



**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ**

**MEMORIA DE RESIDENCIA PROFESIONAL**

**TEMA: DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO DE LOS EQUIPOS DE PROCESO DE LA PLANTA GUBA (GASOLINA ULTRA BAJO AZUFRE) DE LA REFINERÍA “ING. ANTONIO DOVALÍ JAIME” SALINA CRUZ, OAXACA.**

**PRESENTADA PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO QUÍMICO**

**PRESENTA:**

**SALINAS MARTÍNEZ ALEJANDRA**

**ASESOR INTERNO:**

**ING. ROBERTO DAVID VAZQUEZ SOLÍS**

**ASESOR EXTERNO:**

**ING. GABRIEL TORRES MORENO**

**REVISORES:**

**ING. WILBERTH MORGÁN BLANCO CARRILLO**

**ING. JORGE ARMANDO GÓMEZ SALINAS**

**PERIODO: AGOSTO – DICIEMBRE 2018**

## AGRADECIMIENTOS

A lo largo de nuestra vida nos cruzamos con muchos tipos de persona y, sin duda, algunas son para recordar.

Son esas personas que se han ganado el estar en un lugar especial en nuestra vida, porque nos han prestado ayuda cuando la hemos necesitado, siempre han estado allí en los momentos difíciles o simplemente porque han crecido junto a nosotros brindándonos su amor incondicional.

El agradecimiento primero es hacia Dios por guiarme en el buen camino con sabiduría y fortaleza, entrega y entusiasmo por haberme dado salud para lograr mis objetivos y metas, por estar presente en todo momento, porque sin la ayuda de él, esto no sería posible. A mis abuelitos que desde el cielo me cuidaron y protegieron en todo momento, por iluminarme en tiempos de oscuridad y guiarme hasta esta etapa de mi vida.

Para mis padres Alejandro Salinas Ramos y Eneyda Martínez Velázquez, ya que, sin su amor, su ayuda, esfuerzo, consejos, regaños, esto no sería posible, por ser mi motivación, mi razón de ser para seguir adelante, porque todo esto es gracias a ellos.

Para mis hermanas Basilia y Rosa Elvia, por su sincera amistad, consejos y entusiasmo yo no hubiera podido salir de los ratos malos, por ser mi ejemplo por seguir, por ser las personas en quien más pude confiar cuando mi mundo estaba desequilibrado..... Y a mi sobrina Dayene por llenar ese vacío que mis ángeles dejaron, que, con su alegría nos cambió la vida por completo, comprendiendo que el tiempo de Dios es perfecto.

Para mis asesores Ing. Roberto David Vázquez Solís, Ing. Gabriel Torres Moreno e Ing. Deymons Meza Cortes por su apoyo incondicional en el transcurso de la residencia profesional.

Recuerda tus sueños y lucha por ellos. Debes saber que quieres de la vida. Solo hay una cosa que hace tu sueño imposible: el miedo al fracaso...Paulo Coelho.

## RESUMEN

En el siguiente informe, se describió el área de trabajo y sus actividades productivas donde se realizará la residencia profesional, plasmando un resumen histórico de la empresa y su evolución, así mismo, la misión y visión del centro de trabajo con la descripción de los procesos industriales referentes a la producción de gasolinas, destilados y residuos, centrandó la atención en la sección de las plantas ULSG-1 y ULSG-2 del proyecto GUBA (Gasolina Ultra Bajo Azufre), siendo así, el objetivo de la residencia bajo la tutela del Ingeniero Gabriel Torres Moreno, para la realización de una metodología para evaluar el desempeño energético de los equipos de proceso de la planta GUBA.

Las plantas de Gasolina Ultra Bajo Azufre, en la refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime” ubicado en la ciudad y puerto de Salina Cruz. La planta GUBA inicio como parte de un proyecto direccionado a reducir las emisiones de contaminantes al medio ambiente, iniciando en el 2005 con el desarrollo de la ingeniería de detalle, procura de equipo y materiales, construcción, pruebas, capacitación, y en el 2016 inicia la fase de preparativos de arranque, pruebas de comportamiento y garantías de las plantas desulfuradora de gasolina catalítica ULSG-1 (U-1000) y ULSG-2 (U-2000), sus unidades regeneradoras de amina (URA-1 y URA-2), así como sus instalaciones complementarias, bombas, quemador elevado y lo requerido para su operación segura y confiable.

El proceso CDHydro®/CDHDS®, propiedad de CDTech<sup>1</sup>, consiste en una destilación catalítica, mediante la cual se elimina el azufre y nitrógeno presentes en la fracción ligera de la alimentación y en la hidrogenación catalítica de los compuestos de azufre y nitrógeno de la fracción pesada con una pérdida mínima de octano, con un posterior tratamiento de los subproductos.

El enfoque de la metodología es para evaluar la cantidad de energía eléctrica y el consumo de vapor en los equipos significativos, pudiendo así calcular su eficiencia energética de cada uno de ellos.

---

<sup>1</sup> CDTech: Catalytic Distillation Technologies

# ÍNDICE

CAPÍTULO I.- INTRODUCCIÓN.....	8
GENERALIDADES.....	11
1.1    DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA Y CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA.....	11
1.1.1.1    HISTORIA DE LA EMPRESA .....	11
1.1.1.2    MISIÓN.....	15
1.1.1.3    VISIÓN .....	15
1.1.1.4    OBJETIVO GENERAL.....	15
1.1.1.5    OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
1.1.1.6    POLÍTICAS.....	16
1.1.1.7    POLÍTICA DE CALIDAD.....	16
1.1.1.8    PRINCIPIOS DE LA REFINERÍA. ....	16
1.1.1.9    ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA.....	17
PROBLEMAS A RESOLVER.....	18
OBJETIVOS .....	19
1.2    OBJETIVO GENERAL.....	19
1.3    OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	19
JUSTIFICACIÓN .....	19
ALCANCES Y LIMITACIONES.....	19
CAPÍTULO II.- FUNDAMENTO TEÓRICO .....	20
1.4    LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO DESPUÉS DE LA EXPROPIACIÓN.....	20
1.5    CONFIGURACIÓN DE UNA REFINERÍA .....	23
1.6    PRODUCTOS DE UNA REFINERÍA .....	24
1.7    QUÍMICA DEL PETRÓLEO .....	25
1.7.1.1    Origen geológico del petróleo.....	26
1.7.1.2    Formación inorgánica.....	26
1.7.1.3    Formación orgánica.....	26
1.7.1.4    Naturaleza del petróleo crudo.....	26
1.7.1.5    Composición química y propiedades del petróleo. ....	27

1.7.1.6	Tipos y características del petróleo. ....	29
1.7.1.7	Instalaciones petroleras. ....	31
1.7.1.8	Contaminantes del petróleo y efectos en los procesos. ....	33
1.7.1.9	Procesos de refinación del petróleo. ....	34
1.8	REFINERÍA “ING. ANTONIO DOVALÍ JAIME” .....	37
1.8.1.1	Localización. ....	38
1.8.1.2	Descripción de las plantas de la refinería .....	42
1.9	PLANTAS DE GASOLINA ULTRA BAJO AZUFRE .....	48
1.9.1.1	Diagrama general de proceso .....	51
1.9.1.2	Procesos. ....	51
1.9.1.3	Servicios .....	52
1.9.1.4	Planta Desulfuradoras de Gasolinas Catalíticas. ....	53
1.9.1.5	Química del proceso. ....	54
1.9.1.6	Descripción general del proceso .....	57
1.9.1.7	Configuración de la ULSG-1/ULSG-2 .....	58
1.9.1.8	Configuración de unidad de regeneradora de amina (URA-1/2). ....	61
1.9.1.9	Localización de la planta .....	63
1.9.1.10	Integración con otras plantas. ....	64
1.10	DESEMPEÑO ENERGÉTICO .....	65
1.10.1.1	Política de gestión de la energía .....	67
1.10.1.2	Sistema de Gestión de la Energía .....	68
	Implementación bajo la norma ISO-50001 .....	68
1.10.1.3	Desempeño energético de los equipos de proceso de la Planta GUBA (Gasolina Ultra Bajo Azufre) .....	69
1.10.1.4	Estudio del consumo energético. ....	73
<b>CAPÍTULO III.- PROCEDIMIENTO Y DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS .....</b>		<b>73</b>
	Premisas para el análisis. ....	73
1.11	REVISIÓN ENERGÉTICA .....	81
1.11.1.1	2.- SELECCIÓN, JUSTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN .....	81

1.12	Desarrollo de las Actividades.....	82
CAPÍTULO IV.- RESULTADOS.....		95
1.12.1.1	Análisis energético de los equipos de consumo significativo.....	95
1.13	Calentador BA-1201 .....	95
	Calentador BA-1201.....	98
	Calentador BA-2201.....	103
CAPÍTULO V.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....		113
CAPÍTULO VI. - COMPETENCIAS DESARROLLADAS Y/O APLICADAS.....		114
CAPÍTULO VIII.- REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y VIRTUALES.....		115
CAPÍTULO VIII.- ANEXOS .....		117
	IMÁGENES DE LA PLANTA GUBA.....	117

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1.-	Organigrama de la refinería "Ing. Antonio Dovalí Jaime" .....	17
Ilustración 2.-	Organigrama de la superintendencia de ingeniería de Procesos .....	18
Ilustración 3.-	Capacidad de crudo por refinería.....	22
Ilustración 4.-	Principales productos de una Refinería.....	24
Ilustración 5.-	Instalaciones Petroleras. (Anuario estadístico de PEMEX 2008).....	32
Ilustración 6.-	Componentes de una desaladora .....	35
Ilustración 7.-	Tipos de desaladoras .....	36
Ilustración 8.-	Esquema general de la Refinería .....	38
Ilustración 9.-	República Mexicana (Estado de ubicación de la Refinería) .....	39
Ilustración 10.-	Zonas de Influencia .....	40
Ilustración 11.-	Integración de la planta. ....	50
Ilustración 12.-	Diagrama de flujo: materia prima, productos y subproductos .....	51
Ilustración 13.-	Localización de la planta en la refinería .....	64
Ilustración 14.-	Concepto de desempeño energético para un SGEEn .....	65
Ilustración 15.-	Diagrama simplificado de la planta GUBA "Gasolina Ultra baja de Azufre" con variables relevantes .....	82
Ilustración 16.-	Gráfica de consumo por tipo de energía .....	92
Ilustración 17.-	Gráfica por uso de energía.....	93
Ilustración 18.-	Gráfica de consumo por tipo de equipo.....	93

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Composición del petróleo crudo .....	27
Tabla 2.- Calidades del Petróleo crudo.....	30
Tabla 3.- Características de los Petróleos Mexicanos .....	30
Tabla 4.- Procesos de Refinación.....	37
Tabla 5.- Capacidades de las plantas en Refinería "Ing. Antonio Dovalí Jaime" .....	41
Tabla 6.- Promedio de producción de la Refinería " Ing. Antonio Dovalí Jaime" .....	48
Tabla 7.-Determinación del azufre.....	49
Tabla 8.- Tabla de especificaciones .....	54
Tabla 9.- Gas combustible generado.....	58
Tabla 10.- Equipos de consumo de energía de la ULSG-1 .....	74
Tabla 11.-Equipos de consumo de energía de ULSG-2 .....	78
Tabla 12.-Estudio del consumo energético e identificación de equipos de consumo significativo .....	87
Tabla 13.- Matriz de resumen de distribución energética .....	93
Tabla 14.- Lista de usos significativos de la energía .....	95
Tabla 15.-Modo de operación de los calentadores.....	96

## **CAPÍTULO I.- INTRODUCCIÓN**

La demanda nacional e internacional que existe de los hidrocarburos derivados del petróleo y la disponibilidad de la materia prima con que cuenta nuestro país por los yacimientos petrolíferos descubiertos en zonas de los estados de Tabasco y Chiapas en el sur de la República Mexicana, hicieron necesaria la construcción de la refinería de Salina Cruz, Oaxaca, en la cual se localiza la planta de Gasolina Ultra Bajo Azufre (GUBA). (ALBORES, 2000)<sup>2</sup>

Petróleos Mexicanos (Pemex) es una empresa estatal productora, transportista, refinadora y comercializadora de petróleo y gas natural de México, siendo la principal fuente de generación de hidrocarburos combustibles, los cuales son de gran importancia para la humanidad y el desarrollo industrial, posicionándose como un fuerte ingreso económico para el país, debido a los beneficios que los mismos traen al ser implementados en distintos procesos. Al hablar de refinación, se sabe que el proceso mismo requiere de grandes cantidades de energía y, sobre todo, mantener un control de las presiones y temperaturas de cada una de las operaciones en las plantas de proceso, destinadas a producir los destilados, gasolinas y otros hidrocarburos.

Durante 80 años ha sido parte fundamental de la industria petrolera y hoy en día cuentan con nuevos retos en el mercado nacional e internacional, los cuales afrontan con determinación y liderazgo. Enfocándose no sólo en el plano energético, sino también en el sector económico, social y ambiental, para siendo la empresa emblemática de México.

En las últimas tres décadas los esfuerzos por controlar el daño ambiental que causan los automóviles y gasolina se han convertido en algo sumamente complejo. Esto ha impulsado el desarrollo de una nueva generación de gasolina, mejor conocido como programa de “reformulación de gasolina”. Las metas fundamentales son disminuir los contaminantes y no generar compuestos que reaccionan en la atmósfera creando productos nocivos. El programa de reformulación de gasolina en EUA fue delineado en

---

<sup>2</sup> ALBORES. (2000). Manual de operación de primaria I.

1990 con el “Acta del aire limpio”. En México se establece la norma NOM-086. En base a este marco histórico surge la Gasolina Ultra Bajo Azufre, la cual disminuye la cantidad de azufre considerablemente, por esto se logra disminuir la contaminación atmosférica.

En el año 2005, se dio a conocer el programa de Calidad de Combustibles, el cual permite garantizar que los mexicanos podrán consumir combustibles limpios en el país, con la calidad que demandan las normas nacionales e internacionales, con un contenido bajo de azufre.

El anunciamiento surge en medio de la crisis ambiental en la Ciudad de México, en donde se atribuyó una parte del problema a la calidad de los combustibles que produce y distribuye la empresa Pemex transformación Industrial.

El proyecto se basa bajo la NORMA ISO 50001:2011 / NMX-J-SAA-50001-ANCE IMNC-2011, que sea implementado en la empresa desde el año 2014, la norma tiene el propósito de facilitar a las organizaciones el establecimiento de los sistemas y procesos necesarios para mejorar su desempeño energético, incluyendo la eficiencia energética, el uso y el consumo de la energía a través de un Sistema de Gestión de la Energía (SGEn).

La función de la unidad CDHydro®/CDHDS®, consiste en una destilación catalítica, mediante la cual se elimina el azufre y nitrógeno presentes en la fracción ligera de la alimentación y en la hidrogenación catalítica de los compuestos de azufre y nitrógeno de la fracción pesada con una pérdida mínima de octano, con un posterior tratamiento de los subproductos.

Las plantas ULSG<sup>3</sup> tendrán la función de producir gasolina Catalítica Hidrotratada con un bajo contenido de azufre (10 ppm<sup>4</sup> en peso).<sup>5</sup> Está diseñada para procesar 25,000

---

<sup>3</sup> ULSG: Ultra Low Sulfur Gasoline

<sup>4</sup> Ppm: Partes por millón

<sup>5</sup> PROCESO CDHydro® / CDHDS+SM. (2007). PLANTA DE DESULFURACIÓN DE GASOLINA FCC. Houston, Texas. Catalytic Distillation Technologies

BSPD<sup>6</sup> de gasolina catalítica amarga con una TFE de 230°C, con una carga mínima de 15,000 BSPD.

El sistema de gestión energética los equipos de proceso de la planta consumen una gran cantidad de energía eléctrica y vapor, sin saber lo eficiente que son estos, este proyecto desarrollara una metodología para evaluar la eficiencia de estos servicios complementarios en los equipos de la planta GUBA.

---

<sup>6</sup> BSPD:

# GENERALIDADES

## 1.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA Y CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA

### 1.1.1.1 HISTORIA DE LA EMPRESA<sup>7</sup>

En 1933, mediante el nombre de PETROMEX se crea la compañía Petróleos de México, S.A. (antecedente de Pemex). Empresa del estado que tenía como objetivo regular el mercado interno de petróleo, producir los derivados de petróleo y capacitar a personal.

Se funda el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) en 1936, cuya primera acción fue elaborar un proyecto de contrato que sustituyera los distintos contratos colectivos que regían las relaciones laborales en cada una de las empresas.

El presidente General Lázaro Cárdenas del Río, para 1938, expropia las instalaciones de las empresas petroleras extranjeras, y el 7 de junio de ese año mediante un decreto presidencial se crea Petróleos Mexicanos (PEMEX), como la única empresa petrolera del país y se le dota de las facultades necesarias para realizar todos los trabajos de exploración, explotación, refinación y comercialización del petróleo en el país.

En 1940, PEMEX es reformada en una sola entidad verticalmente integrada, desde la exploración de hidrocarburos hasta la comercialización de estos y sus refinados.

Para 1942 el presidente Ávila Camacho, en un comunicado oficial, informa que el monto de la indemnización de los bienes expropiados a compañías petroleras era de 23'995,991 dólares. Y en 1944 la producción petrolera de PEMEX desciende considerablemente, por lo que el país se ve obligado a importar cada vez más productos petrolíferos (gasolinas, grasas, lubricantes, entre otros).

En 1958, Se promulga la Ley del Petróleo (Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo) en la que se definió por primera vez las funciones que desarrollaría PEMEX y separa la petroquímica básica y secundaria.

---

<sup>7</sup> PEMEX REFINACIÓN. (2009). Inducción al sistema nacional de refinación. Mexico, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo.

El 23 de agosto de 1965, se crea el Instituto Mexicano del Petróleo, centro público de investigación, cuya orientación estratégica es generar investigación científica básica y aplicada, realizar desarrollo tecnológico de gran nivel, ofrecer servicios de alto contenido tecnológico, así como capacitar y formar recursos humanos que impulsen el desarrollo de tecnología propia.

El 6 de febrero de 1971, se promulgó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, en el cual se definen los objetivos de PEMEX, presentados a continuación:

- Exploración
- Explotación
- Refinación
- Transporte
- Almacenamiento
- Distribución
- Ventas

En 1986, el volumen anual de crudo exportado descendió a 470 millones de barriles, una reducción de 12.5% con respecto a 1983, año en que PEMEX había alcanzado el nivel de exportaciones más alto hasta entonces. Las 23 plataformas marinas instaladas en Cantarell producían el 64% del total. Y en 1989, se crea la empresa filial PMI Comercio Internacional, S. A. de C. V, con el propósito de establecer un marco organizacional moderno y eficiente para la realización de las actividades comerciales internacionales de la empresa. Iniciando en 1990, un programa para disminuir la emisión de contaminantes a la atmósfera y que incluyó la elaboración de gasolinas oxigenadas para vehículos automotores.

Después de 58 años de operación se cierra la refinería "18 de marzo" en el año 1991, con el propósito de mejorar la calidad del aire de la ciudad de México, posteriormente se crea el Parque Bicentenario. En 1992, inicia el sistema de Franquicias PEMEX liberalizando este negocio e incrementando el número de gasolineras a lo largo de todo el territorio nacional.

En 1992 - 1994, se expide una nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos subsidiarios, que define a PEMEX como órgano descentralizado de la Administración Pública Federal, responsable de la conducción de la industria petrolera nacional. Esta ley determina la creación de un órgano Corporativo y cuatro Organismos Subsidiarios, los cuales se presentan a continuación:

- Pemex Exploración y Producción (PEP)
- Pemex Refinación (PXR)
- Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB)
- Pemex Petroquímica (PPQ)

El 6 de enero de 2005, El Congreso de la Unión autoriza un nuevo régimen fiscal para la empresa, con el propósito de liberar recursos adicionales para invertir en una escala mayor en la exploración y desarrollo de nuevos yacimientos de petróleo crudo y gas natural.

Ante el agotamiento de los campos de hidrocarburos más productivos, principalmente Cantarell, se ponen en marcha los llamados Contratos Integrales que permitan crear alianzas con otras empresas en campos maduros, Chicontepec y aguas profundas del Golfo de México en el año 2010.

El 12 de agosto de 2013, el presidente de la Republica Enrique Peña Nieto promulga la reforma energética que busca incrementar la producción petrolera del país y sus reservas, manteniendo la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos, PEMEX se mantiene como una empresa productiva del Estado y se amplía el marco regulatorio del sector energético.

Un año después, el 11 de agosto del 2014, el presidente de la Republica Enrique Peña Nieto, promulga las Leyes Secundarias en materia energética y aseguró que “El estado mexicano mantiene la rectoría de la industria en los procesos de exploración, extracción, refinación, petroquímica, transporte y almacenamiento de hidrocarburos”.

En la actualidad, PEMEX con el fin de competir en un mercado abierto y mantener una posición de liderazgo en el sector, se transforma en Empresa Productiva del Estado,

creando 7 Empresas Productivas Subsidiarias (EPS), las cuales tienen personalidad jurídica y patrimonio propio. Además, se sujetan a la conducción estratégica, dirección y coordinación de Petróleos Mexicanos, siendo estas:

- Exploración y Producción: Se encarga de la exploración y extracción del petróleo e hidrocarburos en México y el extranjero.
- Transformación Industrial: Se encarga de la refinación, transformación, procesamiento y comercialización de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.
- Perforación y Servicios: Se encarga de la perforación, terminación y servicios a pozos.
- Logística: Se encarga del transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos por ducto, medios marítimos y terrestres, tanto para PEMEX como para terceros.
- Cogeneración y Servicio: Se encarga de la generación, suministro y comercialización de energía eléctrica y térmica para PEMEX y terceros.
- Fertilizantes: Se encarga de la producción, distribución, servicios y comercialización de amoníaco, fertilizantes y sus derivados.
- Etileno: Se encarga de la producción, distribución y comercialización de derivados del metano, etano y del propileno.

PEMEX Transformación Industrial cuenta con 6 refinerías, 8 complejos petroquímicos y 9 complejos procesadores de gas que les permite producir derivados de petróleo para hacerlos llegar a distintos sectores. De las 6 refinerías existentes, una de las más importantes es la Refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime” la cual inició operaciones en abril de 1979 y fue creada con el objetivo de elaborar los productos petrolíferos que cubrieran parte de la demanda nacional en base a las necesidades de consumo, además de realizar la exportación de crudo y destilados por las costas mexicanas del litoral del Pacífico.

PEMEX es una empresa productiva que se rige bajo la Política de Seguridad, Salud en el trabajo, Protección Ambiental y Desarrollo Sustentable:

“Petróleos Mexicanos es una empresa eficiente y competitiva, que se distingue por el esfuerzo y el compromiso de sus trabajadores con la Seguridad la Salud en el trabajo, la Protección Ambiental y el Desarrollo Sustentable, mediante la Administración de sus Riesgos, el Cumplimiento Normativo con Disciplina Operativa y la Mejora Continua”.

#### 1.1.1.2 MISIÓN

Satisfacer la demanda nacional de productos petrolífero en volumen, calidad y oportunidad, maximizando el valor económico de las transacciones comerciales, contribuyendo al fortalecimiento global de PEMEX, dentro de un marco de protección ambiental y de seguridad industrial.

#### 1.1.1.3 VISIÓN

Obtener la fidelidad del cliente, mediante una mayor eficiencia en la comercialización de productos y la alineación en los mercados de productos petrolíferos.

#### 1.1.1.4 OBJETIVO GENERAL

La industria PEMEX tiene como objetivo, garantizar el crecimiento de reservas y la producción óptima de hidrocarburos, además de alcanzar los niveles de eficiencia operativa de las empresas más competitivas y definir con precisión los mercados objetivo en los que se quiere participar.

#### 1.1.1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- I. Impulsar la eficiencia operativa y diversificar la capacidad productiva para satisfacer las necesidades y expectativas de los clientes.
- II. Aumentar el valor futuro de los activos, generar el máximo beneficio en el largo plazo y fortalecer la capacidad de apoyar los objetivos de Petróleos Mexicanos.
- III. Garantizar la seguridad, la salud de los trabajadores y la preservación del capital natural.
- IV. Identificar y desarrollar las capacidades para competir en los mercados mundiales y aprovechar las oportunidades derivadas de la globalización.

#### 1.1.1.6 POLÍTICAS

Propiciar el desarrollo de ingeniería tendiente a lograr la operación eficiente de las plantas de proceso, fuerza y servicios principales; promover el empleo de tecnologías para el mejoramiento e innovación del proceso de refinación y sus productos derivados.

#### 1.1.1.7 POLÍTICA DE CALIDAD.

- I. Permanecer dentro de los límites establecidos de protección ambiental.
- II. Mantener nuestros índices de seguridad industrial dentro de los estándares establecidos por Pemex - Refinación.
- III. Desarrollar íntegramente los recursos humanos.
- IV. Asegurar el suministro de nuestros productos a nuestros clientes con las especificaciones requeridas
- V. Incrementar la rentabilidad de nuestras plantas optimizando los costos de operación.

#### 1.1.1.8 PRINCIPIOS DE LA REFINERÍA.

- I. La Seguridad, Salud en el trabajo, Protección Ambiental y Desarrollo Sustentable son valores de la más alta prioridad para la producción, el transporte, las ventas, la calidad y los costos.
- II. Todos los incidentes y lesiones se pueden prevenir.
- III. La Seguridad, Salud en el trabajo, Protección Ambiental y Desarrollo Sustentable son responsabilidad de todos y condición de empleo.
- IV. En petróleos mexicanos nos comprometemos a continuar, a través del desarrollo Sustentable, con la protección y el mejoramiento del medio ambiente en beneficio de la comunidad.
- V. Los trabajadores petroleros estamos convencidos de que la Seguridad, Salud en el trabajo, la Protección Ambiental y el Desarrollo Sustentable, son en beneficio propio y nos motivan a participar en este esfuerzo.

### 1.1.1.9 ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA

El organigrama general bajo el cual se rige actualmente la Refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime” se presenta en la (Ilustración 1) mostrando los puestos y encargados de estos, de las diferentes unidades en las que está dividida.

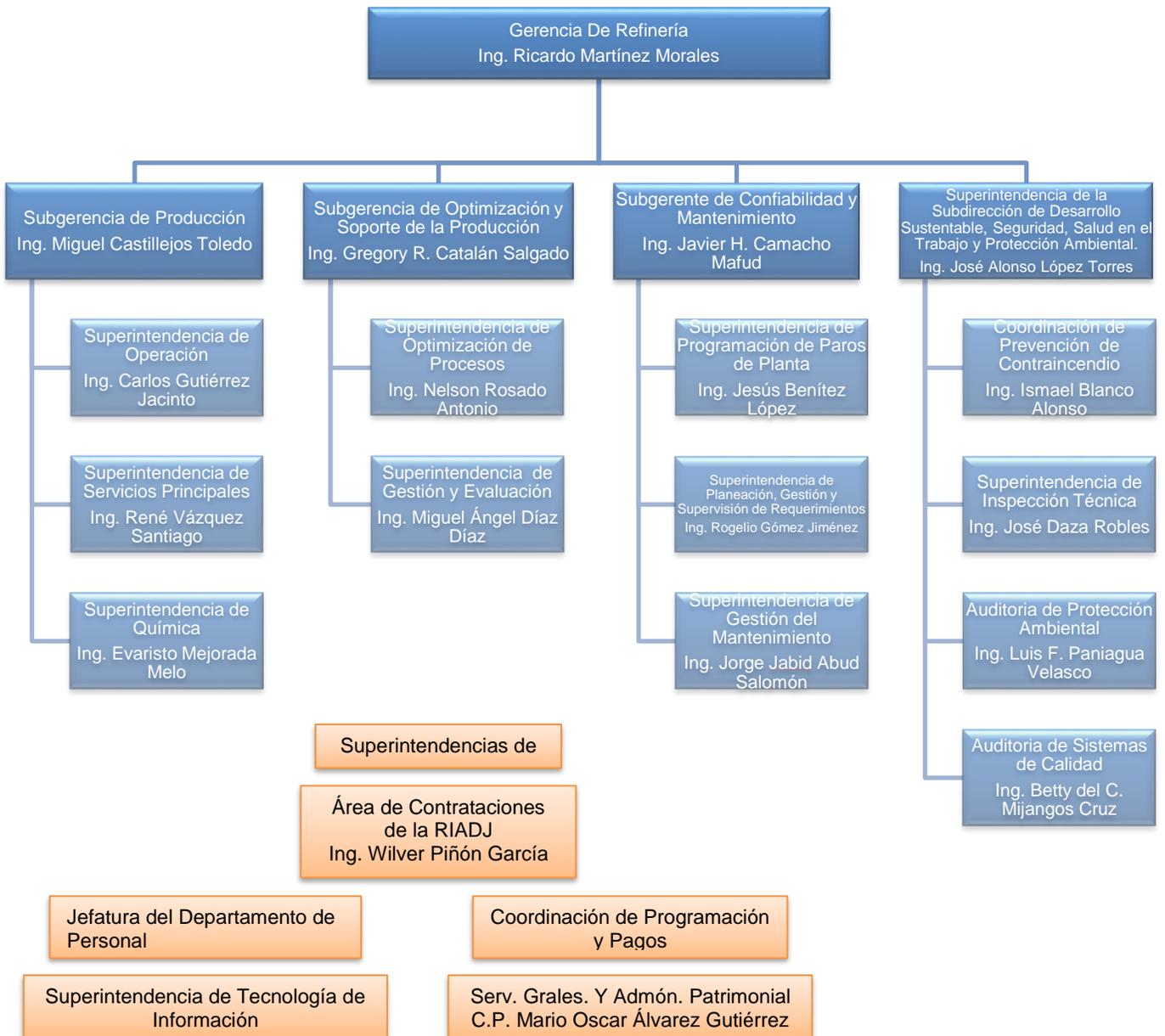


Ilustración 1.-Organigrama de la refinería "Ing. Antonio Dovalí Jaime"<sup>8</sup>

<sup>8</sup> PEMEX REFINACIÓN. (2009). Inducción al sistema nacional de refinación. Mexico, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo

## SUPERINTENDENCIA DE INGENIERÍA DE PROCESOS.

La Residencia profesional, fue realizada en la Planta Gasolina Ultra baja azufre, cuyo organigrama se presenta en la Ilustración 2.

