

07 de Marzo de 2011
PRE-073-2011

Ingeniero
Omar Williamson Cuthbert
Director de Operaciones

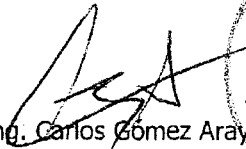
Estimado señor:

ASUNTO: INFORME FINAL DE GESTIÓN PERÍODO 1985-2010

Sírvase recibir el informe de Gestión período 1985-2010, para lo que corresponda.

Atentamente,

DEPARTAMENTO PROCESOS DE REFINACIÓN


Ing. Carlos Gómez Araya
Jefe



CSL

C: Ing. Henry Arias Jiménez
MBA: Jacqueline Myrie Johnson

Gerencia de Refinación
Directora de Recursos Humanos

📎 G:RECOPE\CONSECUTIVO 2011\PRE-073-2011.doc*07.03



GERENCIA DE REFINACIÓN
DEPARTAMENTO PROCESOS DE REFINACIÓN

**INFORME FINAL DE
GESTIÓN
PERÍODO 1985-2010**


ING. CARLOS GÓMEZ ARAYA

DICIEMBRE 2010

INDICE

1-INTRODUCCION.....	3
2- ESTRUCTURA Y FUNCIONES.....	4
3- GENERALIDADES DE LA EMPRESA.....	5
4- PLAN DE CAPACITACIÓN.....	6
5- PROYECTOS.....	7
6- PARO DE PLANTA DE PROCESO EN EL AÑO 1998.....	8
7- AÑOS POSTERIOR AL 2002.....	8
8- GESTION AMBIENTAL EN EL DEPARTAMENTO DE PROCESO.....	9
9- BALANCE DEL AÑO 2010.....	10
I- INFORME DE CARGA Y PRODUCCIÓN ANUAL	11
II.FACTORES SERVICIO CAPACIDAD Y NATURALEZA DE PAROS	18
III.MARGEN DE REFINACIÓN BRUTO.....	25
IV.RESULTADOS DE ANALISIS DE CALIDAD.....	31
V.PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN CON RESPECTO AL TOTAL DEMANDA NACIONAL.....	33
VI.VOLUMEN DESPACHADO PARA OLEODUCTO Y VENTAS	33
10- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	34
11- RECOMENDACIONES.....	35

1-INTRODUCCION

El informe final de gestión es un documento que elaboran los titulares subordinados a la hora de realizar la entrega formal del ente o el órgano a su sucesor, de acuerdo a las directrices emitidas por la Contraloría General de la República y por los entes y órganos competentes de la administración activa. Concretamente está estipulado en la Ley General de Control Interno N° 8292, Sección I, 1. Deberes del jerarca y los titulares subordinados.

En el presente documento se describen los principales alcances de la gestión realizada por el suscrito Jefe del Departamento Procesos de Refinación de la Gerencia de Refinación, en el período comprendido entre 1985 al 2010, a la fecha del presente informe.

2- ESTRUCTURA Y FUNCIONES

La Jefatura del Departamento de Procesos de Refinación es una dependencia directa de la Gerencia de Refinación. La estructura aprobada está conformada por 100 funcionarios en la actualidad desglosados de la siguiente manera:

- **Área de energía.**

Está formada por el área de generación eléctrica y el área de producción de vapor. En esta área se tienen tres calderas que producen 100 mil libras de vapor por hora. En esta área colaboran, un supervisor y doce operadores de turno.

- **Área de proceso de hidrocarburos.**

Está formada por las seis unidades de producción (unidad de destilación atmosférica, unidad de concentración de gases, unidad viscorreductora, unidad de destilados medios, unidad de platformado y unidad de vacío). En esta área colaboran un supervisor, un asistente y seis operadores de campo distribuidos en las seis unidades de producción; además dos panelistas que están en el control de la planta, todo esto por turnos de ocho horas ya que se labora las veinticuatro horas.

- **Área de tanques.**

En esta área se alinean los productos producidos, se reciben la importación de crudo, productos limpios y oscuros, se prepara los productos finales para las ventas diarias y los tanques para bombeo por el Poliducto y las ventas a los barcos de "IFOS" (producto especial preparado). Dirigido por un supervisor, asistente del supervisor y cuatro operadores de área de tanques.

- **Área Ingeniería de Procesos.**

La responsabilidad de esta área es velar por la operabilidad del proceso, estadísticas y control de las diferentes unidades y secciones. Está a cargo de seis ingenieros distribuidos en cada unidad.

