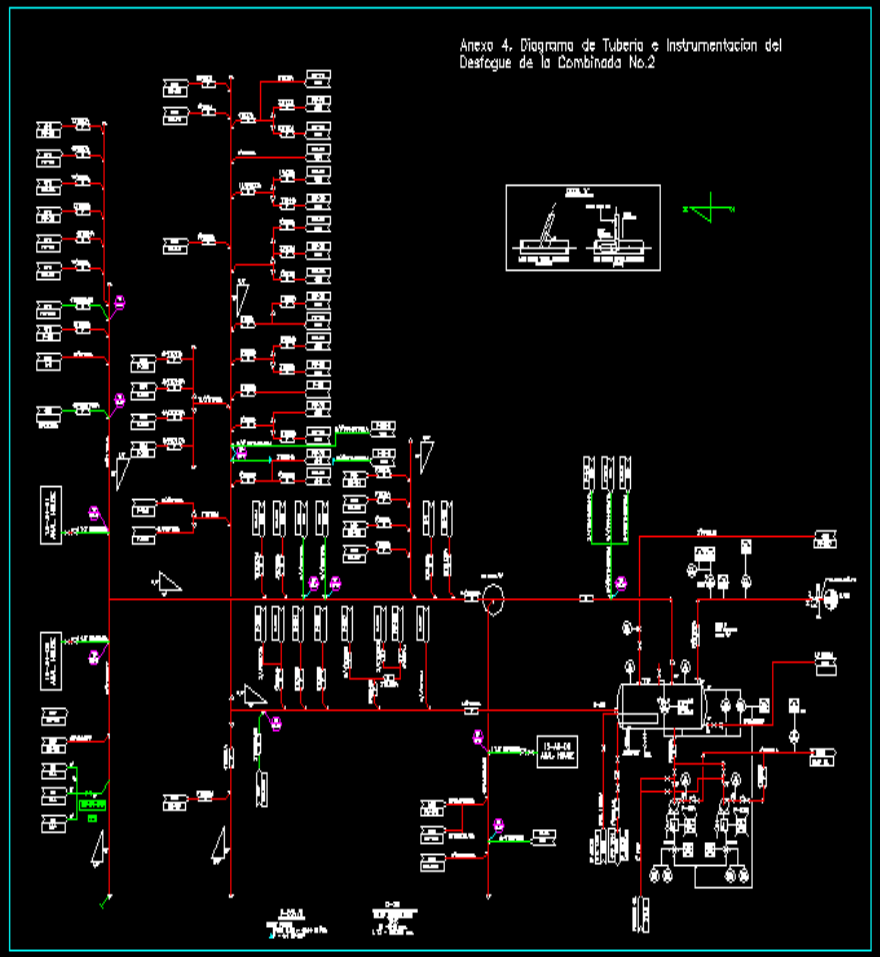
Anexo1. "Plot Plan de la Refinería Ing. Héctor R. Lara Sosa

Anexo 2. Diagrama de Tubería e Instrumentación del Desfogue de Combinada No.1 (I).



Anexo 3. Diagrama de Tuberia e Instrumentacion del Desfogue de la Combinada No.1 (II).




Anexo 4. Diagrama de Tuberia e Instrumentacion del
Destogue de la Combinada No.2

Referencias Bibliográficas.

Bibliografía.

- STANLEY M. WALAS, Chemical Process Equipment, Selection and Design. , Department of Chemical and Petroleum Engineering University of Kansas, USA, 1990.

- SMITH-VAN NESS- ABOTT, Introducción a la Termodinámica en Ingeniería Química, Quinta Edición, México, D.F., 1997.

- DOWN W. GREEN, ROBERT H. PERRY, Perry's Chemical Engineers' Handbook, 8th.Edition, University of Kansas, USA, 2008.

- GEORGE C. CANAVOS, Probabilidad y Estadística, Aplicaciones y Métodos, Virginia Commonwealth University, USA, 1998.

- CRANE CO., Flujo de Fluidos en Válvulas Accesorios y Tuberías., Editorial McGraw-Hill, México, 1997.

- LELAND T. BLANK, ANTHONY J. TARQUIN., Ingeniería Económica, 4a. Edición., Texas, USA, 1999.

- EMMERSON PROCESS MANAGEMENT, Control Valve Handbook. Fourth Edition. , Fisher Control International USA, 2005.

- NACIONES UNIDAS, Convención de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático., 1992.

- NACIONES UNIDAS. , Protocoló de Kioto de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático. , 1992

- SECRETARIA DE RECURSOS NATURALES Y AMBIENTE. , Mecanismos de Desarrollo Limpio, Conceptos Básicos. , Tegucigalpa, Honduras, 2009.

- PEMEX., Cambio Climático y Biodiversidad., México, D.F. ,2008.

- PEMEX, Dirección Corporativa de Operaciones., Mercado Interno de Permisos de Emisiones de Bonos de Carbono., México, D.F., 2008.

- PODER EJECUTIVO FEDERAL., Programa especial de Cambio Climático 2009-2012., México, D.F., 2009.

Tesis.

- MARÍA BLANNO VIDAL, Estudio Integral y Desarrollo de Ingeniería Conceptual para Sistemas de Desfogues de un Sector de Hidrotratamiento en una Refinería para Utilizar Gases Combustibles de Desecho para Reducción de Emisiones de CO_2 a la Atmósfera, UNAM, México D.F., 2009.

Sitios WEB.

- www.desarrollosustentable.pemex.com
- www.semarnat.gob.mx
- www.ref.pemex.com
- http://unfccc.int/portal_espanol.com
- www.snvworld.org
- www.pemex.com