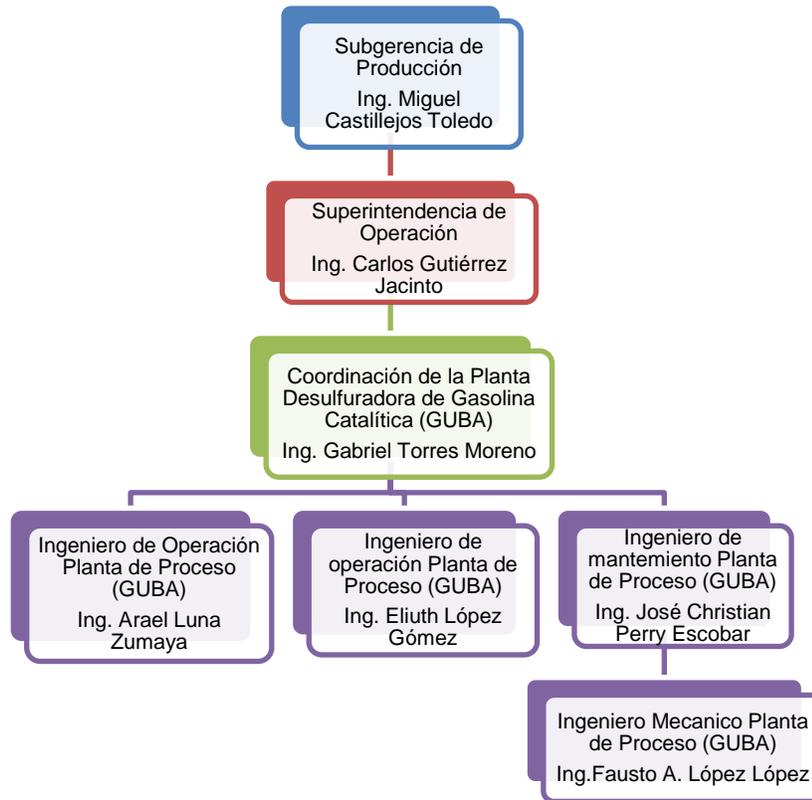


Ilustración 2.- Organigrama de la superintendencia de ingeniería de Procesos<sup>9</sup>

### PROBLEMAS A RESOLVER

El ahorro de energía para las industrias es fundamental, ya que significa ahorro de gastos, en el sector GUBA (Gasolina Ultra Bajo Azufre) de la refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime” por ser de nueva generación se requiere un ahorro, por eso se identificó los equipos de consumo significativo de energía de proceso de dicha planta para establecer iniciativas de mejora al desempeño energético que contribuyan a incrementar la confiabilidad operacional y la optimización de los procesos en la planta ULSG.

<sup>9</sup> GUBA (2018) Organigrama de la superintendencia de ingeniería de Procesos. Ilustración

## **OBJETIVOS**

### **1.2 OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar una metodología de la evaluación del desempeño energético de los equipos de proceso de la planta GUBA de la Refinería "Ing. Antonio Dovalí Jaime" enfocado a la transferencia de calor, consumo de vapor y energía eléctrica.

### **1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Definir los equipos de uso significativo de energía para desarrollar evaluación y análisis de su desempeño energético.
- Establecer una memoria de cálculo que permita interpretar el consumo de energía de cada equipo de proceso.
- Desarrollar iniciativas de mejora para optimizar la operación de los equipos en base a su desempeño energético.

## **JUSTIFICACIÓN**

Siendo plantas ULSG de nueva generación, surge la necesidad de evaluar la eficiencia energética de las plantas de proceso de Gasolina Ultra Bajo Azufre, identificando los equipos de uso significativo y así contribuir con el ahorro de energía de dicha refinería.

## **ALCANCES Y LIMITACIONES**

El alcance es contar con una memoria de cálculo que les facilite la información de consumo energético y de vapor de los equipos dinámicos.

Las limitaciones son por ser una planta nueva en el proceso de producción y debido a los paros no programados en la refinería en el transcurso de estos dos años de operación, no se dispone de una estadística mínima de operación continua y a consecuencia de emergencias por inundación, incendios, sismos y fallas en servicios principales.

## CAPÍTULO II.- FUNDAMENTO TEÓRICO <sup>10</sup>

### 1.4 LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO DESPUÉS DE LA EXPROPIACIÓN.

En los años cuarenta la industria petrolera inició el camino de su crecimiento al pasar de 51 millones de barriles producidos en 1940 a 86 millones en 1950 y la exportación en este último año sobrepasó los 12 millones de barriles. Este aumento productivo se debió a una labor intensa en la exploración, cuyo resultado más espectacular fue el descubrimiento (en 1952) de los primeros campos de la nueva faja de oro.

Se construyeron las refinerías de Poza Rica, Salamanca, Ciudad Madero, la ampliación y modernización de las refinerías de Minatitlán y Azcapotzalco. También, en 1951, empezó el funcionamiento de una planta petroquímica básica en Poza Rica, con lo cual se iniciaba la industria petroquímica en México. Entre 1964 y 1970, se impulsaron las actividades exploratorias y la perforación, descubriéndose el campo Reforma, en los límites de Chiapas y Tabasco, y el campo Arenque, en el Golfo de México y en 1965, se creó el Instituto Mexicano del Petróleo.

En 1972, se perforaron los pozos Cactus I y Sitio Grande I, en el Estado de Chiapas, lo que constituyó el hallazgo de mayor importancia en esa época. La productividad de los pozos de la zona sureste conocida como el Mesozoico Chiapas-Tabasco hizo posible la reanudación de las exportaciones petroleras de México en 1974. Así, en 1976, las reservas de hidrocarburos ascendieron a siete mil millones de barriles, la producción a 469 millones de barriles anuales y las exportaciones de crudo a 34 millones y medio de barriles anuales.

En los años setenta, se da un impulso importante a la refinación, al entrar en operación las refinerías "Miguel Hidalgo", en Tula, Hidalgo.; "Ing. Héctor Lara Sosa", en Cadereyta, N.L., así como la "Ing. Antonio Dovalí Jaime", en Salina Cruz, Oaxaca.

A partir de 1976, se impulsó una mayor actividad en todas las áreas de la industria, ante la estrategia política de dar un gran salto en la producción petrolera y en las reservas de hidrocarburos, por lo que el petróleo se convirtió en la principal fuente de

---

<sup>10</sup> PEMEX REFINACIÓN. (2009). Inducción al sistema nacional de refinación. Mexico, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo

divisas del país, representando el 75% de sus exportaciones. El aumento productivo se debió al descubrimiento de los campos de la Sonda de Campeche, considerada hasta la fecha como la provincia petrolera más importante del país y una de las más grandes del mundo.

En la década de los ochenta, la estrategia de la industria petrolera nacional fue la de consolidar la planta productiva mediante el crecimiento, particularmente en el área industrial, con la ampliación de la capacidad productiva en refinación y petroquímica.

A partir de 1990, se inició un programa de inversiones financiado por el Eximbank y el Overseas Economic Cooperation Fund de Japón denominado "Paquete Ecológico", que comprendió la construcción de un total de 28 plantas de proceso en el sistema nacional de refinación, el cual fue terminado en 1997 y cuyos objetivos fueron mejorar la calidad de las gasolinas, reducir el contenido de azufre en el diésel y convertir combustóleo en combustibles automotrices, así como elevar las características de los residuales, a fin de cumplir con las normas ambientales adoptadas por el Gobierno de México.

En julio de 1992, el Congreso de la Unión aprobó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios. Esta ley establece la creación de los siguientes organismos descentralizados subsidiarios de carácter técnico, industrial y comercial, cada uno de ellos con personalidad jurídica y patrimonio propios: PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica y PEMEX Petroquímica, bajo la conducción central del Corporativo PEMEX.

A partir de esta reestructuración administrativa de PEMEX, se llevó a cabo una transformación profunda de la empresa para maximizar el valor económico de las operaciones y para planear y ejecutar proyectos de inversión con mayor solidez y rentabilidad. De esta manera, en los años 1995 y 1996 se fortalecieron los programas operativos de PEMEX para mantener la producción de hidrocarburos y aumentar la elaboración y distribución de productos petrolíferos de mayor calidad, principalmente gasolinas Pemex Magna y Pemex Premium, así como Pemex Diésel a nivel nacional.

El año de 1997 marcó el inicio de una nueva fase de expansión de la industria petrolera mexicana, mediante la ejecución de importantes megaproyectos de gran envergadura para incrementar los volúmenes de producción de crudo y gas y mejorar la calidad de los combustibles.

Por su importancia estratégica y económica, se iniciaron el "Proyecto Cantarell" para renovar, modernizar y ampliar la infraestructura de este complejo, con el fin de mantener la presión en este yacimiento, ubicado en la Sonda de Campeche, a través de la inyección de nitrógeno; el "Proyecto Cadereyta" orientado a la modernización y reconfiguración de la refinería "Ing. Héctor Lara Sosa", en el Estado de Nuevo León para construir 10 nuevas plantas de proceso y ampliar otras 10 existentes; y el "Proyecto Cuenca de Burgos" para aprovechar el enorme potencial gasífero de la región norte de Tamaulipas y obtener una producción adicional de gas natural de 450 mil a mil 500 millones de pies cúbicos por día en el año 2000.

Ilustración 3.-- Capacidad de crudo por refinería



El economista (2018). capacidad del crudo en las refinerías. [imagen] <https://www.economista.com.mx/empresas/Uso-de-capacidad-de-refinerias-cayo-a-51-en-el-2017-20180129-0146.html> [ 25 Jun. 2019].

**NOTA:** LA CAPACIDAD DE PROCESAMIENTO DE CRUDO SEÑALADA PARA LA REFINERÍA DE MINATITLÁN ES CON LA QUE OPERARÁ DESPUÉS DE LA RECONFIGURACIÓN QUE SE ESTÁ LLEVANDO A CABO.

Durante el año 2000, se establecieron las bases para el diseño del Plan Estratégico 2001-2010, en el cual se proponen las estrategias operativas para maximizar el valor económico de las actividades operativas de PEMEX, la modernización de su administración para generar ahorros, así como los cambios necesarios en la relación con el Gobierno Federal, tales como un nuevo tratamiento fiscal, una nueva regulación basada en el desempeño y un control administrativo moderno de acuerdo con resultados.

A partir del mes de diciembre de 2000, se inició una nueva era en la industria petrolera Mexicana con la implantación de estrategias orientadas a buscar un crecimiento dinámico de Petróleos Mexicanos, mediante la ejecución de importantes proyectos dirigidos a la producción de crudo ligero, a la aceleración de la reconfiguración de las refinerías, al mejoramiento de la calidad de los productos, a la optimización de la exploración para gas no asociado y a la integración de alianzas con la iniciativa privada para revitalizar y fomentar a la industria petroquímica.

### **1.5 CONFIGURACIÓN DE UNA REFINERÍA <sup>11</sup>**

Una refinería es un conjunto de instalaciones, constituida principalmente por plantas industriales de procesos en donde se transforma el petróleo crudo en productos útiles y valiosos que son muy importantes en nuestra vida diaria y que se utilizan principalmente como combustibles automotrices, para la aviación e industriales.

La refinería "Ing. Antonio Dovalí Jaime", está configurada:

La refinería cuenta con 28 plantas de proceso

- 2 Plantas de destilación atmosférica
- 2 Plantas de destilación al vacío
- 2 Plantas de desintegración Catalítica
- 2 Plantas de hidrosulfuradoras de Naftas
- 4 Plantas de hidrosulfuradoras de Destilados Intermedios
- 2 Plantas de reformación catalítica
- 1 Planta reductora de viscosidad

---

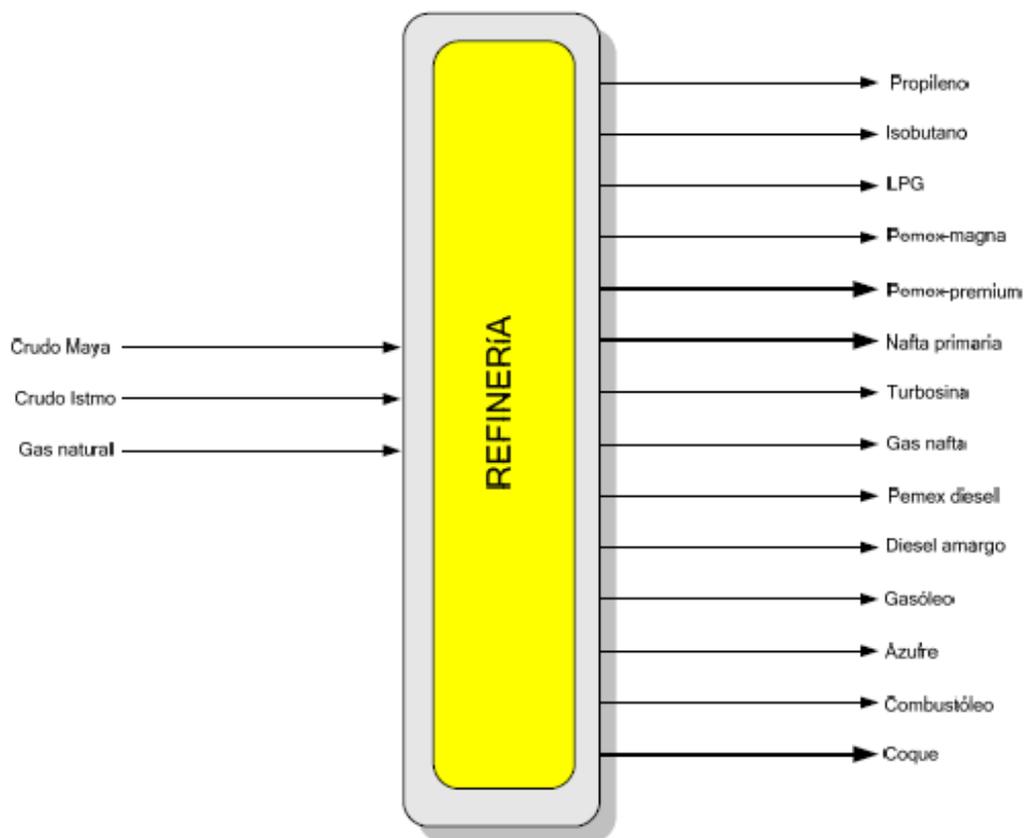
<sup>11</sup> PEMEX REFINACIÓN. (2009). Inducción al sistema nacional de refinación. México, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo

- 2 Plantas fraccionadoras de propano-propileno
- 2 Plantas de tratamiento y fraccionamiento de hidrocarburos
- 3 Recuperadoras de azufre
- 2 Unidades de Gasolina Ultra Bajo Azufre
- 1 Planta de Isomerización
- 1 Planta de Alquilación
- 1 Planta de TAME
- 1 Planta de MTBE
- 1 Tratamientos de Efluentes

## 1.6 PRODUCTOS DE UNA REFINERÍA

En la Ilustración 4 siguiente, se muestran los principales productos de una refinería.

Ilustración 4.- Principales productos de una Refinería



ANCAP (2019). Procesos de la Refinería. [imagen] <https://www.ancap.com.uy/innovaportal/v/1855/1/innova.front/procesos-de-la-refineria.html> [ 8 Ago. 2014].

En la industria de la refinación es común denominar destilados a las fracciones o productos que se separan del crudo, evaporándose por calentamiento (posteriormente se condensan); de esta forma, cuando se habla en forma general de destilados, se hace referencia a la gasolina, kerosina, turbosina y el diésel.

Cuando se habla de destilados ligeros, se incluyen las gasolinas y los gases (metano, etano, propano y butano). Los intermedios incluyen la kerosina, la turbosina, y el gasóleo ligero (diésel). El residuo o "fondo de barril" es lo que queda del crudo después de extraerle los destilados.

### **1.7 QUÍMICA DEL PETRÓLEO <sup>12</sup>**

El petróleo es un líquido oleaginoso e inflamable, que consiste en una mezcla de hidrocarburos, y que se extrae de lechos geológicos continentales o marítimos. Del petróleo se dice que es energético más importante en la historia de la humanidad; un recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo.

Aunque se conoce de su existencia y utilización desde épocas milenarias, la historia del petróleo como elemento vital y factor estratégico de desarrollo es relativamente reciente, de menos de 200 años.

La alta dependencia que el mundo tiene del petróleo y la inestabilidad que caracteriza el mercado internacional y los precios de este producto, han llevado a que se investiguen energéticos alternativos sin que hasta el momento se hayan logrado una opción que realmente lo sustituya, aunque se han dado importantes pasos en ese sentido.

El petróleo contiene tal diversidad de componentes que difícilmente se encuentran dos tipos idénticos. Además, existen parámetros internacionales, como los del Instituto Americano del Petróleo (API) que diferencian sus calidades y, por tanto, su valor. Así, entre más grados API tenga un petróleo, mejor es su calidad.

---

<sup>12</sup> PEMEX REFINACIÓN. (2009). Inducción al sistema nacional de refinación. México, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo

#### 1.7.1.1 Origen geológico del petróleo.

El petróleo crudo está compuesto principalmente de hidrocarburos almacenados en formaciones rocosas de tipo arenoso o calcáreo, de edades geológicas (cretácico y jurásico). Aún se desconoce totalmente el proceso de formación que explique el origen del petróleo; sin embargo, se han venido acumulando información y datos que refuerzan las teorías científicas existentes y tratan de explicar dicho fenómeno. Existen dos principalmente, la de formación inorgánica y la de formación orgánica.

#### 1.7.1.2 Formación inorgánica.

Esta teoría asume que la formación del petróleo es resultado de reacciones geoquímicas entre el agua, bióxido de carbono y otras sustancias inorgánicas como carburos y carbonatos metálicos con desprendimiento de carbón e hidrógeno, los cuales por fuerzas naturales (presión y temperatura) se unen para formar el petróleo.

#### 1.7.1.3 Formación orgánica.

Es la más aceptada y describe que durante la era terciaria en el fondo de los mares se acumularon restos de peces, invertebrados y, probablemente, algas, quedando sepultados por la arena y las arcillas sedimentadas.

Las descomposiciones provocadas por los microorganismos, acentuadas por altas presiones y elevadas temperaturas posteriores, dieron origen a los hidrocarburos. Al comenzar la era cuaternaria los movimientos orogénicos convulsionaron la corteza terrestre y configuraron nuevas montañas, la cordillera de los Andes entre ellas.

#### 1.7.1.4 Naturaleza del petróleo crudo.

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos de diversos tipos y sus proporciones varían según el pozo de donde proceda. Una composición típica aproximada (Tabla 1) en base a sus elementos es:

Tabla 1.- Composición del petróleo crudo

<b>COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO.</b>	
<b>ELEMENTO</b>	<b>COMPOSICIÓN (%PESO)</b>
CARBONO	84-87
HIDRÓGENO	11-14
AZUFRE	0-5
NITRÓGENO	0-0.2
OXÍGENO	0-0.5

*PEMEX REFINACIÓN (2009). (Tabla).*

Al salir del pozo, el petróleo arrastra agua que lleva disueltos compuestos como cloruro de sodio, calcio y magnesio, esta agua debe ser eliminada antes de su procesamiento. El petróleo, al igual que el gas natural que le acompaña, es una fuente importante de múltiples productos orgánicos. Proporciona el combustible para los diversos tipos de motores de explosión y es materia prima para la obtención de casi el 90% de los compuestos orgánicos. El petróleo crudo carece de utilidad comercial, pero se pueden separar de él una serie de productos útiles por destilación, mediante el cual se obtiene una serie de fracciones que posteriormente son la base de la industria petroquímica.

#### 1.7.1.5 Composición química y propiedades del petróleo.

El análisis químico revela que el petróleo está casi exclusivamente constituido por hidrocarburos, compuestos formados por dos elementos: Carbono e Hidrógeno.

Esta simplicidad es aparente porque, como el petróleo es una mezcla y no una sustancia pura, el número de hidrocarburos presentes y sus respectivas proporciones varían dentro de límites muy amplios.

Es químicamente incorrecto referirse al petróleo, en singular, existen muchos tipos de petróleos, cada uno con su composición química y sus propiedades características.

- Son líquidos insolubles en agua y de menor densidad que ella. Dicha densidad está comprendida entre 0.75 y 0.95 g/ml.
- Sus colores varían del amarillo parduzco hasta el negro.
- Algunas variedades son extremadamente viscosas mientras que otras son bastantes fluidas.

Es habitual clasificar a los petróleos dentro de tres grandes tipos considerando sus atributos específicos y los subproductos que suministran:

- Petróleos asfálticos.

Negros, viscosos y de elevada densidad (0.95 g/ml). En la destilación primaria producen poca nafta y abundante combustóleo, quedando asfalto como residuo.

- Petróleos parafínicos.

Color claro, fluidos y de baja densidad (0.75-0.85 g/ml). Rinden más nafta que los asfálticos. Cuando se refina sus aceites lubricantes se separa parafina.

- Petróleos mixtos.

Tienen características y rendimientos comprendidos entre las otras dos variedades principales, aunque sin ser iguales entre sí.

Como en otros combustibles los compuestos de azufre conllevan mal olor al petróleo y sus derivados. Como generan dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ) en la combustión, contribuyen a la contaminación del ambiente.

Los hidrocarburos que integran el petróleo son de distintos tipos, según su lugar de origen:

- Petróleos Americanos: Hidrocarburos de cadena abierta o alifáticos.
- Petróleos de Pennsylvania: Hidrocarburos saturados (alcanos de Carbono de 1 a 40)
- Petróleos de Canadá: Hidrocarburos no saturados.

- Petróleos Rusos: Hidrocarburos cíclicos, con 3, 4, 5 o 6 átomos de carbono en cadena abierta o cerrada.
- Petróleos Mexicanos: Presentan características muy variadas según la región de origen, así se tiene crudos de base asfáltica en la zona de Pánuco, de base naftica en la zona sur, de base parafinita, muy útiles para lubricantes y de base mixta en la zona de Poza Rica, Veracruz.

Por tanto, la composición química del petróleo es muy variable, hasta el punto de que los cuatro tipos fundamentales de hidrocarburos: Parafinas (hidrocarburos saturados), Naftenos (hidrocarburos cíclicos saturados o ciclo alcanos), e hidrocarburos Aromáticos, no solamente difieren de un yacimiento a otro, sino también las diversas sustancias que es preciso eliminar más o menos completamente gas, azufre, agua más o menos salada, compuestos oxigenados y nitrogenados, indicios o vestigios de metales, etc.

#### 1.7.1.6 Tipos y características del petróleo.

Son miles los compuestos químicos que constituyen el petróleo y entre muchas otras propiedades, estos compuestos se diferencian por su volatilidad dependiendo de la temperatura de ebullición.

Al calentarse el petróleo, se evaporan preferentemente los compuestos ligeros (De estructura química sencilla y bajo peso molecular), de tal manera que conforme aumenta la temperatura, los componentes más pesados van incorporándose al vapor.

Las curvas de destilación TBP (De inglés "True Boiling Point", Temperatura de Ebullición Real) distinguen a los diferentes tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa. Por ejemplo, mientras que en el crudo Istmo se obtiene un rendimiento directo de 26% volumétrico de gasolina, en el crudo Maya sólo se obtiene el 15.7%.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad en °API (American Petroleum Institute), que diferencia las calidades del crudo (Tabla 2).

Tabla 2.- Calidades del Petróleo crudo

Aceite Crudo	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Densidad °API
<b>Extra-pesado</b>	>10	<10
<b>Pesado</b>	1 - 0.9	21 - 22.3
<b>Mediano</b>	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
<b>Ligero</b>	0.87 - 0.83	31.1 - 39
<b>Súper ligero</b>	<0.83	>39

PEMEX REFINACIÓN (2009). [tabla].

Para exportación en México se preparan tres variedades de petróleo crudo:

- Istmo: Ligero con densidad de 33.6 °API y 1.3% de azufre en peso.
- Maya: Pesado con densidad de 22 °API y 3.3% de azufre en peso.
- Olmeca: Súper ligero con densidad de 39.3 °API y 0.77% de azufre en peso.

Tabla 3.- Características de los Petróleos Mexicanos

Características	Olmeca	Istmo	Maya
<b>Peso específico 20/4 °C</b>	0.825	0.858	0.920

<b>°API</b>	39.3	33.6	22
<b>Viscosidad, SSU 15.6 °C</b>	43.3	60	1288
<b>Factor de caracterización “k”</b>	12	11.85	11.63
<b>Contenido de azufre (% en peso)</b>	0.77	1.3	3.3
<b>Carbón ramsbottom (% en peso)</b>	1.62	3.92	10.57
<b>Metales: Vanadio</b>	2.5	39.5	343
<b>Gasolina (% vol.)</b>	38	26	17
<b>Destilados intermedios (% vol.)</b>	33.7	32	28
<b>Gasóleos (% vol.)</b>	20.5	18	16
<b>Residuos (% vol.)</b>	5.4	23	38

PEMEX REFINACIÓN (2009). [tabla].

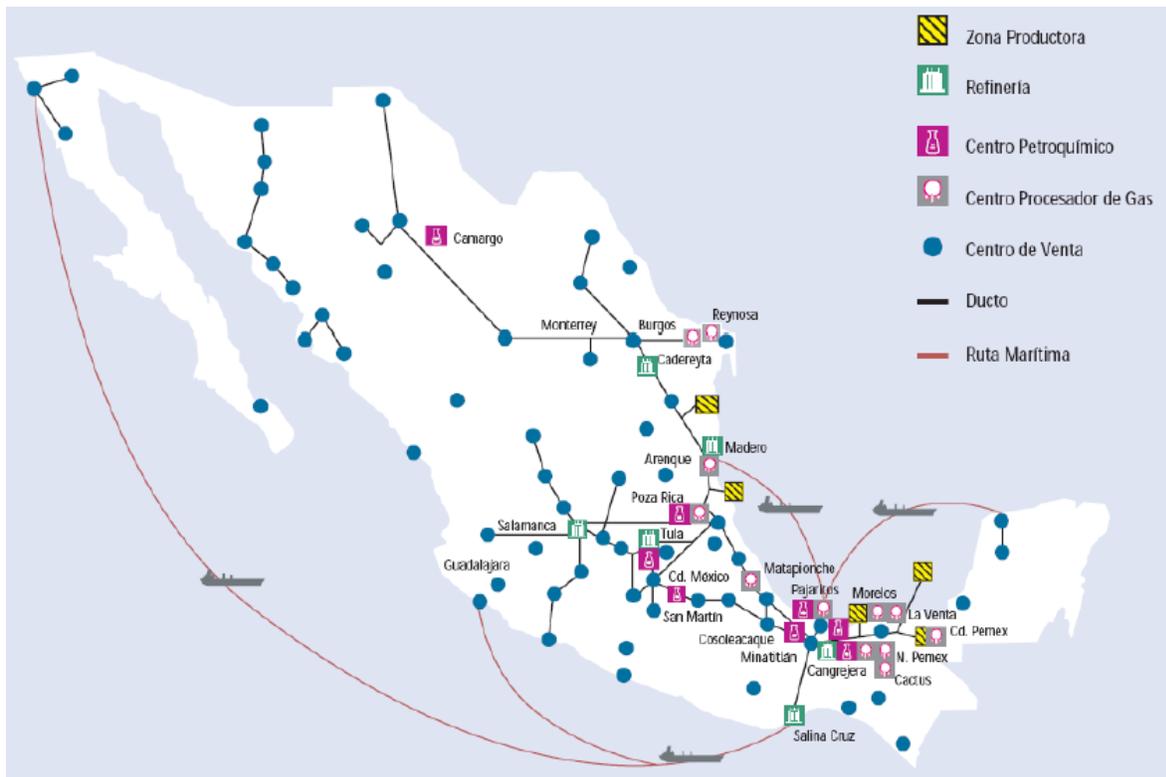
#### 1.7.1.7 Instalaciones petroleras.

En la República Mexicana se extraen más de 13 tipos de petróleo crudo con diferentes características físico – químicas.

Existen cuatro zonas productoras de petróleo; la norte, la centro, la sur y la marina, siendo las principales áreas productoras, al norte el Golfo de Sabinas y Burgos, al centro está conformada por Poza Rica y Papaloapan, la zona sur por el sur de Veracruz, Tabasco y Chiapas, y la marina por la sonda de Campeche, además se cuenta con 364 campos en producción, 6 080 pozos en explotación, 199 plataformas

marinas, 12 centros procesadores de gas, 20 endulzadoras de gas, 19 plantas criogénicas, una planta de absorción, 10 fraccionadoras, 6 endulzadoras de condensados, 14 recuperadoras de azufre, 6 refinерías, 8 complejos petroquímicos, 38 plantas petroquímicas, 21 terminales de distribución de gas licuado y 77 plantas de almacenamiento y centros de venta de productos petrolíferos (Ilustración 5).

Ilustración 5.- Instalaciones Petroleras



(Anuario estadístico de PEMEX 2008)

Por las características del petróleo para los procesos de refinación Nacional y de exportación se llevan a cabo mezclas de los diferentes tipos de crudos antes mencionados para atender a los centros consumidores con las especificaciones requeridas.

Los petróleos vírgenes obtenidos son previamente estabilizados, es decir, se le eliminan la mayor cantidad de agua salada (deshidratación), y el gas asociado y

posteriormente desalado para cumplir con las principales especificaciones como son el contenido de agua y sedimento, contenido de sal y su presión de vapor.

#### 1.7.1.8 Contaminantes del petróleo y efectos en los procesos.

En las refinerías del sistema PEMEX-Refinación, se procesan una gama de mezclas de petróleo crudo (19 tipos) con propiedades fisicoquímicas propias diferentes, que se clasifican como ligeros, intermedios y pesados, todos contienen materiales contaminantes que como impurezas causan inestabilidad en los equipos de proceso y en las condiciones de operación, así como ensuciamiento y corrosión en los equipos.

- Contaminantes del petróleo crudo.

La mayoría de estas impurezas se encuentran en el agua que viene asociada con el petróleo crudo, las arcillas y sedimentos como sólidos filtrables o suspendidos, vienen dispersos en el aceite.

La remoción de los contaminantes (sales, agua y sedimento, sólidos suspendidos y metales), del petróleo crudo es esencial para mantener la capacidad de procesamiento con periodos ocupacionales más largos y tener mayor ahorro de energía, reducción de costos de mantenimiento en tiempo de paros, contribución al aseguramiento ecológico, optimización de las condiciones operativas y disminución de corrosión e incrustación, así como obtener un mejor costo beneficio al reducir el empleo de aditivos.