Dentro de los principales objetivos del departamento se encuentra el velar por la operación continúa dentro de un marco del buen funcionamiento, con seguridad de las instalaciones, coordinando con el Departamento de Mantenimiento el funcionamiento preventivo, correctivo y productivo para garantizarnos la operatividad. Los paros programados de planta para el mantenimiento de la planta se planifican cada año en coordinación con la Dirección de Operaciones, el Departamento de Mantenimiento y la Gerencia de Refinación.

3- GENERALIDADES DE LA EMPRESA

Recope es una empresa pública que se nacionalizó en el año 1974. Mi carrera en esta empresa inicia en el año 1965, con una planta pequeña procesando a una razón de 5.000 a 8.000 barriles de crudo por día. En el año 1985 se me asciende a Jefe de Departamento de Procesos de Refinación; para esta época poseía basta experiencia en el manejo de la Refinería y en el mercado de los productos refinados.

Aproximadamente en el mismo periodo que empiezo mi labor como jefe, se inician las etapas de ampliación de las instalaciones que se tenían, entre las mejoras que se incorporan están entre otras las siguientes:

- En la unidad de crudo, que es la unidad primara, se incrementa el volumen a procesar que pasa de 8.000 barriles diarios a 15.000 barriles diarios, además se cambia el horno y se instalan más trenes de intercambiadores.

- En la unidad de vacío, se cambió el horno para ampliar su capacidad de producción, esta unidad es la responsable de la producción de cemento asfáltico.
- En la unidad de platformado, unidad que convierte la nafta virgen en gasolina de alto octanaje, se cambió el tipo de catalítico por uno más moderno.
- En la unidad de destilado se cambiaron los dos hornos.

4- PLAN DE CAPACITACIÓN

Durante mi labor en coordinación con el Departamento de Capacitación se logra concretar programas de capacitación en el exterior para algunos ingenieros de procesos de la refinería en: Uruguay, Venezuela, Colombia, México y Estados Unidos, logrando en primera instancia solventar debilidades operativas y contar con personal calificado.

Además de lo anterior, se logró que todos los años dos funcionarios de procesos participaran en el curso de combate de incendios en Houston Texas, USA, lo anterior porque la empresa está convencida que los operadores y el resto del personal de turno es la primera respuesta a un evento de esta naturaleza dentro de las instalaciones y necesitan estar capacitados para poderlo manejar de la mejor forma.

El personal profesional en los paros de planta participa activamente en dar entrenamiento técnico y práctico de todas las unidades de la planta de proceso a los colaboradores del área de procesos, con el objeto de actualizar conocimientos.

5- PROYECTOS

Entre los proyectos que se hicieron realidades antes del año 1998, fueron:

- Se amplía la operación de la planta de 15.000 barriles diarios a 25.000 barriles diarios.
- Se cambian las bombas de enfriamiento llamado "ZP", esto viene a ayudar en gran medida el sistema de enfriamiento de los productos.
- En el año 1996 se eliminó el plomo de la gasolina, lo anterior disminuye considerablemente la contaminación ambiental ayudando por consiguiente a disminuir la aparición del cáncer pulmonar en gran parte a los costarricenses.
- Para el año 1977 se bajó el contenido de azufre en el diesel de 10.000 PPM a 5.000 PPM. Lo anterior ayuda también grandemente a la salud pública.
- Con el objeto de disminuir los residuos de hidrocarburos en las diferentes unidades, se instaló un recolector de residuos (API) nuevo en la parte de proceso, así mismo se han instalado acumuladores con sus respectivas bombas, lo anterior ayuda a que el recolector de desechos sea más flexible en su manejo de recolección.

6- PARO DE PLANTA DE PROCESO EN EL AÑO 1998

En este año se inició la construcción de la primera etapa de la ampliación y modernización de la Refinería, que eleva la capacidad de carga a 25.000 barriles diarios y además se incorpora el Sistema de Control Automático Electrónico.

Durante el año 1998 hasta el 2001 se realiza una labor de capacitación de todo el personal en todas las unidades como la de crudo, craqueo térmico, concentración de gases, platformado; así como también se prepara a los colaboradores en el gran cambio de pasar de control neumático a control electrónico en el nuevo cuarto de control, lo anterior fue bastante laborioso. En estos tres años el grueso de los operadores participo del entrenamiento impartido por los instructores españoles que habían ganado la licitación de la modernización de la planta, además otro grupo de operadores se unió al grupo de mantenimiento ayudando a los cambios e instalación de las estructuras.