Efectos de los contaminantes en los procesos.

- Cloruro: Fuente de corrosión en el domo de las unidades del crudo. La hidrólisis del cloruro de calcio y magnesio en el crudo desalado produce ácido clorhídrico y promueve el ensuciamiento en el intercambiador de calor por polimerización y degradación catalítica acelerada.
- Sulfatos: Fuente de ensuciamiento y corrosión en el domo de las unidades del crudo.
- Aluminio: Metal de bajo punto de fusión que puede envenenar los catalizadores de hidrotratamiento.
- Bario: Como el sulfato, promueve el ensuciamiento y es un veneno para la zeolita y los catalizadores de deshidrogenación e hidrotratamiento.

- Calcio: Como un carbonato, promueve el ensuciamiento en intercambiadores de calor y es un veneno para la zeolita y los catalizadores de deshidrogenación e hidrotratamiento.
- Cobre: Cataliza la hidrogenación en hidrocarburos que promueven la formación de polímeros orgánicos y coque.
- Hierro: Catalizador débil de la hidrogenación en hidrocarburos, envenena los catalizadores por bloqueo de los poros y reduce el área superficial.
- Litio: Veneno de catalizadores de hidrotratamiento.
- Magnesio: Como cloruro, es la fuente del ácido clorhídrico hidrolizado del crudo que es fuerte veneno de catalizadores de hidrotratamiento. Como hidróxido, es una fuente de ensuciamiento de intercambiadores de calor y hornos.
- Níquel: Similar al cobre, pero más efectivo como catalizador de hidrogenación.
- Potasio: Similar al sodio y al magnesio.
- Sílice: Fuente inerte de ensuciamiento y abrasión en bombas, calentadores y líneas de transferencia.
- Sodio: Similar al calcio y magnesio, como contaminante con vanadio, en forma eutéctica, es una fuente de escoria y corrosión en los hogares de los hornos y calderas.
- Vanadio: Veneno de catalizadores de FCC, deshidrogenación e hidrotratamiento y fuente de escoria, que causa serios problemas en aceite combustible pesado.
- Arsénico: Serio veneno de catalizadores de hidrotratamiento y reformación que es destilable en torres atmosféricas.

#### 1.7.1.9 Procesos de refinación del petróleo

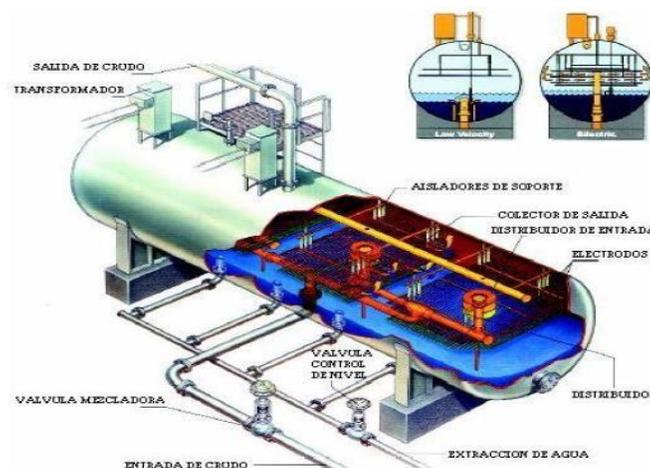
Para facilitar la comprensión de los procesos de refinación, es conveniente, agruparlos en etapas, de acuerdo con la secuencia de separación y transformación del crudo hasta obtener los productos finales.

- Desalado del petróleo.

Una desaladora es un equipo diseñado para eliminar sales, lodos y agua que trae consigo en petróleo crudo. El crudo es precalentado y mezclado con agua, formando una emulsión que disuelve y engloba fácilmente las sales y demás sólidos que hay en el petróleo crudo, pasando luego esta emulsión a la desaladora, a través de una válvula mezcladora que termina de formar la emulsión crudo-agua.

Dentro de la desaladora se rompe la emulsión crudo-agua, es decir, se provoca que las pequeñas gotitas se junten unas con otras, formando así una gota grande que cae al fondo de la desaladora debido a su mayor peso, este rompimiento se provoca con dos rejillas dentro del equipo, que están conectadas a alto voltaje. Al tener un alto voltaje las dos rejillas, la emulsión crudo-agua está sujeta a la acción de un campo eléctrico de corriente alterna de alto voltaje, el cual destruye la película de crudo que rodea a las gotas, haciendo posible la combinación de éstas, separándose en agua con las sales y sólidos del crudo, que se obtiene como crudo desalado, el agua es drenada a través de una válvula controladora de nivel de interfase.

Ilustración 6.- Componentes de una desaladora



*Operaciones Petroleras (2015). componentes de una desaladora. [imagen]*

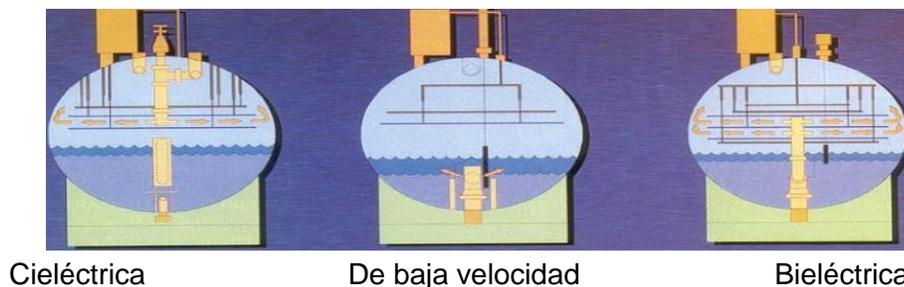
*<http://operadorpetrolero.blogspot.com/2015/01/desaladores.html> [19 May 2015].*

Existen varios tipos de desaladoras (Ilustración 7) que difieren entre sí, básicamente en la localización de la distribución de la emulsión agua-crudo, y cada una es capaz de

adaptarse a cualquier aplicación de desalado, sin embargo, sus características hacen que su funcionamiento sea mejor para ciertos servicios específicos.

- **Cieléctrica:** Es una desaladora de un solo paso, elimina las sales como NaCl en un porcentaje mayor del 90%, no permite la adecuada remoción de sales hidrolizables de calcio y magnesio, tiene un distribuidor ajustable que proporciona un flujo horizontal de la emulsión en el campo eléctrico, se recomienda para flujos viscosos pesados y maneja flujos variables.
- **De baja velocidad:** Alimenta la emulsión en la fase acuosa de donde esta fluye verticalmente hacia el campo eléctrico, opera mejor para crudos ligeros a medios, el desalado lo hace en dos etapas dentro del mismo recipiente o bien en dos desaladoras en serie. En la primera etapa se remueve el 90% de sales como el NaCl y en la segunda etapa se remueven sales como  $\text{CaCl}_2$  y  $\text{MgCl}_2$ , así como la remoción de los sedimentos de un 90% y los sólidos suspendidos de un 4-10%.
- **Bieléctrica:** alimenta dos corrientes de la emulsión agua-crudo entre tres electrodos, permitiendo una mayor capacidad por unidad de volumen de recipiente, que las desaladoras de flujo vertical. Su eficiencia de desalado es de 98-99% soporta más alta cantidad de sales a la entrada, y con contenido de sales a la salida muy reducidos, removiendo del 10-15% de sólidos, disminuye el consumo de aditivos y considerablemente el arrastre de crudo en el agua de salmuera.

Ilustración 7.-Tipos de desaladoras



*Operaciones Petroleras (2015). tipos de desaladoras. [imagen] <http://operadorpetrolero.blogspot.com/2015/01/desaladores.html> [19 May 2015].*

- Procesos de refinación.

Todas las refinerías inician con la separación del crudo en diferentes fracciones por destilación. Debido a que el crudo es una mezcla de hidrocarburos con diferentes temperaturas de ebullición, puede ser separado en rangos de destilación específicos, por lo que se clasifica su proceso de refinación. (Tabla 4).

Tabla 4.- Procesos de Refinación

Físicos (sin reacción química)		Químicos (con reacción química)	
Separación El crudo se separa en sus componentes	Re-arreglo molecular Los hidrocarburos cambian su estructura molecular	Desintegración Las moléculas grandes y complejas de los hidrocarburos se desintegran formando moléculas más pequeñas.	Construcción molecular Una molécula de hidrocarburo se une  Con otra molécula para formar otras más grandes
Destilación Atmosférica	Refinación catalítica	Desintegración catalítica	Alquilación
Destilación al Vacío	Isomerización	Reductora de viscosidad	Eterificación MTEB/TAME
Fraccionamiento de gases	Hidrodeshulfuración	Hidrodeshintegración (H. Oil.) Coque	

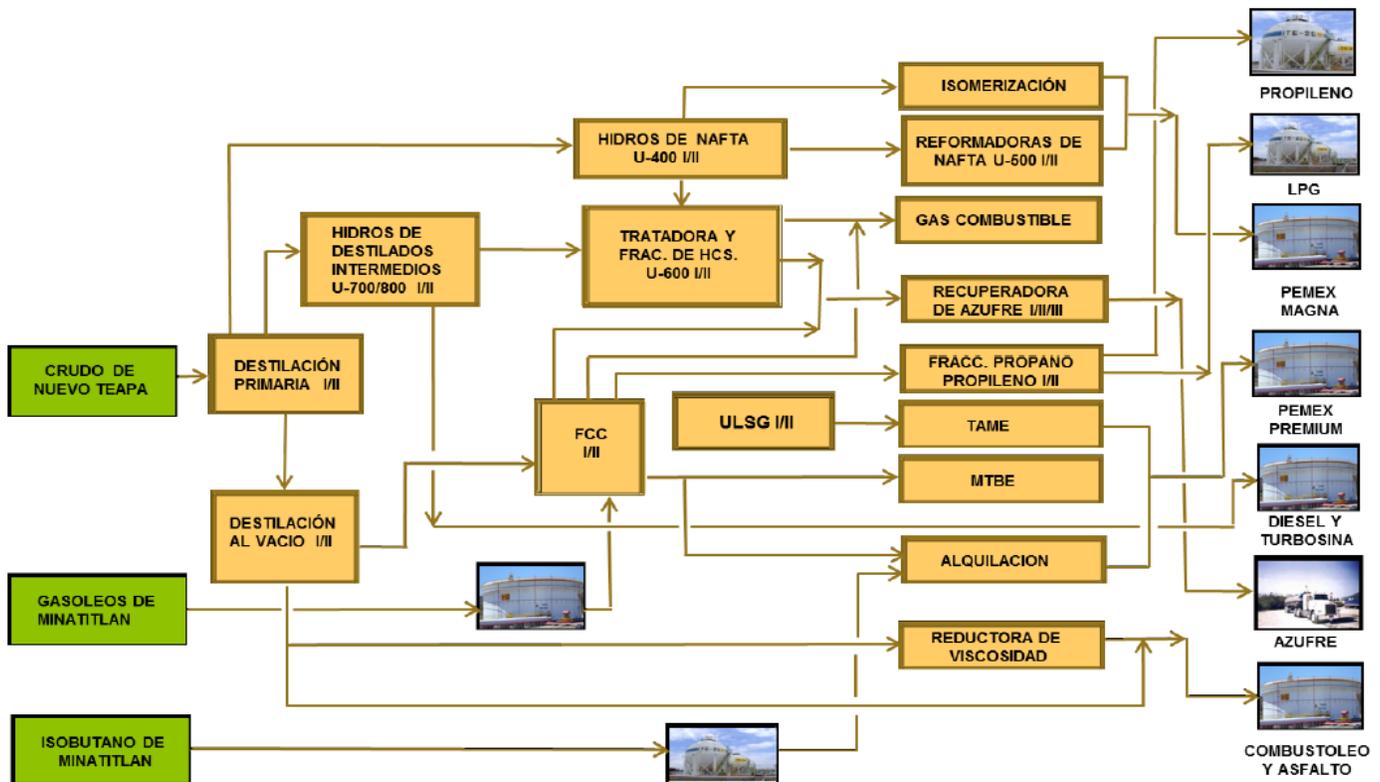
PEMEX REFINACIÓN (2009). [tabla]

### 1.8 REFINERÍA “ING. ANTONIO DOVALÍ JAIME”

Con el objetivo de elaborar los productos petrolíferos que cubran parte de la demanda nacional en base a las necesidades de consumo, además de realizar la exportación de crudo y destilados por las costas mexicanas del litoral del Pacífico, Petróleos Mexicanos proyectó la construcción de la refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime”, la cual inicio sus

operaciones en el mes de abril de 1979, con una capacidad de refinación de 165,000 barriles diarios, y desde entonces ha sido un centro de refinación en constante crecimiento.

Ilustración 8.- Esquema general de la Refinería



PEMEX REFINACIÓN (2009). [imagen]

### 1.8.1.1 Localización

La refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime” está ubicada en el Golfo de Tehuantepec, municipio de Salina Cruz en el estado de Oaxaca; en las coordenadas geográficas latitud 16.182500 y longitud -95.195833. Actualmente, ocupa una superficie de 767 hectáreas.

El municipio de Salina Cruz se ubica sobre la costa del Océano Pacífico, en una latitud Norte 16°09'30" y longitud Oeste 95°01'30", y está catalogado como puerto de altura y de gran cabotaje. (Ilustración 9).

Ilustración 9.-República Mexicana (Estado de ubicación de la Refinería)



PEMEX REFINACIÓN (2009). [imagen]

Actualmente Salina Cruz cuenta con una población de 230,000 habitantes y es considerado como uno de los puertos más importantes del Pacífico mexicano y una de las ciudades con un brillante porvenir en el estado de Oaxaca.

El petróleo crudo que se extrae de los yacimientos localizados en los estados de Tabasco, Chiapas y la Sonda de Campeche, se concentra en la estación de recolección y bombeo, ubicada en Nuevo Teapa, Ver., parte de este crudo se envía a través de dos oleoductos de 30 y 48 pulgadas de diámetro, hasta nuestra refinería.

El crudo, sea para su procesamiento o para exportación, se almacena en tanques de 100, 200 y 500 mil barriles, cuyas características de diseño y seguridad garantizan el adecuado abastecimiento. Para el manejo de los hidrocarburos y productos, la refinería cuenta con una capacidad de 14 millones de barriles en 125 tanques, de los cuales 20 almacenan materias primas tales como crudo Istmo, Maya

y sus mezclas, y metanol; 39 para productos intermedios como gasolina primaria, slop, base nova, querosina primaria, turbosina primaria, diésel primario, aceite cíclico ligero, gasóleos, residuos catalíticos, aceite recuperado; y 66 para productos finales: butano-butileno, propileno, gas LPG, gasolina Nova, gasolina Magna Sin, turbosina, tractomex, diésel desulfurado, diésel Sin, combustóleo, TAME y MTBE.

La distribución de los productos refinados se efectúa a través de la Terminal de Ventas Terrestre localizada en Salina Cruz, Oaxaca., la cual abastece la zona de influencia que conforman las agencias de ventas del estado de Oaxaca; las de Tuxtla Gutiérrez, Arriaga y Tapachula, en el estado de Chiapas; así como a los estados de Veracruz, Tabasco, Yucatán y México. Asimismo, resulta de mucha importancia la Terminal Marítima de Pemex - Refinación enclavada en la costa, aproximadamente a 10 km. de la refinería. Por esta Terminal y a través de buques-tanque se exporta el petróleo crudo y se transporta combustible a los estados mexicanos localizados en el litoral del Pacífico (Ilustración 10).

Ilustración 10.- Zonas de Influencia



PEMEX REFINACIÓN (2009). Zonas de influencia[imagen]

El petróleo crudo está formado por varios hidrocarburos que comprenden desde el gas combustible hasta el asfalto. Su separación en columnas de destilación se realiza por las diferencias de volatilidad que tienen unos de otros. El procedimiento utilizado consiste en calentar petróleo crudo a una temperatura en que los componentes más ligeros se evaporan para ser enseguida condensados. Esta condensación se efectúa a diferentes temperaturas debido a que los hidrocarburos más volátiles se condensan a menor temperatura que los menos volátiles.

Las características de las fracciones o cortes que constituyen los diferentes petrolíferos se tienen que ajustar a patrones de utilidad o de consumo comercial. Este ajuste se hace sometiendo a las fracciones a diversos procesos de tratamiento. Con ello se logra obtener, mediante reacciones químicas, productos de la calidad requerida.

A partir de la puesta en operación de la refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime”, ésta ha registrado un constante crecimiento que la ubica como la más grande del sistema petrolero de refinación en el contexto nacional, con capacidad para procesar 330,000 BPD<sup>13</sup> de crudo.

Tabla 5.- Capacidades de las plantas en Refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime”

<b>Plantas</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Capacidad</b>
Destilación primaria	2	165,000 BPD c/u
Destilación al vacío	2	75,000 y 90,000 BPD c/u
Desintegración catalítica	2	40,000 BPD c/u
Depropilenizadoras	2	4,000 y 5,000 BPD c/u
Reformadoras de naftas	2	20,000 y 30,000 BPD c/u
Hidrosulfuradoras de naftas	2	25,000 y 36,500 BPD c/u
Hidrosulfuradoras de dest. Interm.	4	25,000 BPD c/u
Trat. Y Fracc. De hidrocarburos	2	260,000 M <sup>3</sup> /D c/u
Recuperadoras de azufre	3	80 TON/D c/u
Viscorreductora	1	50,000 BPD
MTBE	1	30,000 T/A
TAME	1	60,000 T/A
Alquilación	1	14,500 BPD
Isomerización	1	13,500 BPD
ULSG	2	25,000 BPD

PEMEX REFINACIÓN (2016). Capacidades de las plantas (tabla)

<sup>13</sup> BPD: Barril por Día

### 1.8.1.2 Descripción de las plantas de la refinería<sup>14</sup>

- Fuerza y Servicios Principales

El soporte de la refinería lo conforman las unidades e instalaciones que proporcionan energía eléctrica, vapor de agua, agua y aire de instrumentos, requeridos para la operación y mantenimiento de las instalaciones.

El agua se obtiene de la presa Benito Juárez, localizada a 36 km de la refinería, enviándose a través de un acueducto de 36 pulgadas hacia tres tanques de almacenamiento de 200 mil barriles cada uno, pasando previamente a la sección de pretratamiento (clarifloculación, sedimentación y filtración). De ahí se envía a las aéreas operacionales para abastecer a la planta desmineralizadora y a las torres de enfriamiento.

El agua desmineralizada se envía a calentamiento y a eliminación de oxígeno en los deareadores, alimentando a las calderas a fin de generar vapor de alta presión ( $60 \text{ kg/cm}^2$ ), que se empleará en las plantas de proceso y en los turbogeneradores para producir energía eléctrica.

La planta de pretratamiento de agua está constituida por 2 clarificadores de 8 mil galones por minuto (gpm<sup>15</sup>) cada uno.

Las 2 plantas desmineralizadoras constan de 3 y 4 trenes con capacidad de 600 y 750 gpm, respectivamente.

La generación de vapor de alta presión se realiza en 6 calderas (CB-1, CB-2, CB-3, CB-4, CB-5, CB-6) cuya capacidad es de 200 ton/h cada una.

La generación eléctrica se obtiene de 4 turbogeneradores: TG-1 Y TG-2 que generan 25 MW cada uno; TG-3 Y TG-4 que generan 32 MW cada uno.

---

<sup>14</sup> Ing. Gregory R. Catalán S, Ing. Nelson Rosado A , Ing. Miguel A. Díaz D, Ing Arlette B. Rosas C, Ing. Lucía P. Lara S.. (Abril 218). folleto de la refinería. Refinería " Ing. Antonio Dovalí Jaime", 1, 3-37.

<sup>15</sup> gpm: galones por minuto

- Unidades de Destilación Atmosférica y Destilación al Alto Vacío

Cualquier líquido, cuando se somete a calentamiento a una presión más baja que la atmosférica, disminuye su punto de ebullición. Mediante este procedimiento es posible extraer más productos destilables del residuo primario. Para ello se cuenta con dos plantas de destilación al vacío con capacidad de 75,000 y 90,000 BPD para procesar residuo proveniente de las plantas de destilación primaria. Después de calentar el residuo en calentadores a fuego directo, se envía a la torre de vacío de donde se obtienen gasóleos ligero y pesado, y residuo de vacío.

El objetivo es extraer lo más que se pueda los hidrocarburos presentes en la carga de crudo reducido o residuo primario (RO), sin afectar la estructura molecular de los componentes.

Las unidades de vacío están diseñadas para operar en condiciones termodinámicas adecuadas para destilar las fracciones pesadas del crudo, sin que se produzca la descomposición térmica de los mismos. La diferencia fundamental de la destilación atmosférica y la destilación al vacío es la presión de trabajo.<sup>16</sup>

- Unidades de Desintegración Catalítica

Las dos plantas catalíticas tienen una capacidad conjunta de proceso de 80,000 BPD y utilizan como carga una mezcla de gasóleo de vacío y atmosférico. Estas plantas desintegran los compuestos de alto peso molecular por medio de la temperatura y un catalizador obteniéndose productos de mayor valor como: gas ácido, gas seco, propano-propileno, butano-butileno, gasolina estabilizada de alto octano, aceite cíclico ligero y residuo catalítico (aceite decantado).

La planta consta de las siguientes secciones:

- Desintegración catalítica
- Fraccionamiento
- Compresión de gas y estabilización de gasolina

---

<sup>16</sup> PEMEX REFINACIÓN. (2009). Manual de Operación Primaria I. México, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo.

- Tratamientos
- Fraccionamiento de gas licuado.

La sección más importante es la primera (a), y la constituye el reactor, que es donde se desintegra la mezcla de gasóleos al ponerse en contacto con el catalizador caliente que fluye en forma de polvo. Los productos formados en la desintegración, después de pasar por una serie de separadores ciclónicos, salen por el domo del separador enviándose a la torre fraccionadora, en donde se obtienen gas y gasolina por el domo, aceite cíclico ligero, aceite decantado y lodos que se recirculan al reactor.

El gas proveniente de la fraccionadora se comprime y se envía a las torres absorbedoras en donde se separa el gas seco. El gas licuado y la gasolina se envían a la torre desbutanizadora, separándose ahí el gas licuado y la gasolina ya estabilizada; los tres productos obtenidos se envían a tratamiento.

- Tratadoras y Fraccionadoras de Hidrocarburos (U-600)

Con capacidad de  $260,000 \text{ m}^3/d$  cada una, estas dos plantas tienen la función de eliminar de las corrientes gaseosas el ácido sulfhídrico que contienen.

Para tal propósito se reciben las alimentaciones de las plantas hidrosulfuradoras.

La corriente de gas amargo se pone en contacto con una solución de dietanolamina (DEA) en un contactor, a fin de absorber el ácido sulfhídrico; de esta forma se obtiene el gas purificado que se envía a la red de gas combustible.

La corriente de DEA rica en ácido sulfhídrico se envía a la torre regeneradora, en donde éste se desorbe para enviarlo posteriormente como carga a las plantas recuperadoras de azufre.

- Unidades de Reformación Catalítica, (U-500)

Actualmente se cuenta con dos plantas con capacidad de 20,000 y 30,000 BPD cada una. Estas reformadoras de naftas reciben como carga gasolina primaria desulfurada que, a presión y temperatura adecuadas, y en presencia de un catalizador a base de

platino, se realiza la reacción de reformación, que consiste en transformar los hidrocarburos lineales y nafténicos a hidrocarburos aromáticos del tipo benceno, tolueno y xilenos, que son de mayor octanaje. La reacción se efectúa en cuatro reactores colocados en serie.

Parte del hidrógeno producido se recircula a los reactores y el resto se alimenta a las plantas hidrodesulfuradoras. El reformado sin estabilizar se envía a la sección de fraccionamiento en donde, por el domo se separan los incondensables y licuables y, por el fondo el reformado estabilizado con alto octano mismo que es transferido a tanques para la preparación de las gasolinas. Cada una de las plantas tiene su sección de regeneración continua de catalizador.

- Hidrodesulfuración de Naftas (U-400)

Existen dos plantas hidrodesulfuradoras de gasolina con capacidad de 25,000 y 36,500 BPD respectivamente.

Estas plantas constan de dos secciones: una de reacción que emplea un catalizador de tipo bimetálico a base de cobalto y molibdeno; la otra de estabilización en la que se efectúa la separación de la nafta desulfurada.

Reciben como carga gasolina amarga con el objeto de eliminarle los compuestos de azufre, nitrógeno y oxígeno mediante una reacción catalítica con hidrogeno, enviando gasolina desulfurada a la planta reformadora.

El corte de pentanos y hexanos que se obtienen en estas unidades se envía a la planta isomerizadora de pentanos y hexanos.

- Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios (U-700/U-800)

Existen cuatro de estas plantas, con capacidad de 25,000 BPD cada una, utilizadas para eliminar los compuestos de azufre de la turbosina, Diesel (mezcla de destilados intermedios), mediante una reacción catalítica con hidrógeno.

La carga a estas plantas proviene de las plantas primarias, que al igual que en la hidrodesulfuradora de naftas pasa a la zona de reacción, en donde se obtiene por el

fondo un producto desulfurado sin estabilizar, el cual es enviado a la torre agotadora. De esta torre los hidrocarburos pesados pasan a la sección de fraccionamiento; por el domo se extraen hidrocarburos ligeros que se envían como carga a la hidrodeshulfuradora de gasolina; por el fondo se extraen la turbosina, kerosina y/o diésel desulfurado.

- Recuperadoras de Azufre

Las tres plantas de azufre con capacidad para producir 80 ton/d cada una, tienen como principal objetivo la preservación del medio ambiente, al sustraer el azufre de gas ácido  $H_2S$  proveniente de los tratamientos de amina de las plantas catalíticas e hidrodeshulfuradoras, por medio de un reactor térmico y un reactor catalítico.

En los reactores se efectúa una combustión controlada con aire en donde parte del  $H_2S$  se quema para dar lugar al bióxido de azufre ( $SO_2$ ), que subsecuentemente reacciona con el  $H_2S$  restante para formar el azufre elemental.

Estas reacciones se efectúan bajo un control muy estricto de la cantidad de aire y de la relación de  $H_2S$  a  $SO_2$  a fin de lograr los mejores rendimientos de las unidades.

- Reductora de Viscosidad

Esta planta tiene una capacidad de 50,000 BPD; fue diseñada para obtener a partir del residuo proveniente de las plantas de destilación al vacío, un producto de menor viscosidad.

Su importancia radica en disminuir la viscosidad del residuo de vacío mediante un craqueo térmico a alta temperatura, logrando que el residuo reducido producido en la planta tenga mucho menor viscosidad y por lo tanto se utilice una menor cantidad de diluyente (mezcla de diésel, aceite cíclico ligero y aceite decantado) en la preparación de combustóleo, el cual es un producto final de la refinera.

- Alquilación

Esta planta tiene una capacidad de 14,500 BPD. Recibe butano-butileno de las plantas catalíticas, el refinado de la unidad MTBE y en su caso, parte del propileno de las catalíticas, los cuales reaccionan con el isobutano en presencia de un catalizador ácido para producir gasolina alquilada de alto octano, baja presión de vapor y bajo azufre.

Esta gasolina es usada como base para la preparación de la gasolina Premium; también se obtienen n-butano y propano, los cuales se envían como productos finales a esferas de almacenamiento.

- MTBE-TAME

Esta planta produce la gasolina oxigenada MTBE (Metil Terbutil Éter) a partir del isobutileno de la mezcla de butano-butileno, proveniente de las plantas catalíticas en presencia de metanol en lecho catalítico de resina de intercambio iónico. Se obtiene una gasolina de alto octano y bajo azufre que se utiliza en la preparación de gasolina Pemex UBA y Pemex Premium.

- Isomerizadora de pentanos y hexanos (U-900)

Esta planta tiene capacidad de 13,500 BPD recibe los pentanos y hexanos de las unidades hidrodesulfuradoras de gasolina.

La isomerización catalítica convierte las parafinas en compuestos de estructura ramificada de mayor número de octano; de pentano a isopentano y hexano a 2,3-dimetil-butano.

De los reactores catalíticos, la mezcla isomerizada se envía a una torre estabilizadora donde se separan los gases producidos de la reacción, que salen por el domo y después de efectuar un lavado caustico en donde se elimina el ácido clorhídrico, se envían al circuito de gas combustible de la Refinería.

Las reacciones de isomerización se realizan en una atmósfera de hidrógeno con una pequeña dosificación de tetracloruro de carbono ( $CCL_4$ ), sobre una cama fija de catalizador a base de platino, en dos reactores en serie, lo que reduce significativamente los costos por consumo de catalizador.

En la industria de la refinación es común denominar como destilados a las fracciones o productos que se separan del crudo evaporándose por calentamiento (posteriormente se condensan); de esta forma, cuando se habla en forma general de destilados, se hace referencia a la gasolina, kerosina, turbosina y el diésel.

Tabla 6.- Promedio de producción de la Refinería " Ing. Antonio Dovalí Jaime"

Variables operativas (Mbd) <sup>17</sup>	
Proceso promedio de crudo	285
Maya	91.5
Producción	
Gasolinas	98
Diésel	72
Turbosina	16
Combustóleo	96
Asfalto	3.6

PEMEX REFINACIÓN (2009). (tabla)

### 1.9 PLANTAS DE GASOLINA ULTRA BAJO AZUFRE <sup>18</sup>

Dentro de los planes de desarrollo y modernización de PEMEX Refinación se incluye el proyecto de Calidad de Combustibles, el cual, acorde a la política ambiental del país, establece la producción de gasolinas con ultra bajo contenido de azufre (10ppm en peso) y calidad superior a las actuales, mediante la instalación de plantas Desulfuradoras de gasolinas catalítica en las seis refinerías del Sistema Nacional de

<sup>17</sup> Mbd: Miles de barriles diarios

<sup>18</sup> PROCESO CDHydro® / CDHDS+SM. (2007). PLANTA DE DESULFURACIÓN DE GASOLINA FCC. Houston, Texas. Catalytic Distillation Technologies.

Refinación, en cumplimiento con la Norma Oficial Mexicana NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005 (30 de enero de 2006).

Norma oficial Mexicana NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI, Especificaciones de los combustibles fósiles para la protección ambiental.

Al margen un sello con el escudo nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos. - Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

Tabla 7.-Determinación del azufre

Azúfre	Ppm en Peso	Determinación de S en productos de petróleo por espectroscopia de rayos X de fluorescencia por dispersión de energía. (ASTM D 4294-03)  Determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros (ASTM D 5453-05)	250 promedio  300 máximo  Octubre 2006:  30 promedio/ máximo	300 promedio  500 máximo ZMVM, ZMG,ZMM octubre 2008: 30 promedio /80 máximo  Resto del país  Enero 2009: 30 promedio/ 80 máximo
--------	-------------	---	---	---

PEMEX REFINACIÓN. (2013). *Manual de Operación de ULSG-1*. México, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo. *Determinación del azufre*

(Imagen)

Dentro del alcance de este proyecto, se consideran lo siguientes rubros principales:

Desarrollo de la Ingeniería de Detalle, a partir de la Ingeniería Básica, procura de equipo y materiales, construcción, pruebas, capacitación, preparativos de arranque, arranque y pruebas de comportamiento, así como el desarrollo del Modelo Electrónico Tridimensional Inteligente (METI)

Integraciones:

- ULSG-1 y ULSG-2
- URA-1 y URA-2
- Unidad purificadora de hidrogeno (PSA)
- Sistema de desfogues a quemador

- Torre de enfriamiento

Sistemas complementarios:

- Casa de bombas
- Sistema de suministro de nitrógeno
- Compresores para aire de instrumentos, de planta y de respiración
- Pre- separador de aceite API cerrado
- Sistema de enfriamiento con agua desmineralizada
- Sistema de recuperación de condensado
- Sistema de recuperación de purgas y vaciado de equipos
- Acondicionamiento de gas combustible
- Sistema de lubricación por niebla
- Testigo de corrosión
- Guardas de cloro
- Sistema de almacenamiento y suministro de combustóleo

Ilustración 11.- Integración de la planta GUBA

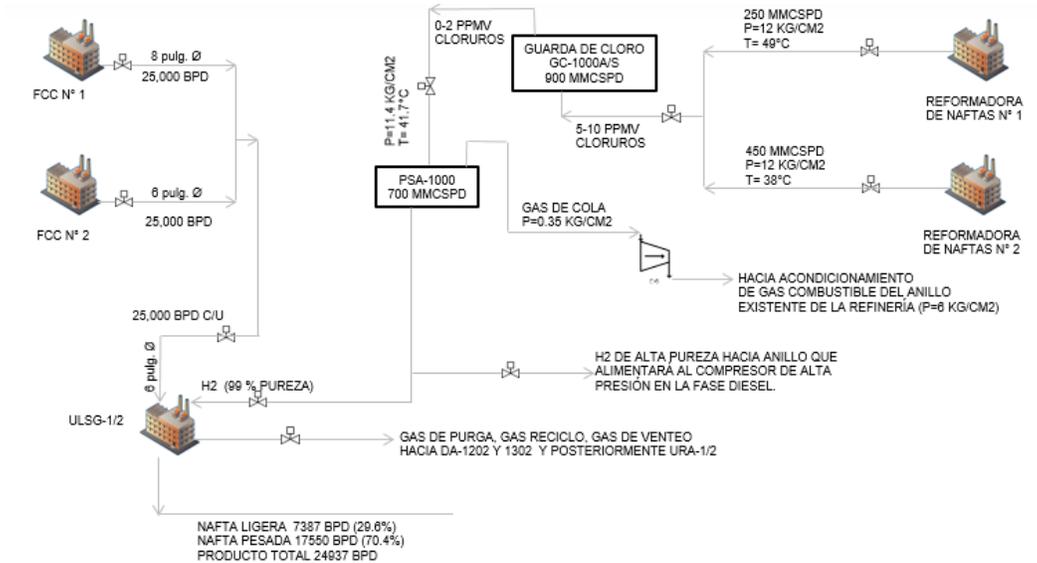


PEMEX REFINACIÓN. (2013). *Manual de Operación de ULSG-1*. México, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo. Integración de la planta

(Imagen)

### 1.9.1.1 Diagrama general de proceso

Ilustración 11.-Diagrama de flujo: materia prima, productos y subproductos



PEMEX REFINACIÓN. (2013). *Manual de Operación de ULSG-1*. México, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo. Diagrama de flujo: materia prima, productos y subproductos (Imagen)

### 1.9.1.2 Procesos

- Nafta catalítica de alimentación de FCC-1 a ULSG-1
- Nafta catalítica de alimentación de FCC-1 a ULSG-2
- Nafta catalítica de alimentación de FCC-2 a ULSG-1
- Nafta catalítica de alimentación de FCC-2 a ULSG-2
- Nafta catalítica rechazo de alimentación de ULSG-1
- Nafta catalítica rechazo de alimentación de ULSG-2
- Nafta catalítica ligera de ULSG-1
- Nafta catalítica ligera de ULSG-2
- Nafta catalítica pesada de ULSG-1
- Nafta catalítica pesada de ULSG-2
- Hidrogeno A SPA

- Nafta carga fría a ULSG-1
- Nafta carga fría a ULSG-2
- Gas ácido de URA-1
- Gas ácido de URA-2

#### 1.9.1.3 Servicios

- Condensado de trampas de vapor de baja presión
- Agua de enfriamiento suministro
- Agua de enfriamiento retorno
- Condensado limpio
- Condensado de trampas de vapor de media presión
- Combustóleo
- Condensado aceitoso
- Vapor de baja presión
- Vapor de media presión (consumo)
- Vapor de media presión (generado)
- Aire de instrumentos (respaldo)
- Gas combustible (excedente)
- Gas combustible (consumo)
- Agua de alimentación a calderetas
- Agua de servicios
- Nitrógeno (respaldo)
- Desfogue Ácido de URA-1
- Desfogue Ácido de URA-2
- Desfogue de baja (hidrocarburos)
- Aceite recuperado
- Aguas amargas
- Diluyente para combustóleo
- Gasolina dulce para descerado a ULSG-1
- Gasolina dulce para descerado a ULSG-2

- Diesel nacional para presulfhidrado
- Gasolina dulce de rechazo

#### 1.9.1.4 Planta Desulfuradoras de Gasolinas Catalíticas

El Licenciador del proceso Catalytic Distillation Technologies (CDTECH), desarrolló la ingeniería básica y la ingeniería básica extendida tipo FEED para Las Unidades Desulfuradoras de Gasolina Catalítica (ULSG-1 Y ULSG-2) (U-1000 y U-2000).

Capacidad de Procesamiento: 25,000 BPD con un sobre diseño de 10% y carga mínima 15000 BPD

Periodo de operación: 36 meses (mínimo) sin reemplazo de catalizador.

El proceso consiste en una destilación catalítica, mediante la cual se elimina el azufre y nitrógeno presentes en la fracción ligera de la alimentación y en la hidrogenación catalítica de los compuestos de azufre y nitrógeno de la fracción pesada con una pérdida mínima de octano, con un posterior tratamiento de los subproductos. Las Plantas tendrán la función de producir gasolina hidrotratada con un bajo contenido de azufre (10 ppm peso) Las garantías del proceso serán otorgadas por el Licenciador CDTECH.

Estas plantas de procesamiento deben estar completamente automatizadas, y protegidas, por lo que deben contar con sus Sistemas de Control Distribuido (SCD), Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS), Red de Contraincendios, Sistema Gas y Fuego (GyF), Sistemas de Paro de Emergencia (ESD), Circuito Cerrado de Televisión, y Sistemas de Intercomunicación y Voceo, todo dentro del alcance de este proyecto.

El propósito es disminuir la concentración de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) de la solución acuosa de MDEA rica en H<sub>2</sub>S producida en las ULSG1/2 y regresarla como amina pobre en H<sub>2</sub>S para volver a utilizarla en el Absorbedor con Amina de Gas de Reciclo de CDHDS (DA-1202) y en el Absorbedor con Amina de Gas de Venteo (DA-1302).

Tabla 8.- Tabla de especificaciones

Producto	Especificación
Gas de Reciclo Dulce	200 ppmv de H <sub>2</sub> S máximo
Gas de Venteo Dulce	20 ppmv de H <sub>2</sub> S máximo
Gas Ácido	94 % mol mínimo de H <sub>2</sub> S. 0.3 mol % máximo de Hidrocarburos. 0.85 kg/cm <sup>2</sup> g en Límite de Baterías.
Amina Pobre	17,762 kg/h 22.54 m <sup>3</sup> /h (estándar) 0.005 – 0.007 máximo moles H <sub>2</sub> S/ moles MDEA

PEMEX REFINACIÓN. (2013). *Manual de Operación de ULSG-1*. México, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo. Especificaciones del gas(tabla)

Las plantas Desulfuradoras de Gasolina Catalítica ULSG-1(U-1000) y ULSG-2 (U-2000), sus unidades regeneradoras de amina (URA-1 Y URA-2), sus instalaciones complementarias, bombas, quemador elevado y lo requerido para su operación segura y confiable, estarán localizadas en la refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime”, en Salina Cruz, Oaxaca, a 4.5 metros sobre el nivel del mar.

El proceso CDHydro®/CDHDS®+, propiedad de CDTech consiste en una destilación catalítica, mediante la cual se elimina el azufre y nitrógeno presentes en la fracción ligera de la alimentación y en la hidrogenación catalítica de los compuestos de azufre y nitrógeno de la fracción pesada con una pérdida mínima de octano, con un posterior tratamiento de los subproductos.

#### 1.9.1.5 Química del proceso

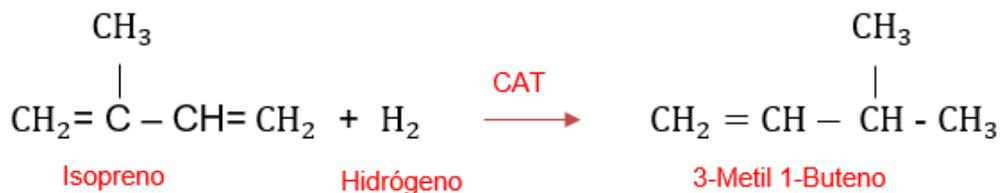
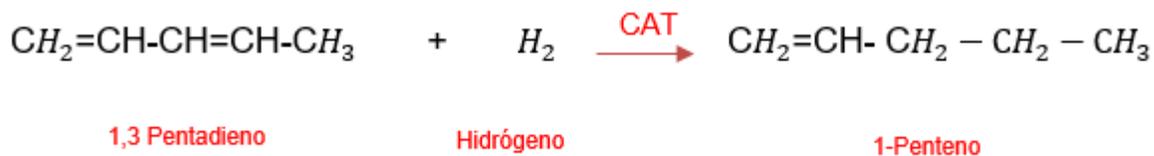
- CDHydro

Las reacciones con la unidad de la columna CDHydro, pueden dividirse en tres tipos:

Hidrogenación selectiva, hidroisomerización y tioeterificación.

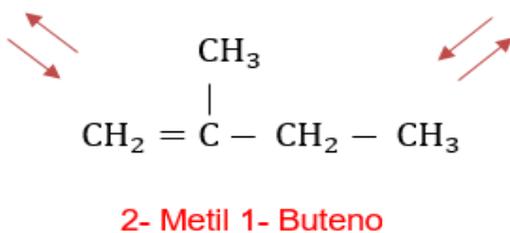
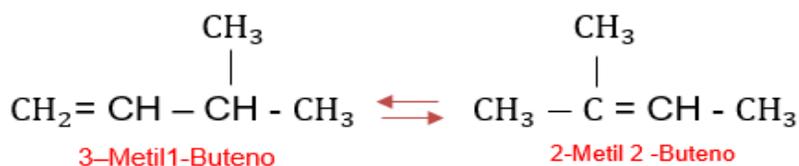
- Hidrogenación Selectiva

Las diolefinas como 1,3- pentadieno e isopreno se hidrogenan a 1- penteno y 3-metil-1-buteno respectivamente.



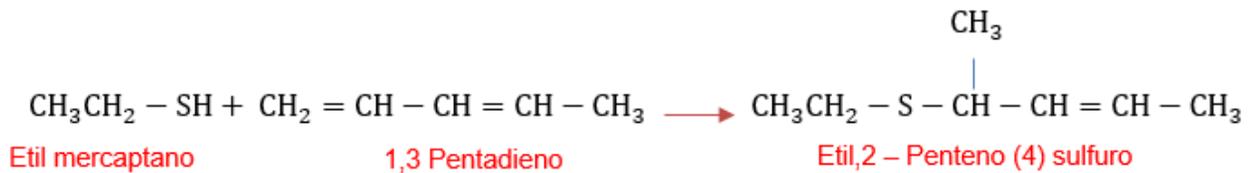
- Hidroisomerización

Las reacciones de hidroisomerización son reacciones de equilibrio entre isómeros olefínicos C<sub>5</sub> normales e isómeros olefínicos iso-C<sub>5</sub>.



- Tioeterificación

Los mercaptanos reaccionan con material olefínico para formar sulfuros olefínicos pesados térmicamente estables.

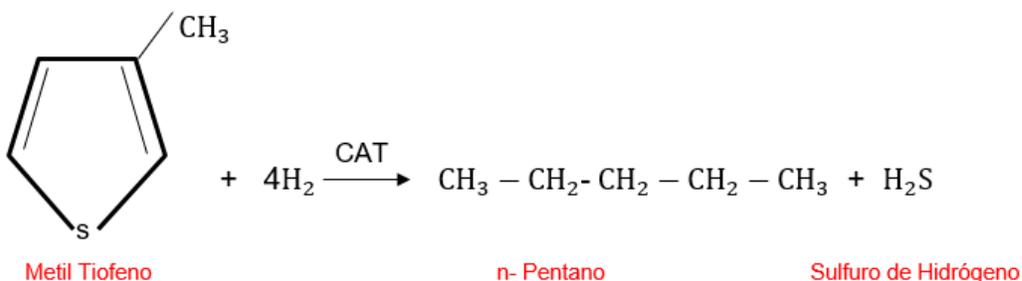
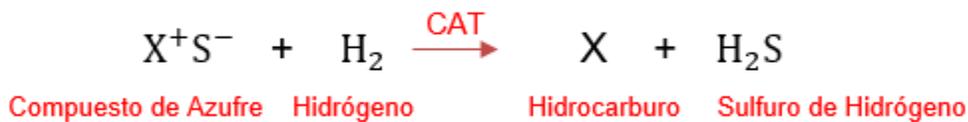


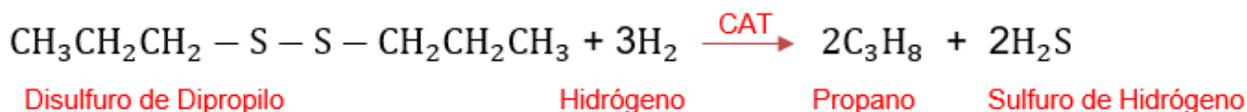
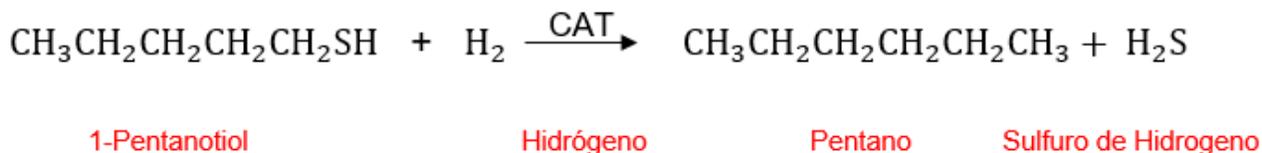
Los sulfuros olefínicos pesados se destilan en el fondo, y son sometidos al proceso de hidrodesulfuración en la columna CDHDS y en el reactor de pulido.

#### CDHS + Y REACTOR DE PULIDO

- Hidrodesulfuración

Las condiciones de operación en la sección del catalizador de la columna CDHS+, y en el reactor de Pulido proporcionan un ambiente de hidrodesulfuración potente en el cual la mayoría de los compuestos de azufre reaccionarán con hidrógeno para formar sulfuro de hidrógeno.





La reacción de hidrodesulfuración está limitada por la velocidad. Algunos de los factores que afectan la velocidad de reacción son la temperatura de operación del proceso y la presión parcial del hidrógeno. La velocidad de reacción también se verá afectada por la presencia de otros componentes reactivos como las olefinas, las cuales podrían ocupar sitios activos en el catalizador. La temperatura de operación se establece mediante la presión en la columna, y tiene mayor efecto sobre la reacción de hidrodesulfuración. La presión parcial de hidrogeno en la zona de reacción puede regularse mediante la variación de la presión de operación en la columna y/o mediante el control de la alimentación de hidrogeno de reposición (o nuevo) y por el hidrogeno de reciclo. En este proceso es necesario un exceso estequiométrico de hidrógeno.

- Saturación de olefinas

La saturación de olefinas es indeseable, pero las condiciones de proceso no pueden impedir esta reacción. También debe mencionarse que la saturación de olefinas aumenta a medida que aumenta el porcentaje de desulfuración.

#### 1.9.1.6 Descripción general del proceso

- Objetivo de la planta

La función de la unidad CDHydro/CDHDS + desulfurar la nafta catalítica (FCC) y reducir al mínimo la cantidad de saturación de olefinas.

- Capacidad y productos

La planta hidrodesulfuradora de gasolina Catalítica, ULSG-1, está diseñada para procesar Nafta Catalítica Ligera y pesada provenientes de la planta FCC en una alimentación combinada de 25,000 BSPD.

Tabla 9.- Gas combustible generado

GAS	%MOL
Hidrógeno	40.46
Metano	21.87
Etano	18.16
Propano	10.75
Butanos	3.39
Nafta	5.13
H <sub>2</sub> S ppm mol	=<20
Flujo, Kg/h	1,811
Flujo, Kgmol/h	88
Flujo, Nm <sup>3</sup> /h	1,983
Presión Kg/cm <sup>2</sup> man	6.0
Temperatura °C	38

PEMEX REFINACIÓN. (2013). *Manual de Operación de ULSG-1*. México, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo. Gas combustible generado(tabla)

#### 1.9.1.7 Configuración de la ULSG-1/ULSG-2

- Sistema CDHydro

La función de la columna CDHydro DA-1101/2101 es remover los mercaptanos ligeros, isomerizar las olefinas ligeras- $\alpha$  a olefinas- $\beta$  y maximizar la recuperación de olefinas en el producto destilado.

- Alimentación de nafta a la columna CDHydro

La nafta catalítica amarga proveniente de las plantas catalíticas FCC-1 Y FCC-2, localizadas en el área de plantas existentes de la refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime”, pasa a través de los filtros de alimentación de nafta FD-1103/2103/S, donde se removerán sólidos finos y óxidos, posteriormente se alimenta al tanque de balance de alimentación de CDHydro FA-1101/2101, el cual se mantiene presurizado con hidrogeno de OSBL. La nafta es enviada por medio de la bomba de alimentación de CDHydro GA-1101/2101/S, a través del precalentador de alimentación a CDHydro EA-1101/2101 A/B/C, para que se caliente con los fondos de la Columna estabilizadora de naftas DA-1301/2301 por medio de la bomba de fondos de la estabilizadora GA-1302/S, hasta alcanzar el punto de ebullición a la salida del intercambiador, y finalmente ser alimentada en el plato No. 13 de la columna CDHydro.

- Columna CDHydro

La columna CDHydro, DA-1101/2101, está compuesta por 33 platos de válvulas, cuatro platos tipo chimenea y dos sistemas CDModules. El sistema CDModule contiene catalizador incorporado en la estructura del empaque propiedad exclusiva de CDTECH. Estos sistemas facilitan la destilación y la reacción en forma simultánea. El sistema inferior CDModule realiza la reacción de tioeterificación mientras que en el sistema superior realiza las reacciones de hidro-isomerización. La hidrogenación selectiva de diolefinas se lleva a cabo en ambos sistemas CDModules. Arriba de cada CDModule inferior hay un plato colector de líquido tipo chimenea para guiar el líquido sobre el plato siguiente.

- Sistema CDHDS

El objetivo del sistema CDHDS es convertir los compuestos de azufre en ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) en presencia de hidrógeno, al mismo tiempo que se reduce al mínimo la saturación de olefinas.

La columna CDHDS DA-1201/2201, cuenta con ocho sistemas CDModules soportados individualmente. Cada CDModule contiene catalizador de hidrosulfuración de

Cobalto-Molibdeno (Co-Mo) incorporado en el empaque estructurado propiedad exclusiva de CDTech, un plato recolector y un distribuidor de líquido. Los sistemas CDModules están diseñados para llevar a cabo simultáneamente la destilación e hidrodesulfuración, minimizando la saturación de olefinas. La sección superior de la columna tiene una temperatura de reacción menor, la cual favorece la retención de olefinas. El CDModule superior tiene una sección del empaque estructurado de alto rendimiento que está prevista para la transferencia de calor, cuya finalidad es elevar la temperatura del líquido de reflujo relativamente frío, hasta la temperatura de reacción.

- Reactor de pulido

La función del reactor de pulido DC-1301/2301, es reducir los compuestos de azufre remanente en la nafta pesada a 10 ppm en peso de contenido de azufre, minimizando la saturación de olefinas.

La corriente del fondo del agotador de  $H_2S$  DA-1203/2203, es mezclada con hidrogeno fresco para ser calentada primero en los intercambiadores de alimentación/efluente del reactor de pulido EA-1301/2301 A/B y después en el calentador de alimentación del reactor de pulido EA-1302/2302. La recirculación de los fondos de la columna estabilizadora de naftas DA-1301/2301 es controlada mediante un control de flujo a la descarga de la bomba se divide en dos líneas, la primera es enviada hacia el intercambiador de alimentación/efluente del reactor de pulido EA-1301/2301 A/B y la segunda hacia la línea de arranque de sulfurado de la columna CDHDS DA-1201/2201.

- Acumulador de Agua Amarga

El agua amarga obtenida del tanque de balance de alimentación de CDHydro FA-1101/2101, del tanque de reflujo de CDHydro FA-1102/2102, del tanque frío de CDHDS FA-1202/2202, del tanque de reflujo del agotador de  $H_2S$  FA-1205/2205, del tanque caliente de efluente del reactor de pulido FA-1301/2301, del tanque frío de efluente del reactor de pulido FA-1302/2302 y del tanque de reflujo de la estabilizadora de naftas FA-1303/2303, a excepción del tanque de reflujo de CDHDS FA-1201/2201,

se recolecta en el acumulador de agua amarga FA-1305/2305. Este acumulador es vaciado de manera intermitente, enviando el agua amarga fuera de los límites de la ULSG-1/2, mediante la bomba de agua amarga GA-1304/2304/S. El acumulador de agua amarga FA-1305/2305, se encuentra sometido a una presión positiva generada por un gas combustible de la refinería. El acumulador de agua amarga, FA-1305/2305, cuenta con un control de presión que regula su presión interna liberando el exceso de gas combustible a través de una válvula de control de presión conectada al cabezal de desfogue o alimentando gas de combustible al recipiente a través de una válvula de control de presión conectada al cabezal de suministro de gas combustible.

#### 1.9.1.8 Configuración de unidad de regeneradora de amina (URA-1/2)

- Sección de absorción de Alta Presión (Gas de Reciclo Amargo,  $H_2$ )

La corriente de gas de reciclo amargo del proceso de la ULSG-1/2 (U-1000/2000), constituida por Hidrogeno Amargo proviene del domo del Separador Frío de CDHDS, FA-1203/2203, localizado en la planta ULSG-1/2 (U-1000/2000), se alimenta en el fondo del absorbedor con amina de gas de reciclo de CDHDS, DA-1202/2202, a una presión de 12.1 Kg/cm<sup>2</sup>g. y una temperatura de 37° C, y un flujo de 4,805 Kg/h aproximadamente, donde la concentración de  $H_2S$  se reduce de manera significativa. A la descarga del Separador FA-1203/2203, se le adiciona una línea de purga de gas de reciclo, junto con una línea de gas de reciclo proveniente del enfriador de vapor del reactor de pulido, EA-1306/2306 A/B.

El proceso de absorción se lleva a cabo poniendo la corriente de gas amargo de reciclo, en contacto, a contracorriente con una solución de Metil-Dietanol-Amina (MDEA) al 40% en peso, que se alimenta al absorbedor con amina de gas de reciclo de CDHDS, DA-1202/2202 por la parte superior a control de flujo mediante un variador de frecuencia. El absorbedor con amina del gas de reciclo de CDHDS, DA-1202/2202, tiene un diámetro de 813 milímetros y una longitud T-T de 18955 milímetros construida en acero inoxidable IMTP 40. Para proteger el distribuidor, plato distribuidor y empaque de potencial incrustación, la solución de amina es filtrada para remover partículas sólidas

de entre 5 y 10 micrones en los filtros de amina pobre a DA-1202/2202, FD-1202/2202/S, uno opera normalmente y el otro esta de relevo, los filtros tienen una capacidad de  $11.1 \text{ m}^3/\text{h} \times 1.52$  y son de acero al carbón calmado (killed) y relevado de esfuerzos.

- Sección de Absorción de Baja Presión (Gas de Venteo Amargo)

La corriente de gas de venteo amargo procedente del EA-1204/2204, a  $6.5 \text{ Kg}/\text{cm}^2\text{g}$ . y  $38^\circ\text{C}$ , alimenta al separador de gas de venteo, FA-1306/2306, en donde se retienen las trazas de hidrocarburos líquidos arrastrados por el gas y son enviadas, por el control de nivel, a través del cabezal de desfogue de hidrocarburo hacia el quemador elevado dual tipo torre (Derrick), QE-07. El diámetro del separador es de 760 milímetros y una longitud T-T de 2,798 milímetros construida en acero al carbón calmado (killed) con relevado de esfuerzos. La corriente de gas libre de líquidos se mezcla con la corriente de gas de purga procedente del FA-1204/2204 (203 Kg/h), y alimentan al absorbedor con amina del gas de venteo, DA-1302/2302 (1976 kg/h). Este proceso se lleva a cabo de forma similar al absorbedor DA-1202/2202, la solución de MDEA se pone en contacto a contracorriente con las corrientes de gas de purga y gas de venteo amargo. La solución de amina pobre, procedente de la URA-1/2, se debe alimentar a una temperatura  $6^\circ\text{C}$  superior a la del gas de entrada, como mínimo; de manera análoga al absorbedor DA-1202/2202, se cuenta con un control diferencial de temperatura que actúa sobre las válvulas de desviación de flujo hacia el enfriador de amina pobre a DA-1302/2302, EA-1505/2505.

- Sección de regeneración de amina de la URA-1/2

La solución de amina rica, obtenida del absorbedor con amina del gas de recicló de CDHDS, DA-1202/2202, del absorbedor con amina del gas de venteo, DA-1302/2302, así como del separador del absorbedor de gas de recicló de CDHDS, FA-1204/2204 y del separador del absorbedor de gas de venteo, FA-1501/2501, tipo trifásico con domo, que opera a una presión de  $1.1 \text{ Kg}/\text{cm}^2\text{g}$ . y una temperatura de  $49.2^\circ\text{C}$ .

La función de la regeneradora de amina, DA-1501/2501, es desorber los gases ácidos absorbidos por la solución de amina (pobre en  $H_2S$ ). La columna DA-1501/2501 cuenta con 24 platos de acero inoxidable 316L, la columna tiene diámetro interno de 1118 milímetros y una longitud tangente a tangente de 23000 milímetros.

- Sección de almacenamiento y drenaje cerrado de Amina

#### Enfriamiento del producto

El producto de fondos de la regeneradora de amina, constituido por la solución de amina pobre, intercambia calor con la solución de amina rica enfriándose a  $83^{\circ}C$  en el intercambiador de calor amina rica/pobre, EA-1501/2501 A/B. La bomba de amina regeneradora, GA-1508/2508/S, proporciona la presión necesaria para que la corriente de amina pobre pase a través del aero-enfriador de amina pobre, EC-1502/2502, y del sistema de filtración.

#### Filtración de Amina Pobre

Una corriente de purga del 20% de la solución de amina pobre fría pasa a través del sistema de filtrado, constituido por los filtros de cartucho de amina pobre, FD-1502/2502/S, cuya finalidad es eliminar partículas sólidas, los filtros de carbón de amina pobre, FD-1502/2502/S, eliminan impurezas coloridas y productos de la degradación de amina y los post filtros de amina pobre, FD-1503/2503/S, para eliminar partículas arrastradas de los filtros de carbón activado y, en general, partículas mayores a 5 micras.

#### 1.9.1.9 Localización de la planta

La planta hidrodesulfuradora de gasolina catalítica, ULSG-1/2 (U-1000/2000), sus instalaciones complementarias y su integración, y la unidad regeneradora de amina 1/2, se localizarán en la refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime”, en Salina Cruz, Oaxaca.

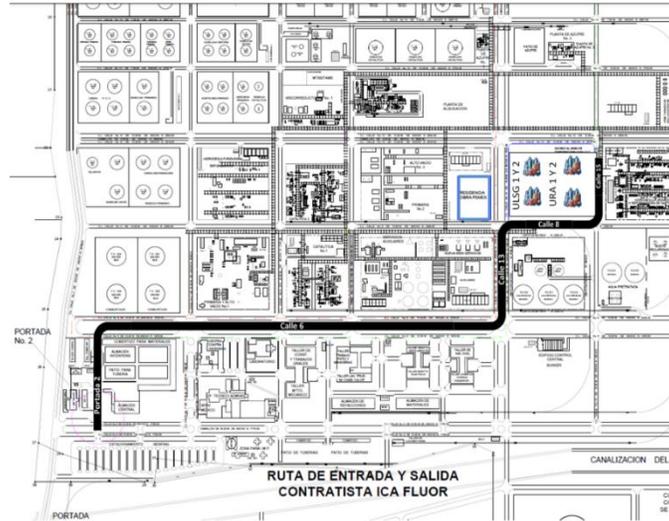
Coordenadas al límite de Batería.

Altura sobre el nivel del mar: 4.5 m

Coordenadas: latitud: N 16° 11´

Longitud: W 95° 12´

### Ilustración 12.-Localización de la planta en la refinería



PEMEX REFINACIÓN. (2013). *Manual de Operación de ULSG-1*. México, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo. localización de la planta (Imagen)

#### 1.9.1.10 Integración con otras plantas

Para producir Gasolina de Ultra Bajo Azufre, en la planta ULSG-1/2 (U-1000/2000) se contará con una unidad de regeneración de amina, URA-1/2 (Circuito de absorción regeneración), una unidad de purificadora de hidrogeno (PSA-1000/2000), equipo de bombeo, quemador elevado para el quemado del gas de baja presión y del gas ácido, con sus respectivos tanques de separación y tanques de sellos, y los equipos de bombeo para disponer de los hidrocarburos separados y el agua amarga a límites de batería, edificaciones e instalaciones complementarias y las integraciones de materias primas, productos y servicios, en la refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime” en Salina Cruz, en el estado de Oaxaca.