Se inicia en el año 2001, el arranque de las distintas unidades empezando por la más importante. Los primeros meses fueron difíciles ya que el personal debía adaptarse a los nuevos sistemas en especial al Cuarto de Control.

Después de seis meses ya se tenía el control y el personal había logrado experiencia en todos los equipos. Este año 2001 termina bastante bien en la parte operativa ya que al finalizar se estaba sobre el punto de equilibrio.

7- AÑOS POSTERIOR AL 2002

- **2002** El año 2002 fue año de cambio de gobierno y por consiguiente cambio de Junta Directiva de la Institución. Se sigue operando

normalmente, excepto la unidad de platformado, lo anterior porque se le había cambiado el compresor de hidrógeno por uno centrífugo y dio mucho problema de estabilidad. Para el año 2003 la administración logró bajar el porcentaje de azufre en el diesel a 500 PPM, el cual fue de gran impacto para Costa Rica, posterior a eso se logra arrancar la unidad de platformado con el compresor original logrando también poner en funcionamiento la unidad de destilado.

Posterior a eso se logra traer crudos más dulces, esto permite realizar una corrida con diesel producido en la unidad de crudo a la unidad de destilado logrando bajar el azufre de 1.700 PPM a 500 PPM, con lo anterior se abren otras alternativas para lo que viniese después.

- **2010** También se tiene la oportunidad de hacer un experimento con un lote de aceite vegetal virgen introduciéndolo en la unidad de craqueo térmico con la intención de bajar el porcentaje de azufre en el diesel, no se logró el objetivo por una serie de problemas que dio la unidad.

8- GESTION AMBIENTAL EN EL DEPARTAMENTO DE PROCESO

La planta refinadora cuenta con un sistema de aguas industriales abierto con un caudal promedio de 65000 m³/ día. Esta agua alimenta los sistemas de enfriamiento, calderas y la torre de vacío.

En los últimos 10 años, el Estado Costarricense ha legislado para dar ordenamiento jurídico para preservar el ambiente, la flora, la fauna y el entorno de los trabajadores.

Un programa de Gestión Ambiental en el Departamento de Proceso fue necesario implementar, ello especialmente con motivo terremoto ocurrido en Limón en el año 1991. Se desglosan a continuación algunas mejoras con respecto a este punto.

- La puesta en funcionamiento de una red de separación de aguas oleaginosas provenientes de diques de tanques y aguas pluviales se puso en marcha.
- Una planta procesadora de aguas industriales de 10 000 GPM y 3000 GPM, se pusieron en funcionamiento, en éstos sistemas se acondicionaron, tambores oleofilicos, sistemas de recolección de hidrocarburos provistos cuerdas oleofilicas, biotratamiento de lodos impregnados con hidrocarburos, un sistema de monitoreo de parámetros físico-químicos se implementó a fin de dar cumplimiento del Decreto ejecutivo N° 27000 sobre la Reglamentación para el manejo y Disposición Final de Residuos Peligrosos.
- Se implementó un centro de acopio temporal y tratamiento de residuos contaminados con hidrocarburos y otros materiales peligrosos en Finca Sandoval. Así mismo se desmanteló y dio tratamiento industrial a los desechos generados en la planta dosificadora de tetraetilo de plomo, en cumplimiento del Decreto, que prohibía el uso de esa sustancia.

- Por último se puso en funcionamiento un sistema de monitoreo de emisiones de gases invernadero, eficiencia combustión y ahorro de combustible en la planta.

Estas acciones permitieron obtener un nuevo Permiso de Funcionamiento por parte del Ministerio de Salud con motivo de la ampliación de capacidad de refinación de la planta.