La planta ULSG-1/2 (U-1000/2000) de procesamiento, está completamente automatizada y protegida, por lo que cuenta con sistema de control Distribuido (SCD), un sistema Instrumentado de Seguridad (SIS), un Sistema de Gas y Fuego (GyF), red

de contra incendio, sistema de detección de gas tóxico, sistema de detección de mezclas explosivas, Circuito cerrado de Televisión (CCTV), y Sistemas de Intercomunicación y Voceo.

### 1.10 DESEMPEÑO ENERGÉTICO

El concepto de desempeño energético considera los usos que se dan a la energía (la utilización de energéticos en procesos productivos o prestación de servicios), la forma en que se consume (las cantidades utilizadas de los diferentes energéticos), la intensidad energética (la energía necesaria para obtener una unidad de producto o servicio) y las medidas disponibles para fomentar la eficiencia y el ahorro de energía (ilustración 14). Por esta razón, en su proceso de mejora continua, la organización puede elegir entre una amplia gama de actividades que tengan impacto positivo sobre su desempeño energético.

Ilustración 13.-Concepto de desempeño energético para un SGE



*Abel Hernández Pineda, G. E. (19 de agosto de 2014). Obtenido de Manual Para la Implementación de un Sistema de Gestión de la Energía: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55467/ManualGestionEnergia\\_V2\\_1.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55467/ManualGestionEnergia_V2_1.pdf).(Imagen)*

Para llegar a una evaluación del desempeño energético, las organizaciones deben: Analizar sus consumos pasados o presentes de energía. à Identificar las variables relevantes que afectan el uso y consumo de la energía. Lo anterior, con objeto de establecer la Línea de Base Energética (LBE<sub>n</sub>), que tendrá como finalidad ayudar a definir un parámetro inicial para la evaluación de los resultados obtenidos por la organización.

Los pasos para la evaluación del desempeño energético incluyen:

Paso 1.- Identificar y evaluar los requisitos legales y de otra índole, que deben considerarse con relación al uso y consumo de energía y la eficiencia energética.

Paso 2.- Recopilar datos energéticos, para la obtención de evidencias que sustenten los datos sobre usos y consumos, pasados y presentes de la energía utilizada por la organización.

Paso 3.- Establecer la Línea de Base Energética, la cual representa el estado inicial a partir del cual se evalúa el progreso de las acciones implementadas y se compara con las metas definidas.

Paso 4.- Analizar datos energéticos, para identificar los factores que influyen en el desempeño energético en función de los patrones y tendencias en el uso y consumo de la energía.

Paso 5.- Realizar evaluaciones técnicas y auditorías, enfocadas en la evaluación del desempeño operativo de los sistemas en las instalaciones, así como en los equipos, para determinar el potencial de mejora.

Paso 6.- Establecer puntos de referencia, para contrastar cualquier tipo de información relevante para la organización, tales como: Indicadores de Desempeño Energético y Línea de Base Energética. Esto facilita la identificación de oportunidades de mejora y de mejores prácticas, que pueden incorporarse a las acciones ya emprendidas por la organización.

Paso 7.- Desarrollar un sistema de seguimiento, que defina un proceso mediante el cual se supervisa, registran y analizan los datos energéticos, los usos significativos de la energía y las variables relevantes que afectan el desempeño energético. (Abel Hernández Pineda, 2014)

#### 1.10.1.1 Política de gestión de la energía

Petróleos Mexicanos asume un compromiso visible y medible con el uso eficiente y racional de la energía que contribuya a maximizar el valor económico de los hidrocarburos que extrae, transforma y entrega al mercado.

- Estandarizar los procedimientos y procesos que permitan dar respuesta a la reducción del consumo energético a través de buenas prácticas.
- Obtener productos que cumplan con los requerimientos del cliente, optimizando el uso y consumo de la energía en su elaboración.
- Promover la cultura de ahorro energético mediante la formación, capacitación y toma de conciencia en toda la organización.
- Cumplir con los requerimientos legales relacionados con el uso eficiente y consumo racional de la energía.
- Establecer, cumplir y medir Objetivos y Metas asignando los recursos necesarios para alcanzarlos, así como asegurar la disponibilidad de información.
- Identificar, priorizar y seleccionar las acciones e incorporación de nuevas tecnologías para mejorar el desempeño energético, con base en su potencial de ahorro y el nivel de inversión requerido.
- Asegurar que esta política sea comunicada, entendida, implantada y mantenida en todos los niveles de la organización.

### 1.10.1.2 Sistema de Gestión de la Energía

#### Implementación bajo la norma ISO-50001

El propósito de esta Norma Internacional es facilitar a las organizaciones establecer los sistemas y procesos necesarios para mejorar su desempeño energético, incluyendo la eficiencia energética y el uso y el consumo de la energía.

La implementación de esta Norma Internacional está destinada a conducir a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y de otros impactos ambientales relacionados, así como de los costos de la energía a través de una gestión sistemática de la misma.

Esta Norma Internacional es aplicable a organizaciones de todo tipo y tamaño, independientemente de sus condiciones geográficas, culturales o sociales.

De acuerdo con la Norma Mexicana NMX-J-SAA-50001-ANCE-IMNC-2011, un SGE n es un “conjunto de elementos interrelacionados o que interactúan para establecer una política y objetivos energéticos, y los procesos y procedimientos necesarios para alcanzar dichos objetivos”.

#### BENEFICIOS

- ❖ Ayuda a identificar, priorizar y seleccionar las acciones para la mejora del desempeño energético, con base en su potencial de ahorro y el nivel de inversión requerido.
- ❖ Reduce costos al aprovechar al máximo los recursos energéticos.
- ❖ Impulsa la productividad y el crecimiento (mayor aprovechamiento, menor desperdicio).
- ❖ Promueve las mejores prácticas de gestión energética.
- ❖ Asegura la confianza y calidad de la información que se utiliza para la toma de decisiones.

- ❖ Facilita la integración de sistemas de gestión ya existentes
- ❖ Desarrolla capacidades en la organización
- ❖ Genera una cultura organizacional orientada a la gestión de la energía.

## IMPACTO A NIVEL PAÍS

### SEGURIDAD ENERGÉTICA

- ✓ Reducir importación de energía
- ✓ Reducir demanda interna para maximizar exportaciones
- ✓ Incrementar la disponibilidad energética
- ✓ Controlar el crecimiento de la demanda de energía

### DESARROLLO ECONÓMICO Y COMPETIVIDAD

- ✓ Reducir intensidad energética
- ✓ Mejorar la competitividad
- ✓ Reducir costos de producción
- ✓ Mayor accesibilidad energética

### CAMBIO CLIMÁTICO

- ✓ Contribuir con la mitigación global y adaptación
- ✓ Cumplir con los compromisos internacionales

### SALUD PÚBLICA

- ✓ Reducir la contaminación

#### 1.10.1.3 Desempeño energético de los equipos de proceso de la Planta GUBA (Gasolina Ultra Bajo Azufre)

En septiembre de 2015 se emitió la Política de Gestión de la Energía por parte del Director General y el Comité Operativo de Petróleos Mexicanos.

## **Política**

Petróleos Mexicanos asumió un compromiso visible y medible con el uso eficiente y racional de la energía que contribuya a maximizar el valor económico de los hidrocarburos que extrae, transforma y entrega al mercado.

## **Compromisos**

- Estandarizar los procedimientos y procesos que permitan dar respuesta a la reducción del consumo energético a través de buenas prácticas.
- Obtener productos que cumplan con los requerimientos del cliente, optimizando el uso y consumo de la energía en su elaboración.
- Promover la cultura de ahorro energético mediante la formación, capacitación y toma de conciencia en toda la organización.
- Cumplir con los requerimientos legales relacionados con el uso eficiente y consumo racional de la energía.
- Establecer, cumplir y medir Objetivos y Metas asignando los recursos necesarios para alcanzarlos, así como asegurar la disponibilidad de información.
- Identificar, priorizar y seleccionar las acciones e incorporación de nuevas tecnologías para mejorar el desempeño energético, con base en su potencial de ahorro y el nivel de inversión requerido.
- Asegurar que esta política sea comunicada, entendida, implantada y mantenida en todos los niveles de la organización.

En 2016 se decidió que la tarea de liderar los esfuerzos de implementación de los Sistemas de Gestión de la Energía (SGEn) en Petróleos Mexicanos pasara a ser parte de las funciones de la gerencia de protección ambiental, Gestión Energética y Sustentabilidad (GPAGES), dentro de estas funciones destacan:

- Evaluar el desempeño energético de las instalaciones
- Coadyuvar a establecer la línea base de consumo de energía, objetivos y metas de ahorro.
- Detonar planes de acción para abatir el consumo de energía

- Diseñar y estandarizar normas y procedimientos en toda la cadena de valor.
- Promover cultura en materia de uso eficiente de la energía
- Identificar mejores prácticas para la gestión de la energía

Dentro de las instalaciones de Petróleos Mexicanos, los únicos centros certificados en Gestión Energética bajo la ISO 50001 son los centros procesadores de gas desde 2014.

Actualmente, la implementación del Sistema de Gestión de la Energía en las refinerías del SNR se está realizando con el apoyo de la Agencia Danesa de Energía (ADE) bajo el marco del Programa de Colaboración México Dinamarca.

Mecanismo de asesoría y apoyo a la implementación

- El 29-mayo-15 se firmó la Carta de Intención entre: SENER, CONUEE, Agencia Danesa de Energía (ADE), Embajada Danesa y PEMEX, en la que:
- “PEMEX tiene como intención introducir un SGEEn en las refinerías a través del apoyo y cooperación de la ADE, canalizando los recursos financieros y humanos necesarios durante el 2015 y 2016, con el objetivo de obtener la certificación ISO 50001.”

#### **Etapas I:** Implementación de un SGEEn en dos plantas piloto del SNR

Se acordó la implementación del SGEEn en dos plantas del SNR, seleccionadas considerando su intensidad energética:

- Planta Combinada Maya de la Refinería de Minatitlán.
- Área de Servicios Principales de la Refinería de Tula.

#### **Etapas II:** Implementación en el resto de las Refinerías del SNR

En agosto de 2016 se acordó la extensión del programa de cooperación entre el Gobierno de Dinamarca y Pemex mediante el apoyo de la ADE en la implementación del SGEEn en las plantas combinadas seleccionadas de las Refinerías de Cadereyta, Madero, Salamanca y Salina Cruz.

El estándar internacional ISO 50001 tiene el propósito de facilitar a las organizaciones el establecimiento de los sistemas y procesos necesarios para mejorar su desempeño energético, incluyendo la eficiencia energética, el uso y el consumo de la energía a través de un Sistema de Gestión de la Energía (SGEn).

- Ayuda a identificar, priorizar y seleccionar las acciones para la mejora en el desempeño energético.
- Reduce costos al aprovechar al máximo los recursos energéticos.
- Impulsa la productividad (mayor aprovechamiento, menor desperdicio).
- Promueve las mejores prácticas de gestión energética.
- Asegura la calidad de la información que se utiliza para toma de decisiones.
- Facilita la integración de sistemas de gestión ya existentes.
- Genera una cultura organizacional orientada al ahorro energético y, por ende, desarrolla nuevas capacidades.

Para apoyar el proceso de implementación la Agencia Danesa de Energía desarrolló un manual donde se encuentran agrupados estratégicamente los puntos de la ISO 50001 en Fases para asegurar una correcta implementación: (PEMEX, Noviembre 2016).

- Formación de grupo de energía
  - ✓ Compromiso de la alta dirección
  - ✓ Responsabilidades de los integrantes del grupo de energía
- Revisión energética
  - ✓ Análisis de los usos y consumos de energía
  - ✓ Identificación de consumos significativos
  - ✓ Establecimiento de línea de base
- Iniciativas y planes de acción
  - ✓ Identificación de oportunidades de mejora del desempeño energético
  - ✓ Iniciativas relevantes de ahorro energético

- Anclaje
  - ✓ Fase de documentación del sistema de gestión a través de procedimientos.
  - ✓ Individualmente o en conjunto de otros sistemas de gestión (Calidad ISO 9001, Ambiental 14001)
- Evaluación y certificación
  - ✓ Auditoría interna
  - ✓ Auditoría externa

#### 1.10.1.4 Estudio del consumo energético.

### **CAPÍTULO III.- PROCEDIMIENTO Y DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS**

#### **Premisas para el análisis.**

Basándose en los lineamientos y políticas para la planificación energética en Pemex, el presente proyecto se desarrolló solo en la revisión energética de las plantas de Gasolina Ultra Bajo Azufre (ULSG 1 Y ULSG 2). Para realizar el análisis energético de la planta se consideró el requerimiento de diseño de cada uno de los equipos consumidores, para los diferentes tipos de energía: combustibles, vapor y energía eléctrica.

#### **Identificación de equipos de consumo significativo.**

Para la identificación de los equipos de consumo significativo se utilizó la información de consumo de diseño de todos los equipos de la planta especificando además el uso de la energía y la fuente correspondiente para cada uno de ellos. Posteriormente se ordenaron los equipos en unidades equivalentes de energía (GJ/d). Como resultado de este análisis se obtuvieron 153 equipos de consumo energético.

## Equipos de consumo de energía “ULSG 1”

Tabla 10.- Equipos de consumo de energía de la ULSG-1

TAG	Descripción	Tipo de equipo	Fuente de energía	Uso de la energía
BA-1201	CALENTADOR DE FONDO CDHDS	CALENTADORES A FUEGO DIRECTO	COMBUSTIBLES	CALENTAMIENTO
EA-1503-AB	REHERVIDOR DEL FONDO	REHERVIDOR	VAPOR	CALENTAMIENTO
GAM-1102S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE CDHYDRO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1103	MOTOR DE BOMBA DE FONDOS DE CDHYDRO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1103S	MOTOR DE BOMBA DE FONDOS DE CDHYDRO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1131	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACIÓN	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1131S	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACIÓN (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1132	MOTOR DE BOMBA DE LUBRICACIÓN DEL CILINDRO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1132S	MOTOR DE BOMBA DE LUBRICACIÓN DEL CILINDRO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1134A	MOTOR DE BOMBA PRINCIPAL DE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1134B	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1140	MOTOR DE BOMBA PRINCIPAL DE ACEITE DE LUBRICACIÓN	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1141	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACION	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1201	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE CDHDS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1201S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE CDHDS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1202	MOTOR DE BOMBA DE CIRCULACIÓN DEL REHERVIDOR DE CDHDS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1202S	MOTOR DE BOMBA DE CIRCULACIÓN DEL REHERVIDOR DE CDHDS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ

GAM-1203	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DEL AGOTADOR DE H2S	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1203S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DEL AGOTADOR DE H2S (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1204	MOTOR DE BOMBA DE ALIMENTACIÓN DEL REACTOR DE PULIDO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1204S	MOTOR DE BOMBA DE ALIMENTACIÓN DEL REACTOR DE PULIDO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1205	MOTOR DE BOMBA DE DMDS DE SULFURACIÓN	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1206	MOTOR DE BOMBA DE INYECCIÓN DE DMDS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1206S	MOTOR DE BOMBA DE INYECCIÓN DE DMDS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1231	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACION	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1231S	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACION (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1232	MOTOR DE BOMBA DE LUBRICACIÓN DEL CILINDRO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1232S	MOTOR DE BOMBA DE LUBRICACIÓN DEL CILINDRO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1234A	MOTOR DE BOMBA PRINCIPAL DE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1234B	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1301	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1301S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1302	MOTOR DE BOMBA DE FONDOS DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1302S	MOTOR DE BOMBA DE FONDOS DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1303	MOTOR DE BOMBA DE RECIRCULACION DE FONDOS DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1303S	MOTOR DE BOMBA DE RECIRCULACION DE FONDOS DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1304	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1304S	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1671	MOTOR DE BOMBA BOOSTER PARA PRESULFHIDRADO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1501	MOTOR DE BOMBA DE AMINA RICA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1501S	MOTOR DE BOMBA DE AMINA RICA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ

GAM-1502	MOTOR DE BOMBA DE AMINA POBRE A DA-1202	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1502S	MOTOR DE BOMBA DE AMINA POBRE A DA-1202 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1503	MOTOR DE BOMBA DE AMINA POBRE A DA-1302	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1503S	MOTOR DE BOMBA DE AMINA POBRE A DA-1302 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1504	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE LA REGENERADORA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1504S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE LA REGENERADORA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1505	MOTOR DE BOMBA DEL TANQUE DE LA FOSA DE AMINA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1506	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO DE FA-1501	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1506S	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO DE FA-1501 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1507	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO DE FA-1502	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1507S	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO DE FA-1502 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1508	MOTOR DE BOMBA DE AMINA REGENERADA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1508S	MOTOR DE BOMBA DE AMINA REGENERADA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1309	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE ANTIESPUMANTE A DA-1202	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1309S	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE ANTIESPUMANTE A DA-1202 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1510	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE ANTIESPUMANTE A EA-1501 A/B Y DA-1302	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1510S	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE ANTIESPUMANTE A EA-1501 A/B Y DA-1302 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1511	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN A EA-1501 A/B Y EC-1501	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1511S	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN A EA-1501 A/B Y EC-1501 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1621	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1621S	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1631	MOTOR DE BOMBA DE AGUA DESMINERALIZADA A SIST. DE ENF.DE EQUIPOS DINÁMICOS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ

GAM-1631S	MOTOR DE BOMBA DE AGUA DESMINERALIZADA A SIST. DE ENF. DE EQUIPOS DINÁMICOS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1641	MOTOR DE BOMBA DE CONDENSADO ACEITOSO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1641S	MOTOR DE BOMBA DE CONDENSADO ACEITOSO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1651	MOTOR DE BOMBA DE VACIADO DE EQUIPOS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1651S	MOTOR DE BOMBA DE VACIADO DE EQUIPOS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1695 A	MOTOR DE BOMBA DE COMBUSTOLEO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1695 B	MOTOR DE BOMBA DE COMBUSTOLEO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GBM-1611	MOTOR DE COMPRESOR DE AIRE DE PLANTA E INSTRUMENTOS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GBM-1611S	MOTOR DE COMPRESOR DE AIRE DE PLANTA E INSTRUMENTOS, (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
PM-01MB	MOTOR DE BOMBA DE CARGA FRÍA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1701	MOTOR DE BOMBA DE HIDROCARBUROS RECUPERADOS DE DESFOGUE, ÁREA DE ULSG-1	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1701S	MOTOR DE BOMBA DE HIDROCARBUROS RECUPERADOS DE DESFOGUE, ÁREA DE ULSG-1 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1702	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA, ÁREA DE URA-1	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1702S	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA, ÁREA DE URA-1 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1703	MOTOR DE BOMBA DE HIDROCARBUROS RECUPERADOS DE DESFOGUE, ÁREA DE QUEMADOR	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1703S	MOTOR DE BOMBA DE HIDROCARBUROS RECUPERADOS DE DESFOGUE, ÁREA DE QUEMADOR (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1704	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA, ÁREA DE QUEMADOR	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-1704S	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA, ÁREA DE QUEMADOR (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ

Salinas Martínez, A. (2018). Equipos de consumo de energía de la ULSG-1. [imagen].

## Equipos de consumo de energía “ULSG 2”

Tabla 11.-Equipos de consumo de energía de ULSG-2

TAG	Descripción	Tipo de equipo	Fuente de energía	Uso de la energía
BA-2201	CALENTADOR DE FONDO CDHDS	CALENTADORES A FUEGO DIRECTO	COMBUSTIBLES	CALENTAMIENTO
EA-2503-AB	REHERVIDOR DEL FONDO	REHERVIDOR	VAPOR	CALENTAMIENTO
GAM-2102	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE CDHYDRO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2102S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE CDHYDRO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2103	MOTOR DE BOMBA DE FONDOS DE CDHYDRO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2103S	MOTOR DE BOMBA DE FONDOS DE CDHYDRO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2131	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACIÓN	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2131S	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACIÓN (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2132	MOTOR DE BOMBA DE LUBRICACIÓN DEL CILINDRO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2132S	MOTOR DE BOMBA DE LUBRICACIÓN DEL CILINDRO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2134 <sup>a</sup>	MOTOR DE BOMBA PRINCIPAL DE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2134B	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2140	MOTOR DE BOMBA PRINCIPAL DE ACEITE DE LUBRICACIÓN	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2141	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACION	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2201	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE CDHDS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2201S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE CDHDS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2202	MOTOR DE BOMBA DE CIRCULACIÓN DEL REHERVIDOR DE CDHDS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2202S	MOTOR DE BOMBA DE CIRCULACIÓN DEL REHERVIDOR DE CDHDS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2203	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DEL AGOTADOR DE H2S	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2203S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DEL AGOTADOR DE H2S (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ

GAM-2204	MOTOR DE BOMBA DE ALIMENTACIÓN DEL REACTOR DE PULIDO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2204S	MOTOR DE BOMBA DE ALIMENTACIÓN DEL REACTOR DE PULIDO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2205	MOTOR DE BOMBA DE DMDS DE SULFURACIÓN	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2206	MOTOR DE BOMBA DE INYECCIÓN DE DMDS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2206S	MOTOR DE BOMBA DE INYECCIÓN DE DMDS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2231	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACION	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2231S	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACION (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2232	MOTOR DE BOMBA DE LUBRICACIÓN DEL CILINDRO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2232S	MOTOR DE BOMBA DE LUBRICACIÓN DEL CILINDRO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2234 <sup>a</sup>	MOTOR DE BOMBA PRINCIPAL DE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO (TAG DEL MOTOR GAM-2234A)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2234B	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO (TAG DEL MOTOR GAM-2234B)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2301	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2301S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2302	MOTOR DE BOMBA DE FONDOS DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2302S	MOTOR DE BOMBA DE FONDOS DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2303	MOTOR DE BOMBA DE RECIRCULACION DE FONDOS DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2303S	MOTOR DE BOMBA DE RECIRCULACION DE FONDOS DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2304	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2304S	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GBM-2101	MOTOR DE COMPRESOR DE GAS DE RECICLO DE CDHYDRO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GBM-2102	MOTOR DE COMPRESOR BOOSTER DE HIDROGENO FRESCO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GBM-2102S	MOTOR DE COMPRESOR BOOSTER DE HIDROGENO FRESCO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GBM-2201	MOTOR DE COMPRESOR DE GAS DE RECICLO DE CDHDS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GBM-2201S	MOTOR DE COMPRESOR DE GAS DE RECICLO DE CDHDS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2501	MOTOR DE BOMBA DE AMINA RICA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ

GAM-2501S	MOTOR DE BOMBA DE AMINA RICA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2502	MOTOR DE BOMBA DE AMINA POBRE A DA-2202	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2502S	MOTOR DE BOMBA DE AMINA POBRE A DA-2202 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2503	MOTOR DE BOMBA DE AMINA POBRE A DA-2302	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2503S	MOTOR DE BOMBA DE AMINA POBRE A DA-2302 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2504	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE LA REGENERADORA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2504S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE LA REGENERADORA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2506	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO DE FA-2501	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2506S	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO DE FA-2501 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2507	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO DE FA-2502	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2507S	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO DE FA-2502 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2508	MOTOR DE BOMBA DE AMINA REGENERADA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2508S	MOTOR DE BOMBA DE AMINA REGENERADA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2309	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE ANTIESPUMANTE A DA-2202	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2309S	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE ANTIESPUMANTE A DA-2202 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2510	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE ANTIESPUMANTE A EA-2501 A/B Y DA-2302	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2510S	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE ANTIESPUMANTE A EA-2501 A/B Y DA-2302 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2511	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN A EA-2501 A/B Y EC-2501	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2511S	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN A EA-2501 A/B Y EC-2501 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2701	MOTOR DE BOMBA DE HIDROCARBUROS RECUPERADOS DE DESFOGUE, ÁREA DE ULSG-2	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2701S	MOTOR DE BOMBA DE HIDROCARBUROS RECUPERADOS DE DESFOGUE, ÁREA DE ULSG-2 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2702	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA, ÁREA DE URA-2	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2702S	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA, ÁREA DE URA-2	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ
GAM-2705	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA DE CÁRCAMO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ

Salinas Martínez, A. (2018). Equipos de consumo de energía de la ULSG-2. [imagen].

Los equipos de consumo energía son dos calentadores a fuego directo (consume combustible), 2 rehervidores (consume vapor) y 151 motores de bombas y compresores (consumen energía eléctrica).

## **1.11 REVISIÓN ENERGÉTICA**

### **1.11.1.1 2.- SELECCIÓN, JUSTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN**

Las plantas ULSG comenzaron su construcción el 12 de abril del 2010 y su previa culminación el 31 de julio 2015 con un total de inversión de \$ 4,977.36 millones.

Comenzando a operar el 8 de julio el tren 1 y el 10 de agosto el tren 2 de 2016 respectivamente. Con una capacidad de procesamiento para cada unidad de 25,000 BPD con un sobre diseño de 10% y carga mínima 15,000 BPD.

El licenciador del proceso Catalytic Distillation Technologies (CDTECH), desarrolló la ingeniería básica y la ingeniería básica extendida tipo FEED para las unidades Desulfuradoras de Gasolina Catalítica (ULSG-1 Y ULSG-2) (U-1000 Y U-2000).

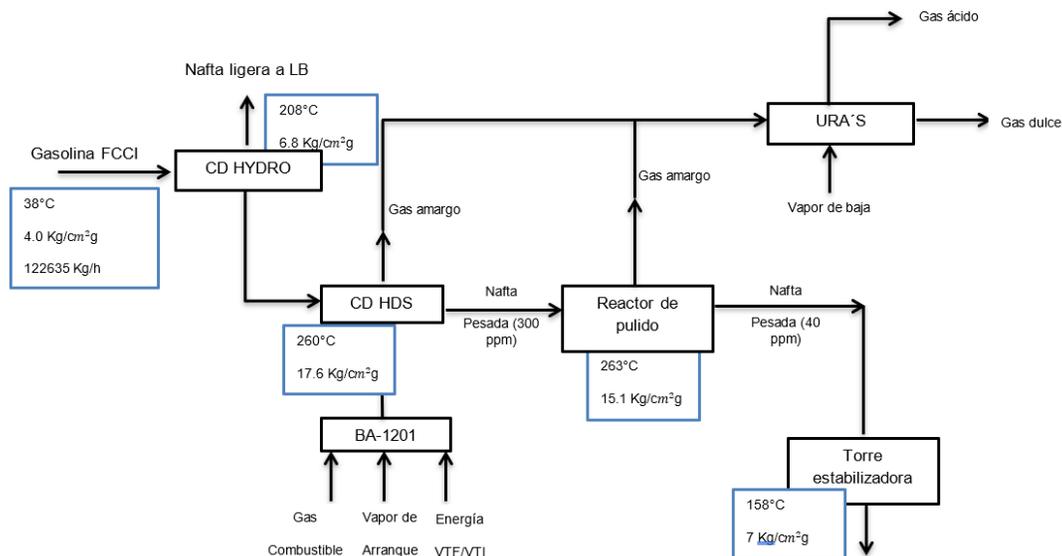
Estas plantas de procesamiento cuentan con su sistema de control distribuido (SCD), sistemas instrumentados de seguridad (SIS), Red de contraincendios, sistema gas y fuego (GyF), sistemas de paro de emergencia (ESD), circuito cerrado de televisión sistemas de intercomunicación y voice.

Las plantas ULSG son de nueva generación y con los requisitos legales actuales en materia de energía, surge la necesidad de evaluar la eficiencia energética de las plantas de proceso de Gasolina Ultra Bajo Azufre.

Aplicando la regla de Pareto (80/20) se seleccionaron los equipos de mayor consumo energético para representar el desempeño por diseño de la planta, bajo este esquema solo se contempla los calentadores a fuego directo, sin embargo, debido a la importancia de evaluar el consumo energético por vapor también se consideró a los rehervidores, representando por tanto el 92%.

Diagrama simplificado de la planta GUBA "Gasolina Ultra bajo Azufre" con variables relevantes.

Ilustración 14.-Diagrama simplificado de la planta GUBA "Gasolina Ultra Bajo Azufre" con variables relevantes



PEMEX REFINACIÓN. (2013). *Manual de Operación de ULSG-1. México, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo. Diagrama simplificado de la planta GUBA "Gasolina Ultra bajo Azufre" con variables relevantes (Imagen)*

El alcance es el desarrollo de una metodología que facilite la evaluación del consumo energético y de vapor de los equipos dinámicos y así desarrollar unas posibles mejoras para disminuir el consumo energético de estos.

### 1.12 Desarrollo de las Actividades

En el desarrollo de actividades se realizó una lista de los equipos del sector No. 7 que consumen energía eléctrica, vapor y combustibles, se calcula su energía equivalente en GJ/d bajo diseño de los equipos para su estudio del consumo energético e identificación los equipos de Usos Significativos de Energía (USEn), que es el conjunto de los mayores consumidores de energía que represente aproximadamente el 80% del total del consumo energético, se considerarán como Usos Significativos de Energía.

La importancia de aplicar la metodología nos ayuda a evaluar equipos complejos como lo son los calentadores a fuego directo y los rehervidores deriva en el desarrollo de metodologías o memorias de calculo que permitan cumplir con ese objetivo, por tanto, se aprovecha la estructura informática que existe entre la aplicación PI System y las hojas de cálculo en Excel.

PI System, es una aplicación desarrollada por la compañía OSIsoft® que brinda pasar de la complejidad a la simplicidad, de activos y proceso de inteligencia a la inteligencia operativa. Su infraestructura de datos altamente escalable y abierto permite a las empresas en tiempo real, transformar datos operacionales en conocimiento accionable y transformación de negocios.

Para mantenerse competitivas, las empresas deben innovar, mejorar continuamente y agilizar sus operaciones, pero determinar con precisión cómo y dónde mejorar las operaciones puede ser extraordinariamente difícil si los datos que contiene las respuestas se dispersan entre diferentes sistemas incompatibles, formatos y procesos.

Por todo lo anterior, en la refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime” se utiliza esta aplicación para recoger, analizar, visualizar y compartir los datos de los Sistemas de Control Distribuido de las planta de proceso en función de sus variables operativas como son la presión, la temperatura, flujos y niveles, sin correr riesgos de afectar a sus operaciones y accediendo a ideas y datos claves, así el PI System ha ayudado a Pemex Transformación Industrial a ofrecer mayores mejoras operativas y los avances que conducen la transformación de negocio.

Una más de las ventajas que ofrece el PI System es su interfase enlazada con las hojas de cálculo en Excel, lo que permite aprovechar al máximo el potencial de la aplicación, desarrollando con esto memorias de cálculo o metodologías para la evaluación operativa y de proceso de equipos como bombas, compresores, cambiadores de calor, calentadores a fuego directo, reactores, torres de destilación, rehervidores, etc.

En estos ámbitos, las actividades que se desarrollaron cumplieron con el objetivo específico de elaborar una memoria de cálculo para evaluar los calentadores a fuego

directo y los rehervidores de las plantas de Gasolina Ultra Bajo Azufre, ULSG-1 y ULSG-2, este archivo con base en una hoja de cálculo en Excel se estructura de la siguiente forma:

### **Hoja de cálculo de los calentadores a fuego directo**

- **Pestaña con tag del CAFD:**

Se muestra un diagrama esquemático del calentador a fuego directo con los datos promedio de los días operativos en el periodo que comprende de enero de 2017 a agosto de 2018 referente a las condiciones de operación del equipo contra el diseño, siendo así, los gases de chimenea, el vapor de media presión, el flujo de carga, el flujo de salida, consumo de combustibles, sistema de precalentamiento de aire y presión en el calentador.

- **Pestaña de Datos:**

Se muestra una tabla con los consumos de combustibles en unidades de energía; las condiciones de la carga con flujo, temperatura y presiones; las condiciones del horno con sus presiones de tiro; las condiciones del vapor de media que aprovecha los gases de combustión de la zona de convección para sobrecalentarse; y la combustión de los gases con temperatura de la chimenea y exceso de oxígeno. Todos estos valores se acompañan de datos de diseño para comparación y posteriormente la tabla se divide en dos secciones, en la primer sección aparecen los datos promedio, el total en la corrida de dos años, el promedio de 2017, el promedio de 2018 y los promedios mensuales; en la segunda sección aparecen los datos recopilados de la pestaña PI con fórmulas para filtrar los datos de señales de las variables operativas que estuvieran fuera de rango o erróneas cuando la planta por situaciones de paro de emergencia se encontraba fuera de operación.

- **Pestaña de PI:**

Se muestra una tabla con todos los datos recopilados a través de la interfase con el PI System de las variables operativas del Sistema de Control Distribuido que están relacionadas con la operación del calentador a fuego directo. Debido a que el PI System es una aplicación con licencia adquirida por pemex transformación Industrial, su uso fuera de las instalaciones de la refinería no es posible, por tanto, se muestra en la hoja de cálculo de Excel solo los valores del periodo de evaluación para poder ejecutar la memoria sin recurrir las fórmulas propias del Excel que están vinculadas con el PI System. Dentro de las instalaciones, se dejó esta memoria de cálculo habilitada con el uso del PI System para continuar su uso en años posteriores para la evaluación de los calentadores a fuego directo.

- **Pestaña de Conversiones:**

Se muestran las conversiones necesarias para homologar las unidades en términos de energía para tener valores comunes con los cuales efectuar evaluaciones precisas.

- **Pestaña de Utilización SIP:**

Se muestran los datos diarios de balance operativo de la carga a la planta de Gasolina Ultra Bajo Azufre (ULSG) en el periodo comprendido de evaluación, estos datos se toman de una base datos que está certificada por la Superintendencia de Programación de la Producción a través de una aplicación institucional denominada como SipCalc, por tanto, lo mostrado solo son datos sin formulas vinculadas.

## **Hoja de cálculo de Rehervidores**

- **Pestaña de Datos:**

Se muestra una tabla con los consumos mensuales promedios de vapor, temperatura (°C), flujo (Kg/h) y entalpia (Gj/d) en unidades de energía.

- **Pestaña de PI:**

Se muestra una tabla con todos los datos recopilados a través de la interfase con el PI System de las variables operativas del Sistema de Control Distribuido que están relacionadas con la operación de los rehervidores. Debido a que el PI System es una aplicación con licencia adquirida por Pemex Transformación Industrial, su uso fuera de las instalaciones de la refinería no es posible, por tanto, se muestra en la hoja de cálculo de excel solo los valores del periodo de evaluación para poder ejecutar la memoria sin recurrir las fórmulas propias del Excel que están vinculadas con el PI System. Dentro de las instalaciones, se dejó esta memoria de cálculo habilitada con el uso del PI System para continuar su uso en años posteriores para la evaluación de los rehervidores.

Teniendo el desarrollo de las memorias de cálculo, toca hacer la evaluación de los calentadores a fuego directo y los rehervidores en función de los datos operativos del periodo de evaluación de enero de 2018 a diciembre de 2018.

### **3.- ESTUDIO DEL CONSUMO ENERGETICO E IDENTIFICACIÓN DE EQUIPOS DE CONSUMO SIGNIFICATIVO**

Es necesario identificar todos los consumos energéticos de la instalación seleccionada sector GUBA, conforme a los límites y alcances previamente establecidos, indicando el tag del equipo al que pertenecen, descripción, consumo energético (Gj/d), tipo de equipo consumidor, uso de la energía y fuente de energía utilizada.

Tabla 12.-Estudio del consumo energético e identificación de equipos de consumo significativo

TAG	Descripción	Tipo de equipo	Fuente de energía	Uso de la energía	Energía Equivalente (GJ/d)
BA-1201	CALENTADOR DE FONDO CDHDS	CALENTADORES A FUEGO DIRECTO	COMBUSTIBLES	CALENTAMIENTO	3948.6
BA-2201	CALENTADOR DE FONDO CDHDS	CALENTADORES A FUEGO DIRECTO	COMBUSTIBLES	CALENTAMIENTO	3948.6
EA-1503-AB	REHERVIDOR DEL FONDO	REHERVIDOR	VAPOR	CALENTAMIENTO	271.31
EA-2503-AB	REHERVIDOR DEL FONDO	REHERVIDOR	VAPOR	CALENTAMIENTO	271.31
GBM-2201	MOTOR DE COMPRESOR DE GAS DE RECICLO DE CDHDS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	46.39
GBM-2201S	MOTOR DE COMPRESOR DE GAS DE RECICLO DE CDHDS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	46.39
GBM-2102	MOTOR DE COMPRESOR BOOSTER DE HIDROGENO FRESCO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	38.01
GBM-2102S	MOTOR DE COMPRESOR BOOSTER DE HIDROGENO FRESCO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	38.01
GAM-1202	MOTOR DE BOMBA DE CIRCULACIÓN DEL REHERVIDOR DE CDHDS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	32.21
GAM-1202S	MOTOR DE BOMBA DE CIRCULACIÓN DEL REHERVIDOR DE CDHDS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	32.21
GAM-2202	MOTOR DE BOMBA DE CIRCULACIÓN DEL REHERVIDOR DE CDHDS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	32.21
GAM-2202S	MOTOR DE BOMBA DE CIRCULACIÓN DEL REHERVIDOR DE CDHDS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	32.21
GAM-1103	MOTOR DE BOMBA DE FONDOS DE CDHYDRO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	22.55
GAM-1103S	MOTOR DE BOMBA DE FONDOS DE CDHYDRO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	22.55
GBM-1611	MOTOR DE COMPRESOR DE AIRE DE PLANTA E INSTRUMENTOS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	22.55
GBM-1611S	MOTOR DE COMPRESOR DE AIRE DE PLANTA E INSTRUMENTOS, (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	22.55
GAM-2103	MOTOR DE BOMBA DE FONDOS DE CDHYDRO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	22.55
GAM-2103S	MOTOR DE BOMBA DE FONDOS DE CDHYDRO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	22.55
GAM-1303	MOTOR DE BOMBA DE RECIRCULACION DE FONDOS DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	19.33
GAM-1303S	MOTOR DE BOMBA DE RECIRCULACION DE FONDOS DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	19.33
GAM-2303	MOTOR DE BOMBA DE RECIRCULACION DE FONDOS DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	19.33
GAM-2303S	MOTOR DE BOMBA DE RECIRCULACION DE FONDOS DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	19.33
GAM-1204	MOTOR DE BOMBA DE ALIMENTACIÓN DEL REACTOR DE PULIDO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	16.11
GAM-1204S	MOTOR DE BOMBA DE ALIMENTACIÓN DEL REACTOR DE PULIDO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	16.11
GAM-2204	MOTOR DE BOMBA DE ALIMENTACIÓN DEL REACTOR DE PULIDO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	16.11
GAM-2204S	MOTOR DE BOMBA DE ALIMENTACIÓN DEL REACTOR DE PULIDO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	16.11
GBM-2101	MOTOR DE COMPRESOR DE GAS DE RECICLO DE CDHYDRO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	9.66

GAM-1102S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE CDHYDRO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	8.05
GAM-2102	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE CDHYDRO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	8.05
GAM-2102S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE CDHYDRO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	8.05
GAM-1201	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE CDHDS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	6.44
GAM-1201S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE CDHDS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	6.44
GAM-2201	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE CDHDS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	6.44
GAM-2201S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE CDHDS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	6.44
GAM-1302	MOTOR DE BOMBA DE FONDOS DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	4.83
GAM-1302S	MOTOR DE BOMBA DE FONDOS DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	4.83
GAM-2302	MOTOR DE BOMBA DE FONDOS DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	4.83
GAM-2302S	MOTOR DE BOMBA DE FONDOS DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	4.83
GAM-1502	MOTOR DE BOMBA DE AMINA POBRE A DA-1202	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	3.87
GAM-1502S	MOTOR DE BOMBA DE AMINA POBRE A DA-1202 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	3.87
GAM-1631	MOTOR DE BOMBA DE AGUA DESMINERALIZADA A SIST. DE ENF. DE EQUIPOS DINÁMICOS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	3.87
GAM-1631S	MOTOR DE BOMBA DE AGUA DESMINERALIZADA A SIST. DE ENF. DE EQUIPOS DINÁMICOS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	3.87
GAM-2502	MOTOR DE BOMBA DE AMINA POBRE A DA-2202	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	3.87
GAM-2502S	MOTOR DE BOMBA DE AMINA POBRE A DA-2202 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	3.87
GAM-1671	MOTOR DE BOMBA BOOSTER PARA PRESULFHIDRADO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	2.58
GAM-1695 A	MOTOR DE BOMBA DE COMBUSTOLEO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	2.58
GAM-1695 B	MOTOR DE BOMBA DE COMBUSTOLEO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	2.58
PM-01MB	MOTOR DE BOMBA DE CARGA FRÍA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	2.58
GAM-1503	MOTOR DE BOMBA DE AMINA POBRE A DA-1302	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	1.93
GAM-1503S	MOTOR DE BOMBA DE AMINA POBRE A DA-1302 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	1.93
GAM-1651	MOTOR DE BOMBA DE VACIADO DE EQUIPOS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	1.93
GAM-1651S	MOTOR DE BOMBA DE VACIADO DE EQUIPOS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	1.93
GAM-2503	MOTOR DE BOMBA DE AMINA POBRE A DA-2302	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	1.93
GAM-2503S	MOTOR DE BOMBA DE AMINA POBRE A DA-2302 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	1.93
GAM-1704	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA, ÁREA DE QUEMADOR	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	1.61
GAM-1704S	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA, ÁREA DE QUEMADOR (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	1.61
GAM-2701	MOTOR DE BOMBA DE HIDROCARBUROS RECUPERADOS DE DESFOGUE, ÁREA DE ULSG-2	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	1.61
GAM-2701S	MOTOR DE BOMBA DE HIDROCARBUROS RECUPERADOS DE DESFOGUE, ÁREA DE ULSG-2 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	1.61
GAM-1301	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	1.29
GAM-1301S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	1.29

GAM-1621	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	1.29
GAM-1621S	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	1.29
GAM-2301	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	1.29
GAM-2301S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE LA ESTABILIZADORA DE NAFTA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	1.29
GAM-1203	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DEL AGOTADOR DE H2S	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.97
GAM-1203S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DEL AGOTADOR DE H2S (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.97
GAM-1501	MOTOR DE BOMBA DE AMINA RICA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.97
GAM-1501S	MOTOR DE BOMBA DE AMINA RICA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.97
GAM-1702	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA, ÁREA DE URA-1	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.97
GAM-1702S	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA, ÁREA DE URA-1 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.97
GAM-2203	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DEL AGOTADOR DE H2S	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.97
GAM-2203S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DEL AGOTADOR DE H2S (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.97
GAM-2501	MOTOR DE BOMBA DE AMINA RICA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.97
GAM-2501S	MOTOR DE BOMBA DE AMINA RICA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.97
GAM-2702	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA, ÁREA DE URA-2	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.97
GAM-2702S	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA, ÁREA DE URA-2	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.97
GAM-2705	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA DE CÁRCAMO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.97
GAM-1205	MOTOR DE BOMBA DE DMDS DE SULFURACIÓN	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.64
GAM-1508	MOTOR DE BOMBA DE AMINA REGENERADA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.64
GAM-1508S	MOTOR DE BOMBA DE AMINA REGENERADA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.64
GAM-1701	MOTOR DE BOMBA DE HIDROCARBUROS RECUPERADOS DE DESFOGUE, ÁREA DE ULSG-1	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.64
GAM-1701S	MOTOR DE BOMBA DE HIDROCARBUROS RECUPERADOS DE DESFOGUE, ÁREA DE ULSG-1 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.64
GAM-2205	MOTOR DE BOMBA DE DMDS DE SULFURACIÓN	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.64
GAM-2508	MOTOR DE BOMBA DE AMINA REGENERADA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.64
GAM-2508S	MOTOR DE BOMBA DE AMINA REGENERADA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.64
GAM-1134	MOTOR DE BOMBA PRINCIPAL DE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-1134B	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-1234	MOTOR DE BOMBA PRINCIPAL DE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-1234B	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-1304	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-1304S	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-1504	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE LA REGENERADORA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-1504S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE LA REGENERADORA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48

GAM-1506	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO DE FA-1501	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-1506S	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO DE FA-1501 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-1507	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO DE FA-1502	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-1507S	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO DE FA-1502 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-1641	MOTOR DE BOMBA DE CONDENSADO ACEITOSO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-1641S	MOTOR DE BOMBA DE CONDENSADO ACEITOSO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-2134	MOTOR DE BOMBA PRINCIPAL DE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-2134B	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-2234	MOTOR DE BOMBA PRINCIPAL DE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO (TAG DEL MOTOR GAM-2234A)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-2234B	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE SISTEMA DE ENFRIAMIENTO (TAG DEL MOTOR GAM-2234B)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-2304	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-2304S	MOTOR DE BOMBA DE AGUA AMARGA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-2504	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE LA REGENERADORA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-2504S	MOTOR DE BOMBA DE REFLUJO DE LA REGENERADORA (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-2506	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO DE FA-2501	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-2506S	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO DE FA-2501 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-2507	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO DE FA-2502	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-2507S	MOTOR DE BOMBA DE ACEITE RECUPERADO DE FA-2502 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.48
GAM-1131	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACIÓN	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.32
GAM-1131S	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACIÓN (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.32
GAM-1140	MOTOR DE BOMBA PRINCIPAL DE ACEITE DE LUBRICACIÓN	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.32
GAM-1141	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACION	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.32
GAM-1231	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACION	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.32
GAM-1231S	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACION (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.32
GAM-1505	MOTOR DE BOMBA DEL TANQUE DE LA FOSA DE AMINA	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.32
GAM-1703	MOTOR DE BOMBA DE HIDROCARBUROS RECUPERADOS DE DESFOGUE, ÁREA DE QUEMADOR	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.32
GAM-1703S	MOTOR DE BOMBA DE HIDROCARBUROS RECUPERADOS DE DESFOGUE, ÁREA DE QUEMADOR (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.32
GAM-2131	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACIÓN	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.32
GAM-2131S	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACIÓN (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.32
GAM-2140	MOTOR DE BOMBA PRINCIPAL DE ACEITE DE LUBRICACIÓN	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.32
GAM-2141	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACION	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.32
GAM-2231	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACION	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.32
GAM-2231S	MOTOR DE BOMBA AUXILIAR DE ACEITE DE LUBRICACION (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.32

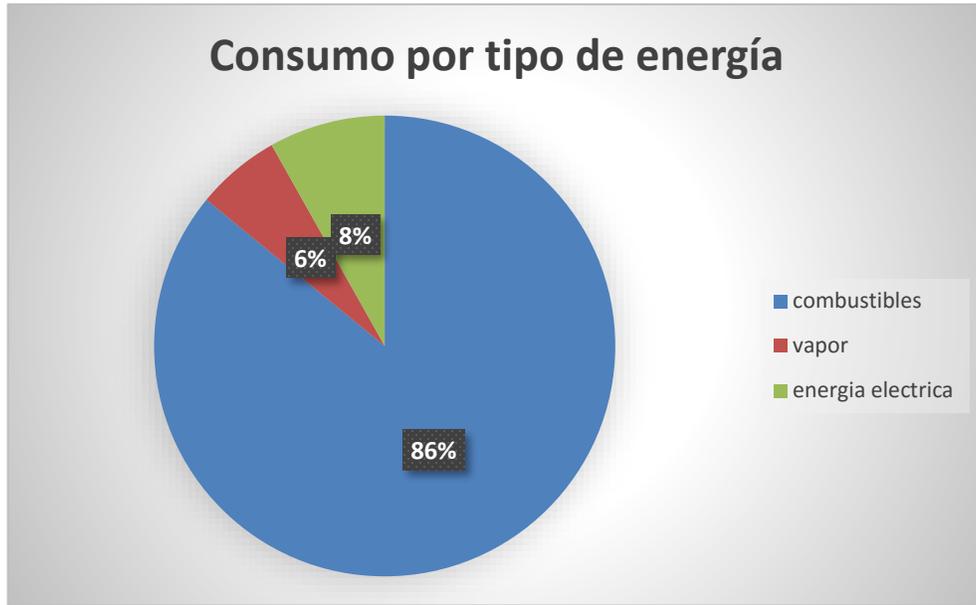
GAM-2232	MOTOR DE BOMBA DE LUBRICACIÓN DEL CILINDRO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.10
GAM-2232S	MOTOR DE BOMBA DE LUBRICACIÓN DEL CILINDRO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.10
GAM-1132	MOTOR DE BOMBA DE LUBRICACIÓN DEL CILINDRO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.06
GAM-1132S	MOTOR DE BOMBA DE LUBRICACIÓN DEL CILINDRO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.06
GAM-1232	MOTOR DE BOMBA DE LUBRICACIÓN DEL CILINDRO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.06
GAM-1232S	MOTOR DE BOMBA DE LUBRICACIÓN DEL CILINDRO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.06
GAM-2132	MOTOR DE BOMBA DE LUBRICACIÓN DEL CILINDRO	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.06
GAM-2132S	MOTOR DE BOMBA DE LUBRICACIÓN DEL CILINDRO (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.06
GAM-1206	MOTOR DE BOMBA DE INYECCIÓN DE DMDS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.05
GAM-1206S	MOTOR DE BOMBA DE INYECCIÓN DE DMDS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.05
GAM-2206	MOTOR DE BOMBA DE INYECCIÓN DE DMDS	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.05
GAM-2206S	MOTOR DE BOMBA DE INYECCIÓN DE DMDS (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.05
GAM-1309	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE ANTIESPUMANTE A DA-1202	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.02
GAM-1309S	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE ANTIESPUMANTE A DA-1202 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.02
GAM-1510	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE ANTIESPUMANTE A EA-1501 A/B Y DA-1302	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.02
GAM-1510S	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE ANTIESPUMANTE A EA-1501 A/B Y DA-1302 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.02
GAM-1511	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN A EA-1501 A/B Y EC-1501	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.02
GAM-1511S	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN A EA-1501 A/B Y EC-1501 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.02
GAM-2309	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE ANTIESPUMANTE A DA-2202	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.02
GAM-2309S	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE ANTIESPUMANTE A DA-2202 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.02
GAM-2510	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE ANTIESPUMANTE A EA-2501 A/B Y DA-2302	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.02
GAM-2510S	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE ANTIESPUMANTE A EA-2501 A/B Y DA-2302 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.02
GAM-2511	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN A EA-2501 A/B Y EC-2501	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.02
GAM-2511S	MOTOR DE BOMBA DE DOSIFICACIÓN DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN A EA-2501 A/B Y EC-2501 (RELEVO)	MOTOR ELECTRICO	ENERGÍA ELECTRICA	MOTRIZ	0.02
			Total	100%	9,189

Salinas Martínez, A. (2018). Estudio del consumo energético e identificación de equipos de consumo significativo. [imagen].

## Gráficos de distribución energética

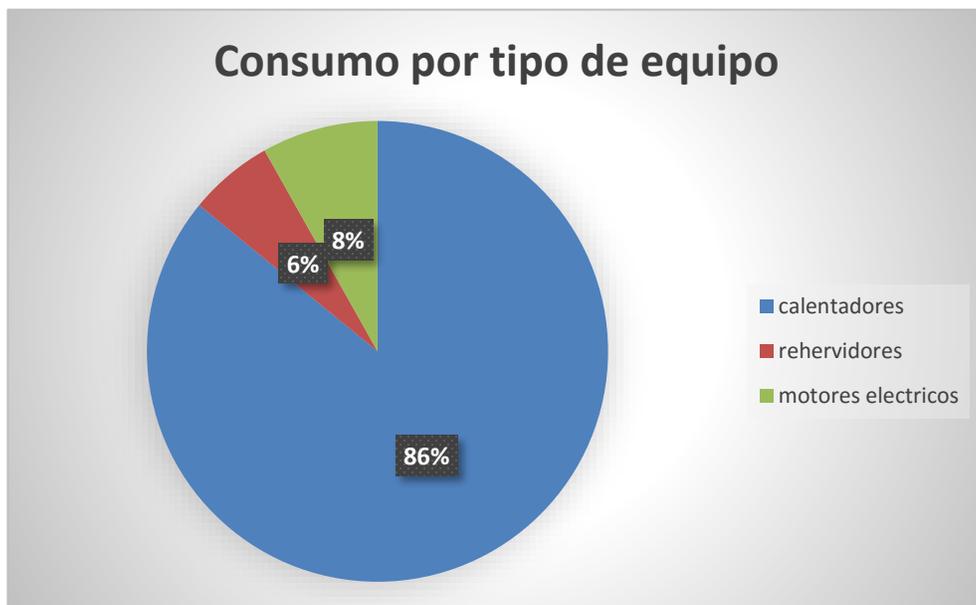
En las siguientes graficas se observa la descripción del consumo energético del sector 7 (GUBA) en función de: tipo de equipo, fuente y uso de la energía.

Ilustración 15.- Gráfica de consumo por tipo de energía



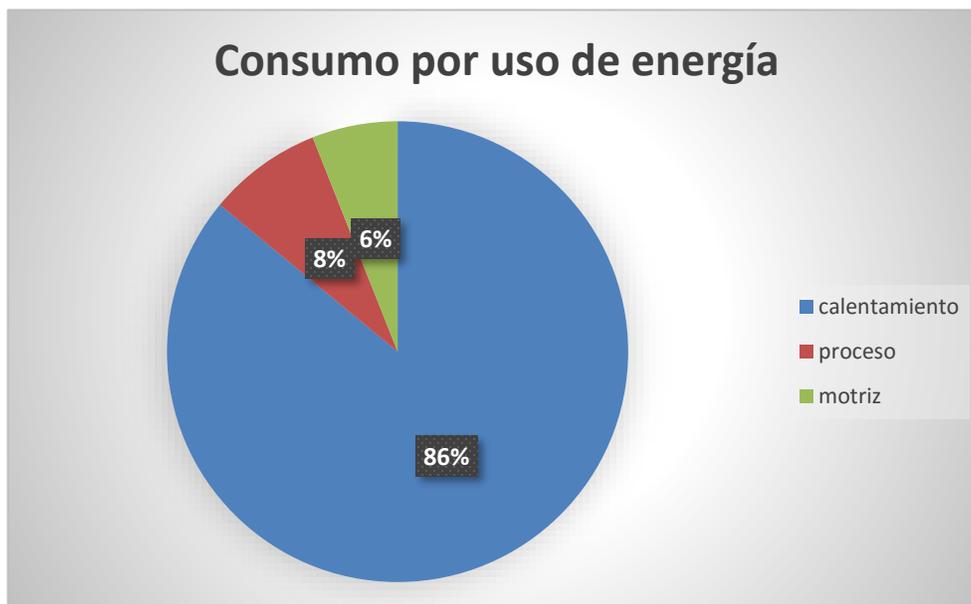
Salinas Martínez, A. (2018). Gráfica de consumo por tipo de energía [gráfico].

Ilustración 16.- Gráfica de consumo por tipo de equipo



Salinas Martínez, A. (2018). Gráfica de consumo por tipo de equipo [gráfico].

Ilustración 17.- Gráfica de consumo por tipo de equipo



Salinas Martínez, A. (2018). Gráfica de consumo por uso de energía [gráfico].

## MATRIZ RESUMEN DE DISTRIBUCIÓN ENERGÉTICA

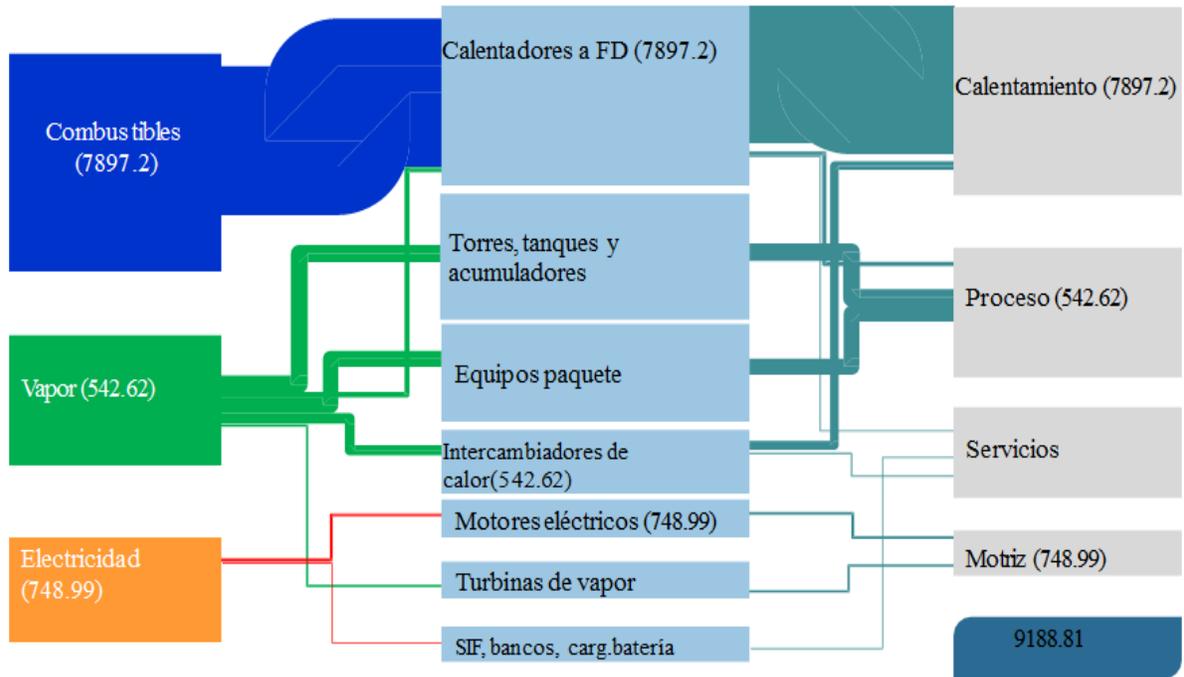
La siguiente tabla es una matriz resumen, agrupando los consumidores por tipo de equipo, la cual incluye un diagrama de Sankey para facilitar la comprensión de la distribución energética de la instalación.

Tabla 13.- Matriz de resumen de distribución energética

Tipo de equipo	Número de equipos	Uso de la energía	Fuentes de Energía				Total (GJ/d)
			Gas combustible	Combustóleo	Vapor	Energía eléctrica	
Calentadores a fuego directo	2	Calentamiento	x				7897.2
Rehervidores	2	Proceso			x		542.62
Motor eléctrico	146	Motriz				x	748.99
Total							9188.81

Salinas Martínez, A. (2018). Matriz de resumen de distribución energética [tabla].

Ilustración 18.- Diagrama de Sankey



Salinas Martínez, A. (2018). Diagrama de Sankey [Imagen].

## LISTA DE USOS SIGNIFICATIVOS DE LA ENERGÍA

Una vez identificado el total de consumos de energía, se debe calcular la aportación de cada uno de ellos al consumo total de la instalación y jerarquizarlos. El conjunto de los mayores consumos de energía cuyo total representa aproximadamente del 80% del total del consumo energético de la instalación, se consideran como Usos Significativos de Energía (USEn).

Tabla 14.- Lista de usos significativos de la energía

TAG	Descripción	Tipo de equipo	Fuente de energía	Uso de la energía	Energía Equivalente (GJ/d)	Consumo respecto al total (%)	Porcentaje acumulado (%)
BA-1201	CALENTADOR FONDO CDHDS	DE CALENTADORES A FUEGO DIRECTO	COMBUSTIBLES	CALENTAMIENTO	3948.6	42.97	42.97
BA-2201	CALENTADOR FONDO CDHDS	DE CALENTADORES A FUEGO DIRECTO	COMBUSTIBLES	CALENTAMIENTO	3948.6	42.97	85.94
EA-1503-AB	REHERVIDOR FONDO	DE INTERCAMBIOS DE CALOR (REHERVIDOR)	VAPOR	CALENTAMIENTO	271.31	2.95	88.90
EA-2503-AB	REHERVIDOR FONDO	DE INTERCAMBIOS DE CALOR (REHERVIDOR)	VAPOR	CALENTAMIENTO	271.31	2.95	91.85
Total							92%

Salinas Martínez, A. (2018). Lista de usos significativos de la energía [Imagen].

## CAPÍTULO IV.- RESULTADOS

### 1.12.1.1 Análisis energético de los equipos de consumo significativo

#### Descripción de los equipos

#### 1.13 Calentador BA-1201

El horno rehervidor CDHDS, BA-1201, es un calentador vertical cilíndrico con un sistema Precalentador de Aire (PAG-1201). Este calentador está diseñado para 8 pasos del lado de proceso, con una sección de sobrecalentamiento de vapor de presión media en la sección de convección. El volumen de la cámara de combustión del horno es de 1,955m<sup>3</sup>.

En el modo de operación de precalentamiento del aire de combustión, el gas de combustión desde el calentador se hace pasar a través de un precalentador de aire de hierro fundido antes de ser venteado a la atmósfera a través de la chimenea instalada en la parte superior de la sección de convección. El aire de combustión se precalienta y luego se lo envía a los quemadores. El sistema del precalentamiento de aire (APH) cuenta con un (1) precalentador de aire, (1) ventilador de tiro forzado (FD) y un (1) ventilador de tiro inducido (ID).

El calentador está equipado con doce (12) quemadores instalados en el suelo y encendidos verticalmente, dispuestos en círculo alrededor de sus respectivos pilotos (cada piloto está equipado con un detector de llama por varilla de ionización). El

quemador está diseñado para quemar gas combustible en varios modos de operación según se indica a continuación:

Tabla 15.-Modo de operación de los calentadores

Caso	Exceso de aire (%)
Tiro natural	20
Tiro forzado	20
Tiro balanceado	15

*PEMEX REFINACIÓN. (2013). Manual de Operación de ULSG-1. México, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo. Modo de operación de los calentadores (tabla)*

El calentador está diseñado para quemar un solo tipo de gas combustible con aire precalentado con tiro balanceado, aire ambiente con tiro forzado, o aire ambiente con tiro natural:

- Líneas de gas combustible y de gas piloto. Estas líneas de combustible cuentan con elementos de flujo con transmisores, válvulas de control de presión y válvulas de cierre automáticas.
- Las líneas principales de gas combustible y de gas piloto a los quemadores individuales tienen válvulas de cierre manuales.
- Cada quemador está equipado con lo siguiente:
  - ✓ Una compuerta de tiro de aire (con indicador local de apertura) de accionamiento manual que se utiliza para ajustar el aire al quemador y para aislar el quemador al apagarlo.
  - ✓ Un piloto continuo: cada uno de ellos equipado con un detector de llama por varilla de ionización (BE-12001 A, B, C, D, E, F, G, H,J,K,L,M).
- El quemador piloto se enciende por medio de un encendedor portátil y se mantendrá continuamente en servicio después de la ignición. La varilla de ionización (detector de llama) monitoreará constantemente la presencia de la llama piloto.
- El quemador principal será encendido por medio del piloto continuo que estará encendido con antelación. El monitoreo de los quemadores principales se realizará mediante el escáner de UV (BE-12002 A, B, C, D, E, F, G, H,J,K,L,M).

- El calentador cuenta con un Sistema de Gestión del Quemador (BMS, por su sigla en inglés) para proporcionar enclavamientos de salvaguardia; el tablero de control local se encuentra cerca del patín del gas combustible.
- El BMS cuenta con un enlace de comunicación Modbus TCP para su monitoreo desde el Sistema de Control Distribuido de la planta ULSG1.
- El control regulador para el calentador se configura en el Sistema de Control Distribuido de la planta ULSG-1. Algunos enclavamientos que están asociados con el control regulador también se configuran en el SCD.

El calentador está diseñado para ser utilizado en el siguiente modo de operación, en condiciones de diseño:

Modo de operación con tiro balanceado y APH (aire precalentado):

Este es el modo primario y sugerido para la operación del calentador. La operación del ventilador de tiro forzado (VTF-1201) fuerza el aire ambiente a través del precalentador de aire (PAG-1201) y la operación del ventilador de tiro inducido (VTI-1201) extrae los gases de combustión a través del precalentador de aire y los descarga a través de la chimenea. En este modo la compuerta del gas de combustión caliente (XV-12320) y la compuerta del gas de combustión frío (XV-12319) están abiertas y la compuerta reguladora de tiro de la chimenea (PV-12001) está cerrada.

En el modo de tiro balanceado, el calentador opera con un 15% de exceso de aire a la temperatura del aire precalentado. El horno puede alcanzar el 135% de la operación normal.

Modo de operación con tiro natural (sin sistema APH):

En el modo de tiro natural, el aire ambiente se introduce en los quemadores a través de las puertas de aire XV-12313A, B y el combustible se controla en el SCD<sup>19</sup> utilizando la señal proveniente del controlador LIC-12001. El tiro del arco es controlado automáticamente por la compuerta reguladora de tiro de la chimenea (PV-12001) a través del controlador de presión PIC-12317, y la compuerta del gas de combustión caliente (XV-12320) y la compuerta del gas de combustión frío (XV-12319) están cerradas. El tener cerradas las compuertas de los gases de combustión caliente y frío impide que el gas de combustión pase alrededor de la compuerta reguladora de tiro de la chimenea PV-12001. La relación combustible / aire se controla indirectamente a través de la compuerta reguladora de tiro de la chimenea. El caudal de combustible se ajusta sobre la base de las demandas de la planta y el caudal de aire se controla a través de la compuerta reguladora de tiro de la chimenea mediante el mantenimiento

---

<sup>19</sup> SCD: sistema de control distribuido

de un tiro de arco mínimo de -2.5 mm de columna de agua y un nivel de O<sub>2</sub> de 3.5% medido en AE-12002.

En este caso, el calentador opera con un tiro natural con un 20% de exceso de aire a temperatura de aire ambiente. El horno puede alcanzar el 100% de la operación normal.

Modo de operación con tiro forzado (sin sistema APH)

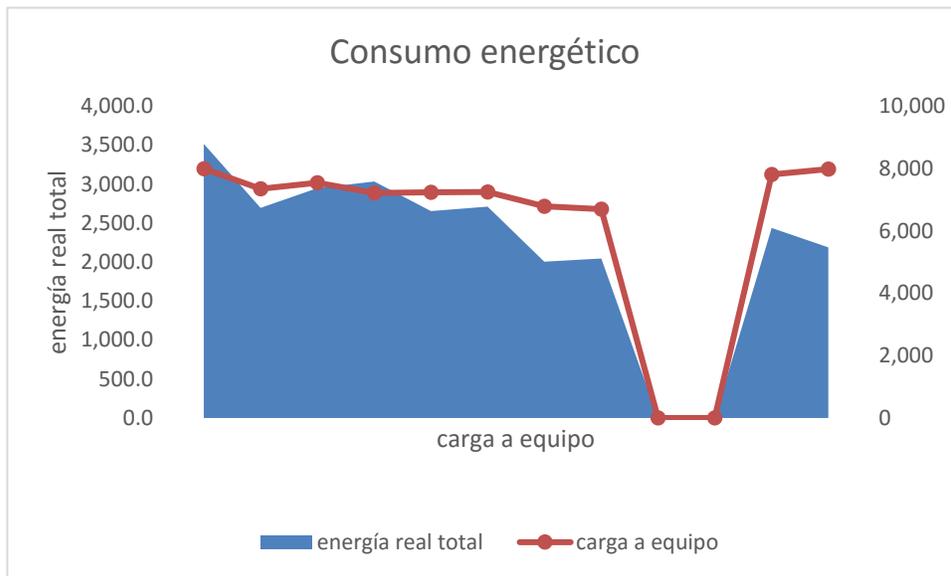
En este modo, la operación del ventilador de tiro forzado (VTF-1201) suministra aire ambiente directamente a los quemadores y los gases de combustión salen directamente a través de la chimenea. El exceso de aire se regulará a 20%. La compuerta reguladora de tiro de la chimenea (PV-12001) se operará automáticamente desde el SCD a través del controlador de presión del arco (PIC-12317A), la compuerta de gas de combustión caliente (XV-12320) está cerrada y la compuerta de gas de combustión frío (XV-82319) está cerrada. En este modo de operación, el SCD controla automáticamente el flujo de combustible en el controlador de relación de combustible / aire (UY-12010) con la señal de demanda de LIC-12001 utilizando el PIC-12010. El controlador de la relación combustible / aire también controla el aire de combustión (FIC-12307) con la señal de flujo del transmisor de flujo de aire (FT-12307) y el accionamiento de la compuerta de entrada al ventilador de tiro forzado (FV-12307).

En este caso, el calentador opera con el ventilador de tiro forzado (VTF-1201) proporcionando un 20% de exceso de aire a la temperatura de aire ambiente. El horno puede alcanzar el 120% de la operación normal. El flujo de aire se controla mediante la válvula de control FV-12307 situada en la aspiración del ventilador de tiro forzado (VTF-1201), y el nivel de O<sub>2</sub> estará en el rango de 3-5% en volumen.

### **Calentador BA-1201**

El calentador BA-1201 es un calentador a fuego directo de la Planta de Gasolina Ultra Bajo Azufre, ULSG-1, cuyo propósito es servir como rehervidor de la torre de la columna CDHDS, DA-1201, para suministrar el calor requerido al fluido del fondo, de tal manera que la entrada de calor total a la columna es controlada y aproximadamente el 20% en peso de la alimentación deja la columna como producto del fondo y el 80% restante sale por el domo de la columna.

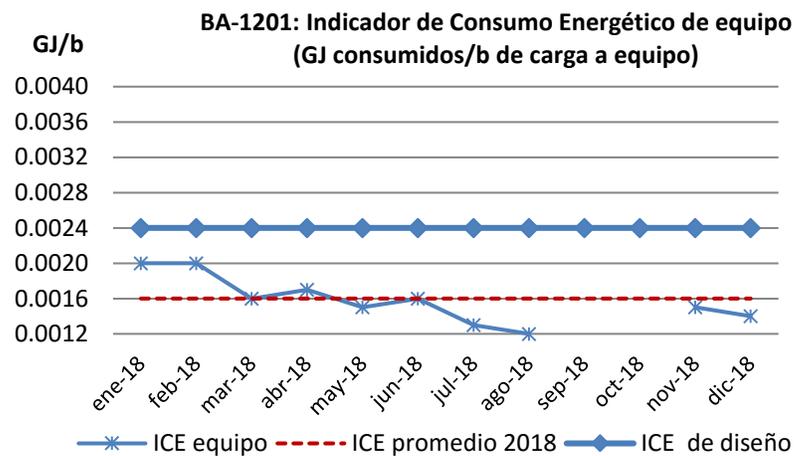
El consumo energético de este calentador durante el periodo de enero de 2018 a diciembre de 2018 para gas combustible fue de 2,622.8 GJ/d, sin consumo energético de combustóleo reportado desde inicio de operación de la planta.



**Indicadores**

En términos del Indicador de Consumo Energético (ICE) de equipo, el valor promedio del periodo fue de 0.0016 GJ/barril de carga a equipo, estando 8 puntos porcentuales menos del ICE de diseño de 0.0024 GJ/barril.

mes	ICE equipo	ICE promedio 2018	ICE de diseño
ene-18	0.0020	0.0016	0.0024
feb-18	0.0020	0.0016	0.0024
mar-18	0.0016	0.0016	0.0024
abr-18	0.0017	0.0016	0.0024
may-18	0.0015	0.0016	0.0024
jun-18	0.0016	0.0016	0.0024
jul-18	0.0013	0.0016	0.0024
ago-18	0.0012	0.0016	0.0024
sep-18		0.0016	0.0024
oct-18		0.0016	0.0024
nov-18	0.0015	0.0016	0.0024
dic-18	0.0014	0.0016	0.0024

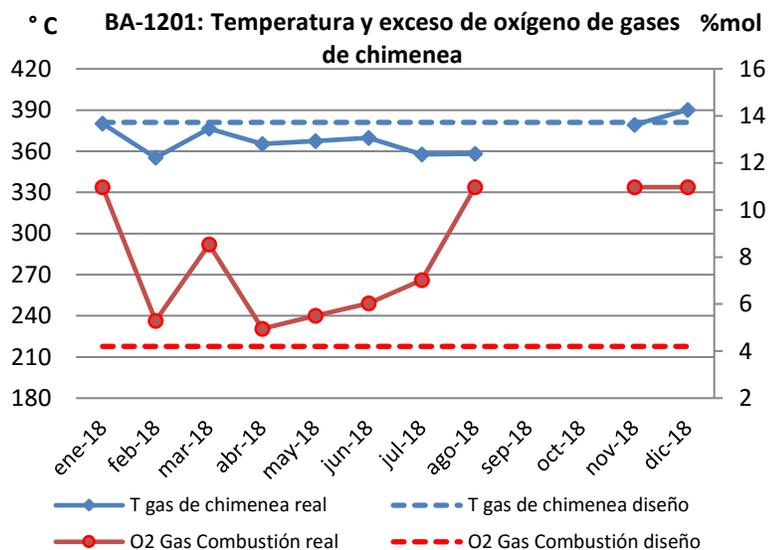


Promedio ICE de equipo	0.0016	0.0024	-34.2%
------------------------	--------	--------	--------

Nota: en el mes de septiembre y octubre hubo paró de operación.

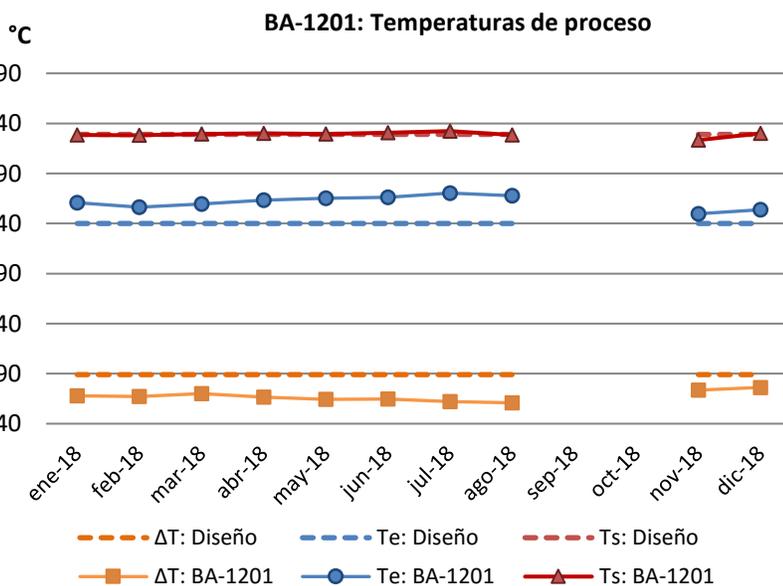
## Variables Operativas

Mes	O2 Gas Combustión real	O2 Gas Combustión diseño	T gas de chimenea real	T gas de chimenea diseño
ene-18	10.97569939	4.2	380.2138933	381
feb-18	5.286638857	4.2	355.251716	381
mar-18	8.528852019	4.2	376.5715602	381
abr-18	4.949442945	4.2	365.4148254	381
may-18	5.49787225	4.2	367.3974531	381
jun-18	6.025426608	4.2	369.7210456	381
jul-18	7.023060645	4.2	357.6276809	381
ago-18	10.96731867	4.2	358.0476037	381
sep-18		4.2		381
oct-18		4.2		381
nov-18	10.96731867	4.2	379.3	381
dic-18	10.96731867	4.2	390.2	381



Nota: en el mes de septiembre y octubre hubo paró de operación.

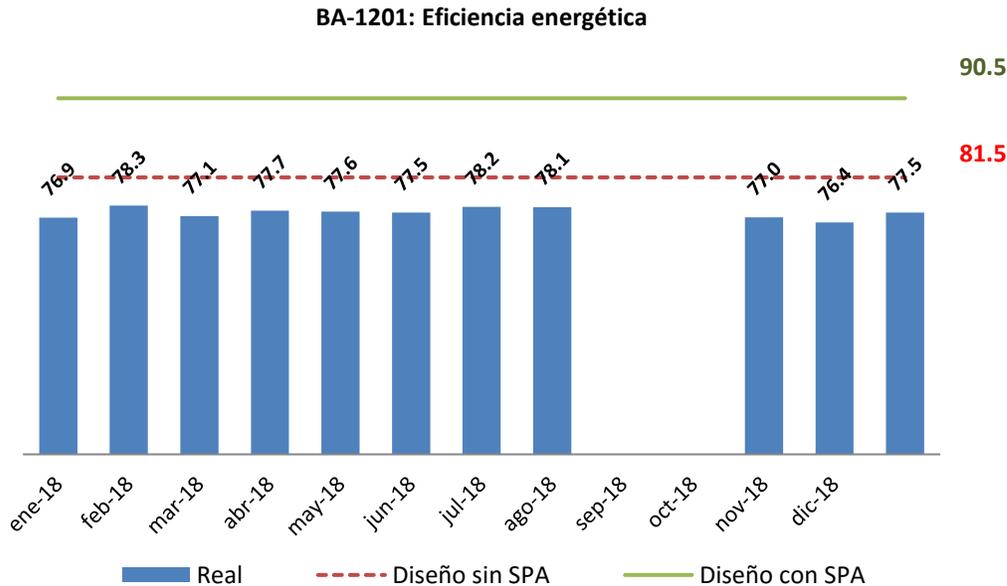
Mes	$\Delta T$ : Diseño	Te: Diseño	Ts: Diseño	$\Delta T$ : BA-1201	Te: BA-1201	Ts: BA-1201
ene-18	89.0	240.0	329.0	67.7	260.7	328.4
feb-18	89.0	240.0	329.0	67.2	256.2	328.2
mar-18	89.0	240.0	329.0	70.1	259.3	329.4
abr-18	89.0	240.0	329.0	66.6	263.3	329.9
may-18	89.0	240.0	329.0	64.3	265.0	329.3
jun-18	89.0	240.0	329.0	64.6	266.2	330.8
jul-18	89.0	240.0	329.0	61.9	270.4	332.3
ago-18	89.0	240.0	329.0	60.8	267.8	328.6
sep-18						
oct-18						
nov-18	89.0	240.0	329.0	73.6	249.7	323.3
dic-18	89.0	240.0	329.0	76.2	253.8	330.0



Nota: en el mes de septiembre y octubre hubo paró de operación.

## Eficiencia del Calentador

El calentador BA-1201 tuvo una eficiencia promedio de 77.5 % durante el periodo evaluado, lo que significa 4 puntos porcentuales por debajo de la eficiencia diseño operando sin Sistema de Pre calentamiento de Aire y 13 puntos porcentuales por debajo de la eficiencia diseño operando con Sistema de Pre calentamiento de Aire.



Nota: en el mes de septiembre y octubre hubo paró de operación.

## Diagnóstico Operacional

- El calentador por diseño cuenta con tiro forzado y sistema de pre calentamiento de aire; sin embargo, estos equipos no son utilizados desde el arranque y puesta en operación por lo que la eficiencia de diseño esta ajustada al 81.5%, el calentador conforme a la evaluación en su eficiencia promedio por debajo del diseño (77.5% vs 81.5%), aun cuando solo consume gas combustible es el exceso de oxígeno y la temperatura de los gases de chimenea que muestran valores atípicos, estando el primero con un valor promedio por arriba del diseño (7.3% vs 4.2%) y el segundo con un valor promedio muy semejante al diseño (380 °C vs 381 °C).
- El consumo energético del calentador se ha observado alto para el bajo flujo que procesa, esto podría deberse a una medición errónea en el consumo de gas combustible, los medidores de gas a quemadores y gas a pilotos no coinciden con el totalizador de gas.
- El diferencial de temperaturas de entrada y salida del fluido de proceso en el rehervidor está por debajo del diseño a condiciones normales de operación (67 °C vs. 89 °C); esto indica que hay dificultades con el control en la temperatura del

fondo de la columna CDHDS que se encuentra por arriba del diseño (261 °C vs 240 °C) con un buen control de la temperatura de salida del calentador (329 °C vs 329 °C).

### Estado de la Instrumentación

El calentador BA-1201 cuenta con medidores de flujo másico de suministro y retorno de combustóleo, sin embargo, al no tener consumo en la planta no hay registro desde su arranque. Para la medición de gas combustible al calentador se toman en cuenta los medidores FI-12005 (gas a pilotos) y FI-12012 (gas a quemadores), cuenta con un totalizador de gas a pilotos/quemadores denominado FI-12005B, pero no coincide con los medidores mencionados.

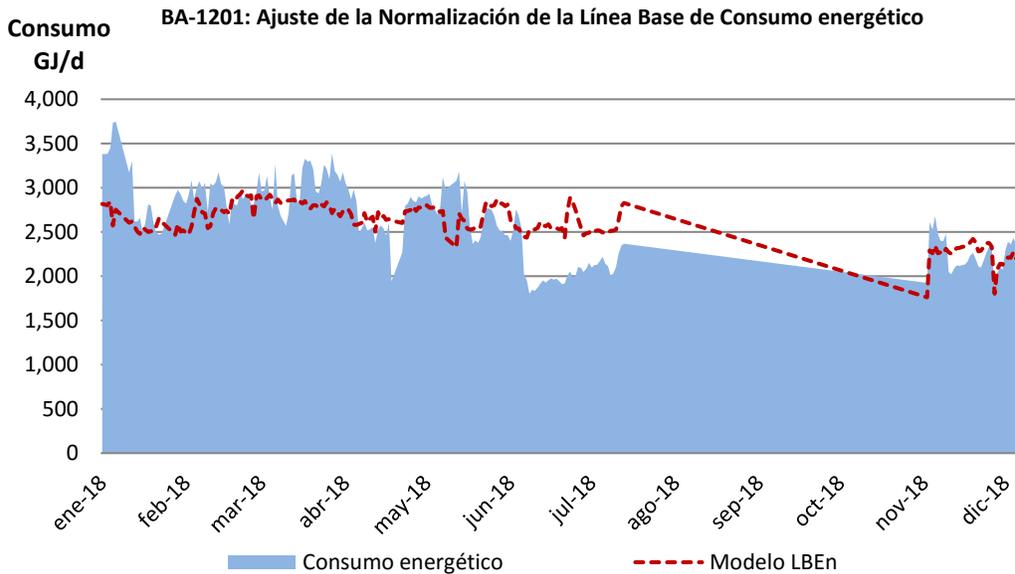
El analizador de oxígeno AI-12001C cuenta con señal al sistema de control distribuido y a su vez con el sistema PI, por lo cual se registra base histórica de datos para evaluar la información, siendo al momento la única fuente confiable dado que aún no se efectúan pruebas de laboratorio al exceso de oxígeno.

Siendo la planta ULSG-1 de nueva creación, el diseño del calentador cuenta con instrumentación completa y avanzada para la medición de flujos, temperatura y presión por serpentines a la entrada y salida del calentador, medidores de presión en el hogar, zona de convección y chimenea, así de como del flujo, temperatura y presión del aire de combustión.

### Línea Base y Normalización

Los análisis de regresión pueden ser de mucha ayuda para analizar una gran cantidad de información y para realizar previsiones y pronósticos

<i>Estadísticas de la regresión</i>								
Coefficiente de correlación múltiple	0.983275149							
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.96683002							
R <sup>2</sup> ajustado	0.961504401							
Error típico	470.6635899							
Observaciones	196							
ANÁLISIS DE VARIANZA								
	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>romedio de los cuadrado</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>			
Regresión	2	1252644530	626322265	2827.3309	1.1028E-143			
Residuos	194	42975697.69	221524.2149					
Total	196	1295620228						
	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95.0%</i>	<i>Superior 95.0%</i>
Intercepción	0	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Flujo alim equipo (m3/hr)	-0.281626827	0.046555628	-6.049254124	7.358E-09	-0.373446982	-0.1898067	-0.373447	-0.1898067
ΔT del equipo °C	62.0080847	4.022564959	15.41506112	1.573E-35	54.07451044	69.941659	54.07451	69.941659



$$\text{Consumo de energía [BA-1201]}(GJ/d) = 0.1145 * \text{flujo de alimentación al equipo} \left(\frac{m^3}{hr}\right) + 26.3439 * \Delta T(^{\circ}C)$$

El modelo estadístico muestra una correlación satisfactoria en los dos valores P (probabilidad), siendo referido al diferencial de temperaturas con  $2.62 \times 10^{-69}$  y referido a la carga con  $1.90 \times 10^{-28}$ , asumiendo la premisa en la que alguno de los valores sea menor a  $1 \times 10^{-05}$  para considerar válida la normalización de la línea base, esto daría por hecho que la Línea Base Energética para este calentador con el cual se comparara el consumo energético en el próximo año sería:

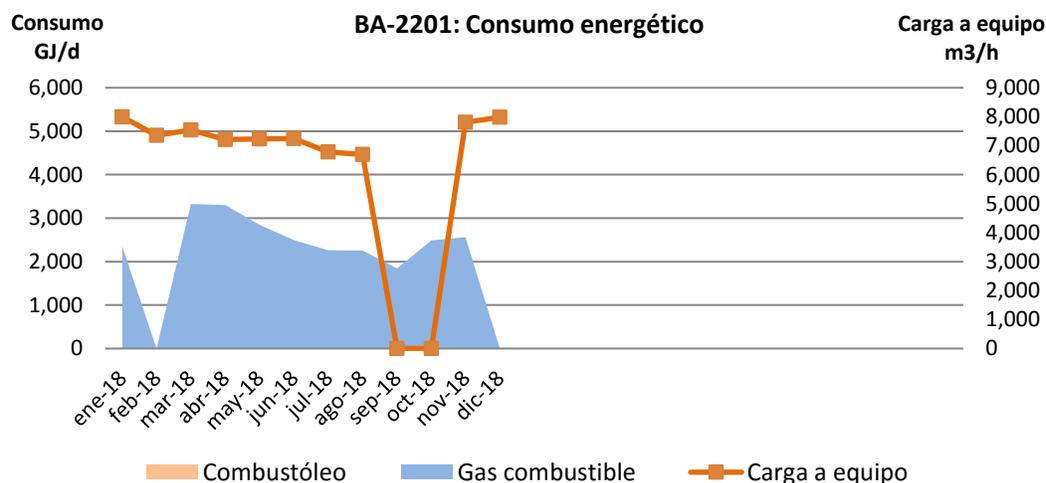
$$\text{Consumo de energía [BA-1201]}(GJ/d) = 2,608 \text{ GJ/d}$$

Y por lo anterior, los especialistas en la operación del calentador a fuego directo BA-1201 buscarán reducir este consumo en función de su carga actual, hasta alcanzar como máximo la energía de diseño ajustada con el flujo de calentador que promedio en el periodo de evaluación de 4055.2GJ/d para una carga mezcla de Hidrocarburos + Hidrogeno de recirculación de 11,150 m<sup>3</sup>/hr y una carga en la planta de 17,000 BPD.

### Calentador BA-2201

El calentador BA-2201 es un calentador a fuego directo de la Planta de Gasolina Ultra Bajo Azufre, ULSG-2, cuyo propósito es servir como rehervidor de la torre de la columna CDHDS, DA-2201, para suministrar el calor requerido al fluido del fondo, de tal manera que la entrada de calor total a la columna es controlada y aproximadamente el 20% en peso de la alimentación deja la columna como producto del fondo y el 80% restante sale por el domo de la columna.

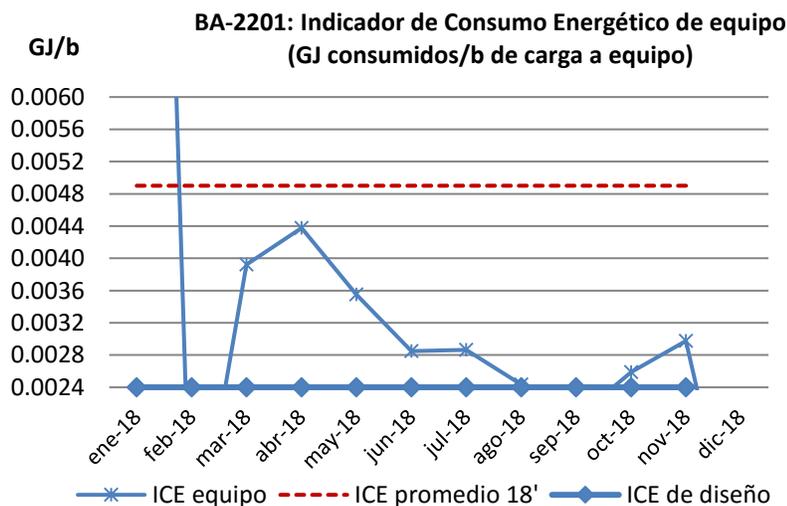
El consumo energético de este calentador durante el periodo de enero de 2018 a diciembre de 2018 para gas combustible fue de 2,557.8 GJ/d, sin consumo energético de combustóleo reportado desde inicio de operación de la planta.



### Indicadores

En términos del Indicador de Consumo Energético (ICE) de equipo, el valor promedio del periodo fue de 0.0049 GJ/barril de carga a equipo, estando 25 puntos porcentuales arriba del ICE de diseño de 0.0024 GJ/barril.

Mes	ICE equipo	ICE promedio 18'	ICE de diseño
ene-18	0.0216	0.0049	0.0024
feb-18		0.0049	0.0024
mar-18	0.0039	0.0049	0.0024
abr-18	0.0044	0.0049	0.0024
may-18	0.0036	0.0049	0.0024
jun-18	0.0028	0.0049	0.0024
jul-18	0.0029	0.0049	0.0024
ago-18	0.0024	0.0049	0.0024
sep-18	0.0020	0.0049	0.0024
oct-18	0.0026	0.0049	0.0024
nov-18	0.0030	0.0049	0.0024
dic-18			



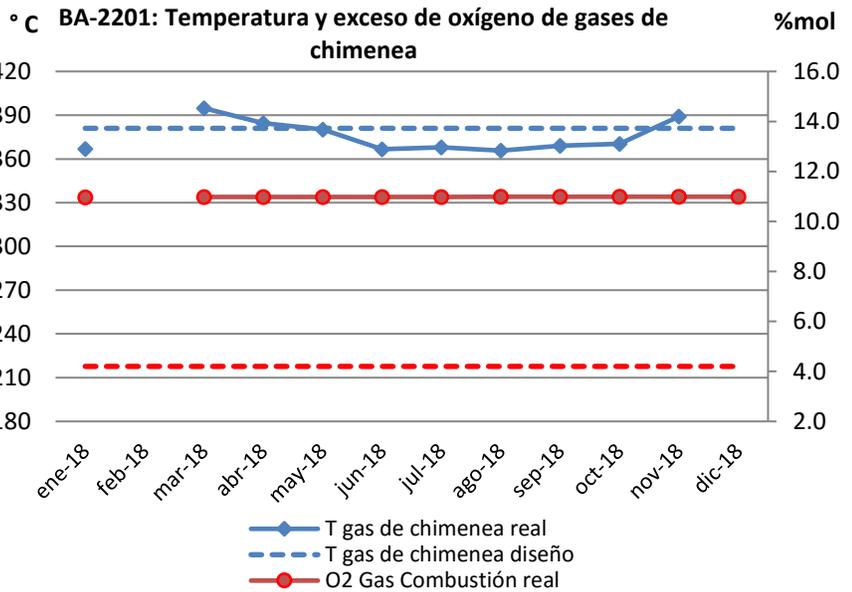
promedio del ICE de equipo	0.0049	0.0024
porcentaje del ICE		104.9%

Nota: en el mes de diciembre hubo paró de operación.

## Variables Operativas

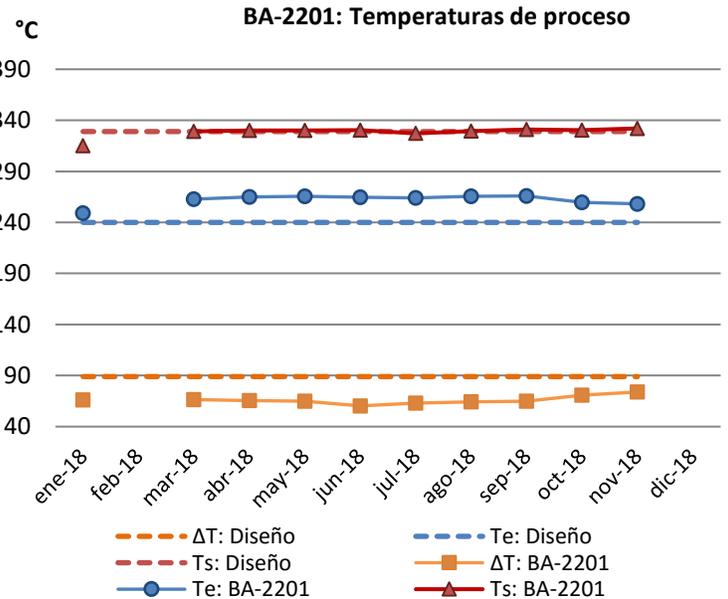
fecha	O2 Gas Combustión real	O2 Gas Combustión diseño	T gas de chimenea real	T gas de chimenea diseño
ene-18	11.0	4.2	366.8	381.0
feb-18		4.2		381.0
mar-18	11.0	4.2	394.8	381.0
abr-18	11.0	4.2	384.5	381.0
may-18	11.0	4.2	380.1	381.0
jun-18	11.0	4.2	366.7	381.0
jul-18	11.0	4.2	367.9	381.0
ago-18	11.0	4.2	365.7	381.0
sep-18	11.0	4.2	369.0	381.0
oct-18	11.0	4.2	370.3	381.0
nov-18	11.0	4.2	389.1	381.0
dic-18	11.0	4.2		381.0

Nota: en el mes de diciembre hubo paro de operación.



fecha	$\Delta T$ : Diseño	Te: Diseño	Ts: Diseño	$\Delta T$ : BA-2201	Te: BA-2201	Ts: BA-2201
ene-18	89.0	240.0	329.0	66.0	249.2	315.2
feb-18	89.0	240.0	329.0			
mar-18	89.0	240.0	329.0	66.3	262.7	329.0
abr-18	89.0	240.0	329.0	65.4	264.8	330.2
may-18	89.0	240.0	329.0	64.8	265.4	330.2
jun-18	89.0	240.0	329.0	60.3	264.7	330.3
jul-18	89.0	240.0	329.0	63.2	264.0	327.2
ago-18	89.0	240.0	329.0	64.1	265.5	329.6
sep-18	89.0	240.0	329.0	65.0	265.9	330.9
oct-18	89.0	240.0	329.0	70.9	259.5	330.4
nov-18	89.0	240.0	329.0	73.9	258.2	332.1
dic-18						

Nota: En el mes de diciembre hubo paro de operación en el tren 2.



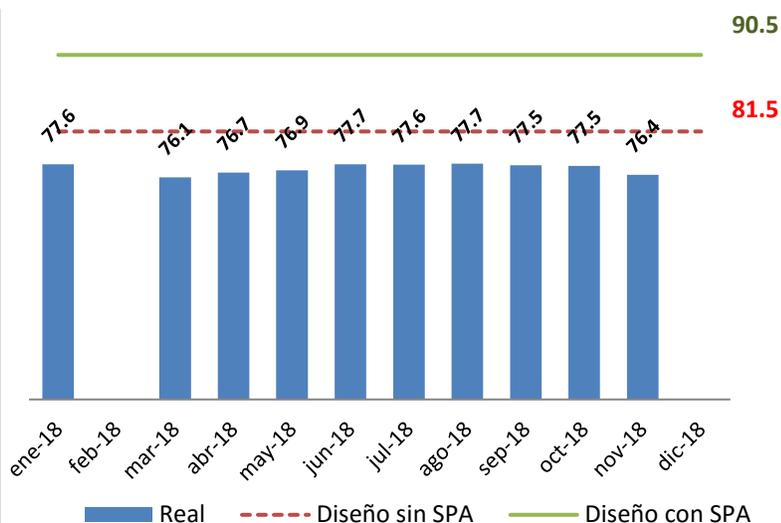
## Eficiencia del Calentador

El calentador BA-2201 tuvo una eficiencia promedio de 77.17 % durante el periodo evaluado, lo que significa 4.3 puntos porcentuales por debajo de la eficiencia diseño operando sin sistema de precalentamiento de aire y 13.3 puntos porcentuales por debajo de la eficiencia diseño operando con sistema de precalentamiento de aire.

fecha	Real	Diseño sin SPA	Diseño con SPA		Tchim
ene-18	77.6	81.5	90.5		367
feb-18		81.5	90.5		
mar-18	76.1	81.5	90.5		395
abr-18	76.7	81.5	90.5		384
may-18	76.9	81.5	90.5		380
jun-18	77.7	81.5	90.5		367
jul-18	77.6	81.5	90.5		368
ago-18	77.7	81.5	90.5		366
sep-18	77.5	81.5	90.5		369
oct-18	77.5	81.5	90.5		370
nov-18	76.4	81.5	90.5		389
dic-18		81.5	90.5		
promedio	77.2	81.5	90.5	4.3	13.3

Nota: En el mes de febrero y diciembre hubo paro de operación en el tren 2.

BA-2201: Eficiencia energética



## Diagnóstico Operacional

- El calentador por diseño cuenta con Tiro Forzado y Sistema de Precalentamiento de Aire, sin embargo, estos equipos no son utilizados desde el arranque y puesta en operación por lo que la eficiencia de diseño está ajustada al 81.5%, el calentador conforme a la evaluación en su eficiencia promedio por debajo del diseño (77.17% vs 81.5%), aun cuando solo consume gas combustible es el exceso de oxígeno y la temperatura de los gases de chimenea que muestran valores atípicos, estando el primero con un valor promedio por arriba del diseño (9.9% vs 4.2%) y el segundo con un valor promedio muy semejante al diseño (379 °C vs 381 °C).
- El consumo energético del calentador se ha observado alto para el bajo flujo que procesa, esto podría deberse a una medición errónea en el consumo de gas combustible, los medidores de gas a quemadores y gas a pilotos no coinciden con el totalizador de gas.
- El diferencial de temperaturas de entrada y salida del fluido de proceso en el rehervidor está por debajo del diseño a condiciones normales de operación (67 °C vs. 89 °C); esto indica que hay dificultades con el control en la temperatura del fondo de la columna CDHDS que se encuentra por arriba del diseño (259 °C vs 240 °C).

°C) con un buen control de la temperatura de salida del calentador (328 °C vs 329 °C).

### **Estado de la Instrumentación**

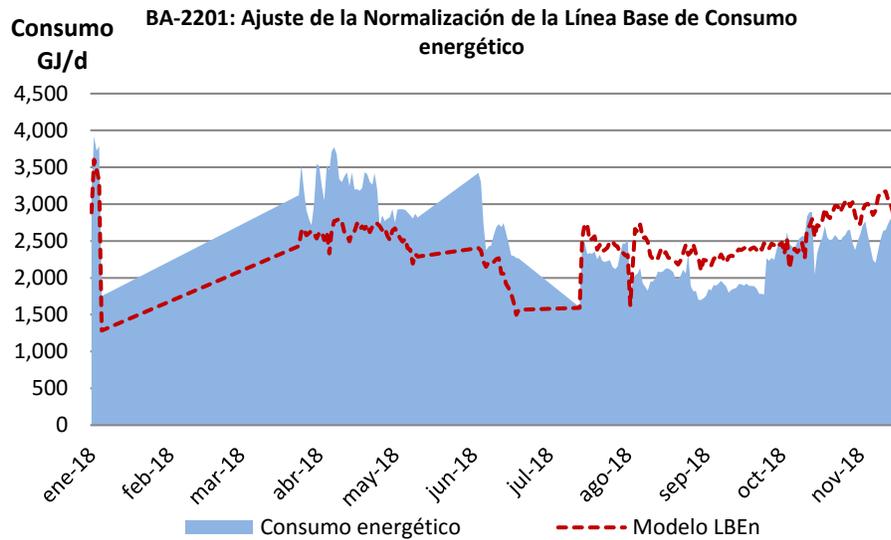
El calentador BA-2201 cuenta con medidores de flujo másico de suministro y retorno de combustóleo, sin embargo, al no tener consumo en la planta no hay registro desde su arranque. Para la medición de gas combustible al calentador se toman en cuenta los medidores FI-22005 (gas a pilotos) y FI-22012 (gas a quemadores), cuenta con un totalizador de gas a pilotos/quemadores denominado FI-22005B, pero no coincide con los medidores mencionados.

El analizador de oxígeno AI-22001C cuenta con señal al sistema de control distribuido y a su vez con el sistema PI, por lo cual se registra base histórica de datos para evaluar la información, siendo al momento la única fuente confiable dado que aún no se efectúan pruebas de laboratorio al exceso de oxígeno. Durante el periodo evaluado no se tiene información debido a que no estaba habilitado.

Siendo la planta ULSG-2 de nueva creación, el diseño del calentador cuenta con instrumentación completa y avanzada para la medición de flujos, temperatura y presión por serpentines a la entrada y salida del calentador, medidores de presión en el hogar, zona de convección y chimenea, así de como del flujo, temperatura y presión del aire de combustión.

### **Línea Base y Normalización**

<i>Estadísticas de la regresión</i>								
Coefficiente de correlación múltiple	0.983275149							
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.96683002							
R <sup>2</sup> ajustado	0.961504401							
Error típico	470.6635899							
Observaciones	196							
<b>ANÁLISIS DE VARIANZA</b>								
	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>			
Regresión	2	1252644530	626322265	2827.3309	1.1028E-143			
Residuos	194	42975697.69	221524.2149					
Total	196	1295620228						
	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95.0%</i>	<i>Superior 95.0%</i>
Intercepción	0	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Flujo alim equipo (m3/hr)	-0.281626827	0.046555628	-6.049254124	7.358E-09	-0.373446982	-0.1898067	-0.373447	-0.18980667
ΔT del equipo °C	62.0080847	4.022564959	15.41506112	1.573E-35	54.07451044	69.941659	54.0745104	69.94165897



$$\text{Consumo de energía [BA-2201]}(GJ/d) = -0.2816 * \text{flujo de alimentación al equipo} \left(\frac{m^3}{hr}\right) + 26.3439 * \Delta T(^{\circ}C)$$

El modelo estadístico muestra una correlación satisfactoria en los dos valores P, siendo referido al diferencial de temperaturas con  $1.57 \times 10^{-35}$  y referido a la carga con  $7.35 \times 10^{-09}$ , asumiendo la premisa en la que alguno de los valores sea menor a  $1 \times 10^{-05}$  para considerar válida la normalización de la línea base, esto daría por hecho que la Línea Base Energética para este calentador con el cual se comparara el consumo energético en el próximo año sería:

$$\text{Consumo de energía [BA-2201]}(GJ/d) = 2,516.5 GJ/d$$

Y por lo anterior, los especialistas en la operación del calentador a fuego directo BA-2201 buscaran reducir este consumo en función de su carga actual, hasta alcanzar como máximo la energía de diseño ajustada con el flujo de calentador que promedio en el periodo de evaluación de 1,966 GJ/d para una carga mezcla de Hidrocarburos + Hidrogeno de recirculación de 5,406 m<sup>3</sup>/hr y una carga en la planta de 16,500 BPD.

### Rehervidores EA-2503 Y EA-1503

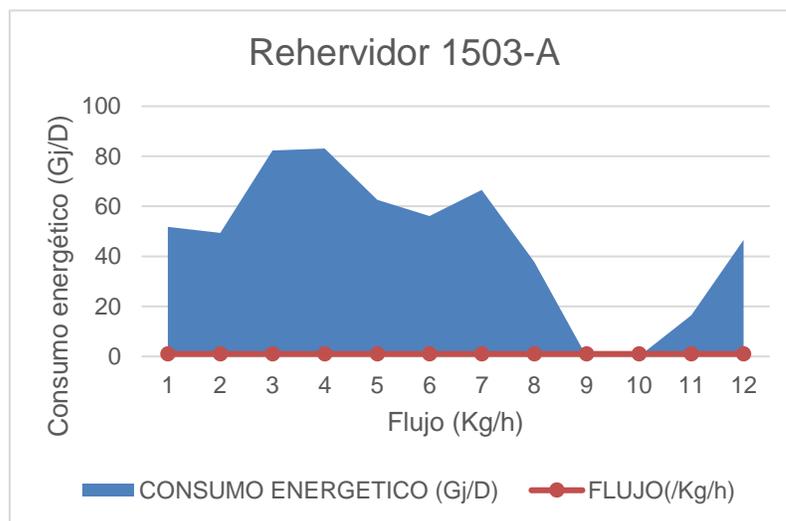
La regeneradora cuenta con dos rehervidores que son tipo Kettle los cuales operan al 50%, para proporcionar la energía necesaria para la desorción de los gases absorbidos por la amina. El líquido del último plato de la regeneradora se colecta en un plato tipo chimenea, sale de la columna, por medio de dos líneas, Para el rehervidor EA-2503A y el EA-1503-B respectivamente, envían señal al sistema de control distribuido (SCD), dicho flujo se envía a los rehervidores de la regeneradora de amina, (EA-2503-A y EA-2503-B), que proporcionan el calor necesario para llevar a cabo la

separación de los gases ácidos. Los rehervidores tienen una carga térmica de 1.604 millones de kilocalorías. El líquido que sale por los rehervidores, en las líneas de retorno a la regeneradora, cuentan con medición de temperatura por medio de los elementos TE-25008 y TE-25018.

### Rehervidor 1503-A

El consumo energético de este rehervidor durante el periodo de enero de 2018 a diciembre de 2018 de vapor de baja presión fue de 46.05 GJ/d, reportado desde inicio de operación de la planta.

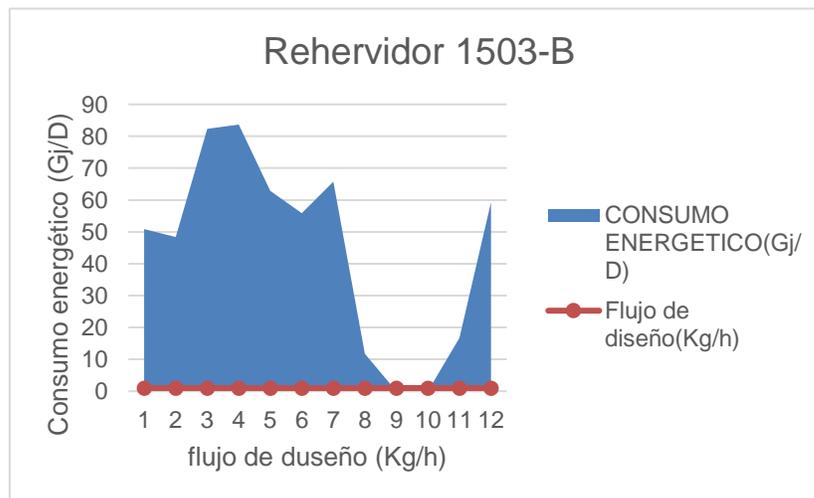
MES	TEMPERATURA (°C)	FLUJO(Kg/h)	entalpia kj/kg	ENTALPIA (Kj/h)	CONSUMO ENERGETICO (Gj/D)	Flujo de diseño(Kg/h)
ENERO	90.52	811.55	2660.38	2159031.389	51.81675334	4,130.00
FEBRERO	110.9	763.65	2692.43	2056074.17	49.34578007	4,130.00
MARZO	124.34	1264.07	2712.16	3428360.091	82.28064219	4,130.00
ABRIL	124.57	1276.44	2712.49	3462330.736	83.09593765	4,130.00
MAYO	124.52	960.94	2712.42	2606472.875	62.555349	4,130.00
JUNIO	124.19	861.73	2711.95	2336968.674	56.08724816	4,130.00
JULIO	124.69	1022.58	2712.66	2773911.863	66.57388471	4,130.00
AGOSTO	58.21	603.68	2605.71	1573015.013	37.75236031	4,130.00
SEPTIEMBRE	31.67	1.53	2558.56	3914.5968	0.093950323	4,130.00
OCTUBRE	30.45	0.52	2556.36	1329.3072	0.031903373	4,130.00
NOVIEMBRE	52.3	264.12	2595.35	685483.842	16.45161221	4,130.00
DICIEMBRE	117.14	718.13	2701.74	1940200.546	46.56481311	4,130.00



### Rehervidor 1503-B

El consumo energético de este rehervidor durante el periodo de enero de 2018 a diciembre de 2018 de vapor de baja presión fue de 44.79 GJ/d, reportado desde inicio de operación de la planta.

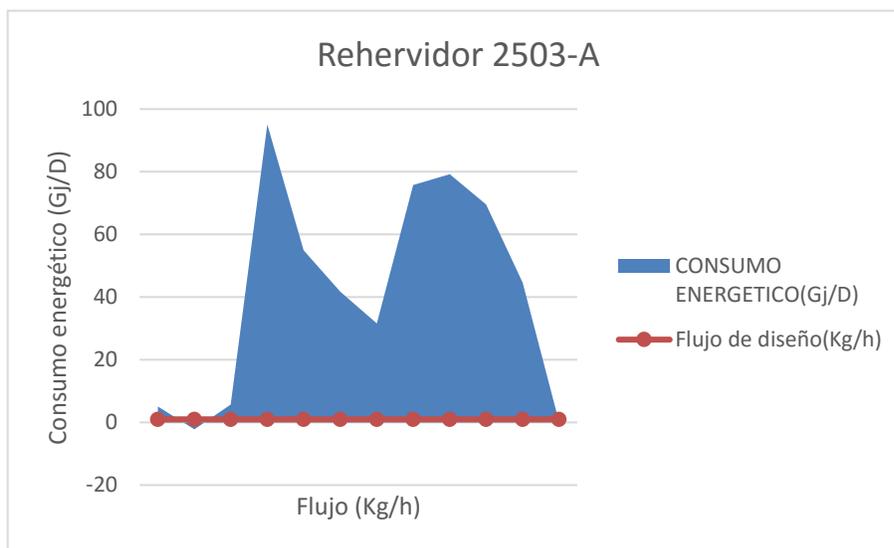
MES	TEMPERATURA (°C)	FLUJO(Kg/h)	entalpia kj/kg	ENTALPIA (Kj/h)	CONSUMO ENERGETICO(Gj /D)
ENERO	90.2	797.51	2659.86	2121264.949	50.91035877
FEBRERO	110.72	749.46	2692.15	2017658.739	48.42380974
MARZO	124.14	1264.26	2711.88	3428521.409	82.28451381
ABRIL	124.38	1285.43	2712.22	3486368.955	83.67285491
MAYO	124.31	966.04	2712.12	2620016.405	62.88039372
JUNIO	123.95	858.52	2711.61	2327971.417	55.87131401
JULIO	124.45	1009.85	2712.32	2739036.352	65.73687245
AGOSTO	57.52	187.72	2604.51	488918.6172	11.73404681
SEPTIEMBRE	30.72	0	2556.84	0	0
OCTUBRE	29.71	0	2555.02	0	0
NOVIEMBRE	51.66	268.46	2594.22	696444.3012	16.71466323
DICIEMBRE	116.67	914.08	2701.05	2468975.784	59.25541882



## Rehervidor 2503-A

El consumo energético de este rehervidor durante el periodo de enero de 2018 a diciembre de 2018 de vapor de baja presión fue de 41.77 GJ/d, reportado desde inicio de operación de la planta.

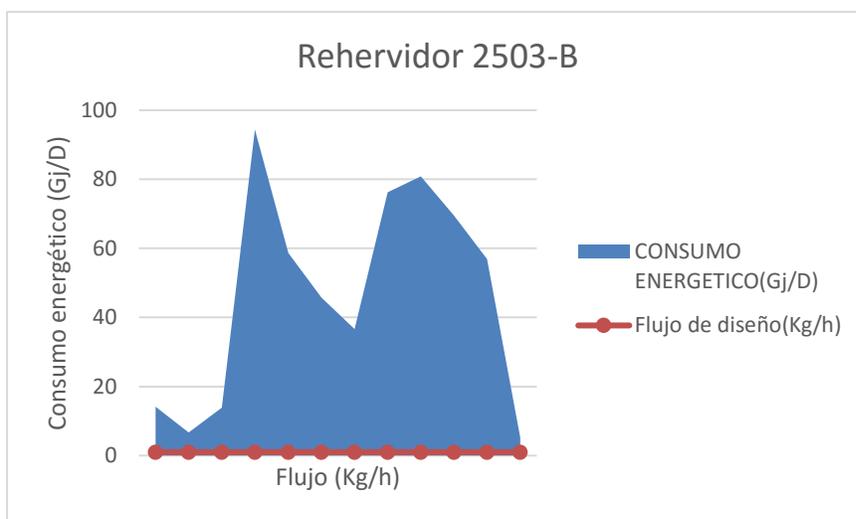
MES	TEMPERATURA (°C)	FLUJO(Kg/h)	entalpia ki/kg	ENTALPIA (Kj/h)	CONSUMO ENERGETICO(Gj/D)
ENERO	41.84	81.47	2576.8	209931.896	5.038365504
FEBRERO	29.17	-36.04	2554.05	-92047.962	-2.209151088
MARZO	37.49	91.68	2569.02	235527.7536	5.652666086
ABRIL	124.41	1461	2712.26	3962611.86	95.10268464
MAYO	87.08	861.62	2654.75	2287385.695	54.89725668
JUNIO	85.82	656.46	2652.68	1741378.313	41.79307951
JULIO	74.02	500.09	2632.94	1316706.965	31.60096715
AGOSTO	122.79	1165.1	2709.95	3157362.745	75.77670588
SEPTIEMBRE	124.32	1217.19	2712.13	3301177.515	79.22826035
OCTUBRE	123.44	1069.5	2710.88	2899286.16	69.58286784
NOVIEMBRE	103.79	693.31	2681.51	1859117.698	44.61882475
DICIEMBRE	27.64	3.07	2551.28	7832.4296	0.18797831



## Rehervidor 2503-B

El consumo energético de este rehervidor durante el periodo de enero de 2018 a diciembre de 2018 de vapor de baja presión fue de 46.57 GJ/d, reportado desde inicio de operación de la planta.

MES	TEMPERATURA (°C)	FLUJO(Kg/h)	entalpia kj/kg	ENTALPIA (Kj/h)	CONSUMO ENERGETICO(Gj /D)
ENERO	41.66	229.45	2576.48	591173.336	14.18816006
FEBRERO	29.02	109.04	2553.78	278464.1712	6.683140109
MARZO	37.34	225.05	2568.75	578097.1875	13.8743325
ABRIL	124.34	1450.43	2712.16	3933798.229	94.41115749
MAYO	86.95	920.53	2654.54	2443583.706	58.64600895
JUNIO	85.57	718.95	2652.57	1907065.202	45.76956484
JULIO	73.59	579.25	2632.21	1524707.643	36.59298342
AGOSTO	122.7	1172.03	2709.82	3175990.335	76.22376803
SEPTIEMBRE	124.34	1241.83	2712.16	3368041.653	80.83299967
OCTUBRE	123.47	1068.39	2710.92	2896319.819	69.51167565
NOVIEMBRE	103.64	883.53	2681.28	2368991.318	56.85579164
DICIEMBRE	27.46	85.86	2550.96	219025.4256	5.256610214



En las gráficas anteriores se obtuvo datos del consumo energético (Gj/d) con el flujo de la carga(kg/h) de los rehervidores identificados con mayor Uso Significativo de Energía, observando que el consumo de energía es mucho mayor al flujo de carga, debido a que los rehervidores desaprovechan el gas o no se está ocupando el sistema de precalentamiento. Las evaluaciones de este tipo deben ser continuas, al menos cada 30 días, para poder tomar iniciativas tempranas e identificar a los equipos que operan de manera incorrecta, con el fin de optimizar el proceso e incrementar la confiabilidad operativa.

## CAPÍTULO V.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES:

Se cumplió con los objetivos del proyecto. Se desarrolló una metodología para la evaluación de los equipos de proceso de la planta Gasolina Ultra Bajo Azufre (GUBA).

Los resultados obtenidos del programa PI system (enero-diciembre 2018) en cada una de las evaluaciones nos permitieron identificar a los equipos que operan de manera incorrecta.

El sector No.7 de la refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime produce Gasolina Ultra Bajo Azufre. Con base a la norma NORMA ISO 50001:2011 / NMX-J-SAA-50001-ANCE IMNC-2011, se encontró que: dentro de todos los equipos, éstos son bombas accionadas por motor que consumen energía eléctrica, intercambiadores que consumen vapor de baja presión, las torres que consumen vapor sobrecalentado y los calentadores a fuego directo que consumen combustible, abarcando los tres tipos de consumo de energía; energía eléctrica, vapor y combustible.

Aplicando la regla de Pareto (80/20), se identificaron los equipos de mayor consumo energético para representar el desempeño por diseño de planta en el cual 20% de los equipos consumen el 80% de la energía total. Se encontró que los equipos de mayor consumo energético que se encuentran en el rango del 80%, que son considerados de uso significativo de energía, bajo este esquema se contempla los dos calentadores a fuego directo BA-1201/BA-2201y los dos rehervidores 1503/2503-AB con un 92%, basándose en su energía equivalente de diseño de los equipos.

En tanto un tren de precalentamiento opere en condiciones óptimas, conforme a su diseño, se tendrán beneficios en el proceso, principalmente los calentadores a fuego directo (ya que son los mayores consumidores de energía). Por esto último resulta de importancia desarrollar memorias de cálculo y sobre todo realizar evaluaciones confiables que permitan predecir la operación y tomar iniciativas y decisiones en pro de mejorar el proceso.

## RECOMENDACIONES

Dado que se obtuvieron resultados variados durante diferentes días de proceso, se hallaron factores que han contribuido a disminuir la eficiencia de los trenes de precalentamiento.

Se han tomado alternativas y se han aplicado movimientos operacionales para mejorar el proceso, es importante recordar que se deben mantener los flujos cercanos a los de diseño, para poder dar la efectividad del cambio térmico, y así poder llevar el producto residuo primario hacia los calentadores a fuego directo con la temperatura óptima, pasando por los serpentines y evitando el craqueo de este.

Al igual, los bancos de intercambiadores que presentan incrustaciones elevadas, hacer énfasis en ellos, programar estos equipos para dejarlos fuera de operación, sin afectar el proceso continuo, y darles mantenimiento preventivo.

Las evaluaciones de este tipo deben ser continuas, al menos cada 30 días, para poder tomar iniciativas tempranas e identificar a los equipos que operan de manera incorrecta con el fin de optimizar el proceso e incrementar la confiabilidad operativa.

Es importante contar con la evaluación de los equipos, no solo en el aspecto operativo o de procesos, también en el ámbito energético a través de la eficiencia térmica, que nos permite comprender el uso aprovechable de energía.

## **CAPÍTULO VI. - COMPETENCIAS DESARROLLADAS Y/O APLICADAS.**

Se aplicaron conocimientos de transferencia de calor, tomando como referencia el libro de Donald Q. Kern, el cual cuenta con principios aplicables a la industria del petróleo, así como sus procesos del mismo. De igual manera, se obtuvo un gran conocimiento en la utilización y manejo de herramientas estadísticas y de cálculo a través de las hojas de excel y del programa PI System, los cuales son de gran utilidad para este proyecto.

## CAPÍTULO VIII.- REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y VIRTUALES

1. PEMEX REFINACIÓN. (2009). Inducción al sistema nacional de refinación. Mexico, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo.
2. PROCESO CDHydro® / CDHDS+SM. (2007). PLANTA DE DESULFURACIÓN DE GASOLINA FCC. Houston, Texas. Catalytic Distillation Technologies.
3. PEMEX REFINACIÓN. (2009). Calentadores a fuego directo. Mexico, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo.
4. Manual de Operación para Supervisión Técnica. Unidad CDHydro®/CDHDS+SM. CDTECH y de Lummus Technology
5. PEMEX REFINACIÓN. (2009). Manual de Operación Alto Vacío. Mexico, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo.
6. PEMEX REFINACIÓN. (2009). Manual de Operación Primaria I. Mexico, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo.
7. PEMEX REFINACIÓN. (2009). Manual de Operación Desintegración Catalítica. Mexico, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo.
8. PEMEX. (Noviembre 2016). Taller de metodología de la Revisión Energética.
9. PEMEX REFINACIÓN. (2009). Manual GA-1205. México, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo.
10. PEMEX REFINACIÓN. (2013). Manual de Operación de ULSG-1. México, D.F.: Copyright, Instituto Mexicano del Petróleo.
11. PEMEX REFINACIÓN. (2011). Procedimiento de arranque y paro BA-1201/BA-2201. México, D.F.: Copyright, ICA FLUOR
12. Abel Hernández Pineda, G. E. (19 de agosto de 2014). Obtenido de Manual Para la Implementación de un Sistema de Gestión de la Energía: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55467/ManualGestionEnergia\\_V2\\_1.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55467/ManualGestionEnergia_V2_1.pdf)
13. ALBORES. (2000). Manual de operación de primaria I.

14.<sup>1</sup>Ing. Gregory R. Catalán S, Ing. Nelson Rosado A , Ing. Miguel A. Díaz D, Ing Arlette B. Rosas C, Ing. Lucía P. Lara S.. (Abril 218). folleto de la refinería. Refinería " Ing. Antonio Dovalí Jaime", 1, 3-37.

## CAPÍTULO VIII.- ANEXOS

### IMÁGENES DE LA PLANTA GUBA