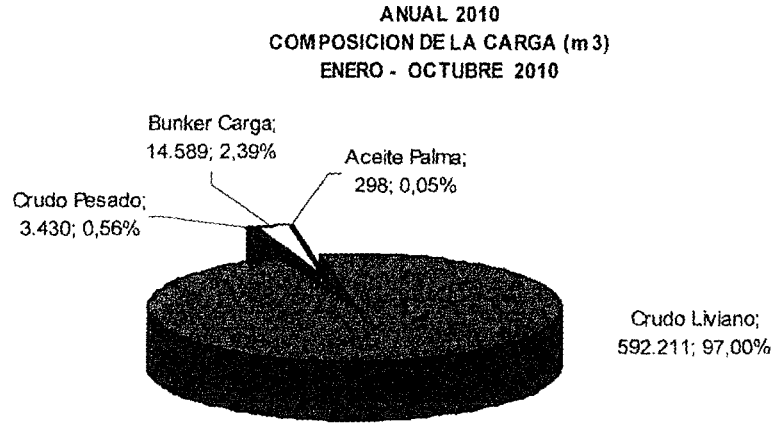
9- BALANCE DEL AÑO 2010

Con la ayuda de Control de Producción se introduce el informe del balance operativo del año 2010, lo anterior como ejemplo del estricto control de producción que se lleva mes a mes en el departamento.

I- INFORME DE CARGA Y PRODUCCIÓN ANUAL

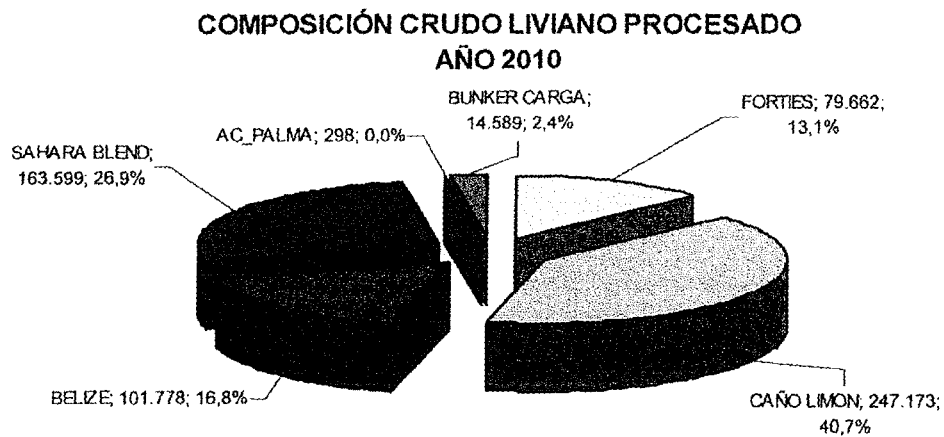
- El acumulado de lo procesado en el 2010, corresponde a los meses de enero a octubre, ya que de noviembre a diciembre la planta estuvo en paro programado por mantenimiento. El total procesado fue de 610 529 m³ (3 840 109 bbls) de carga, representando un 97.0 % de crudo liviano, 2.39 % de bunker, 0.6% de crudo pesado y 0.05% de aceite de palma. (Gráfico N° 1).

Gráfico N° 1



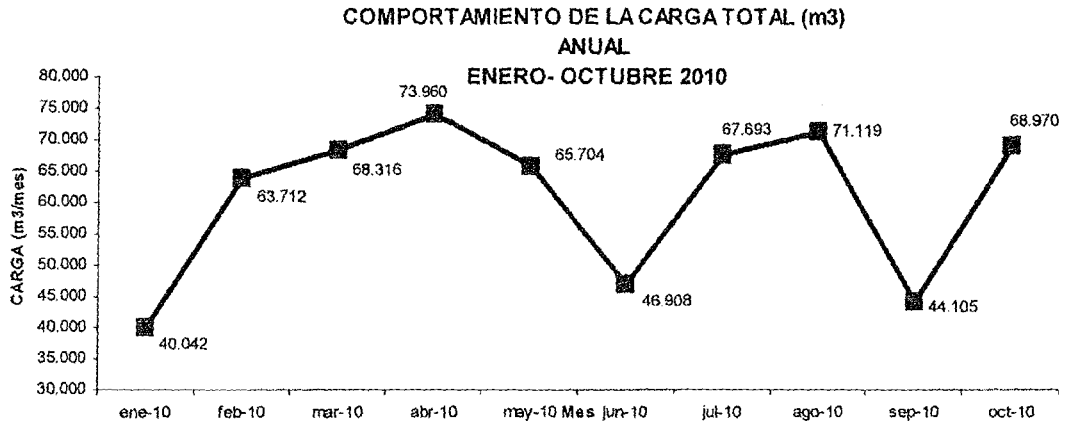
- La composición acumulada aproximada del coctel de carga procesada a la unidad de crudo y TC (607 099 m3) en el año 2010 fue en orden descendente: 40.7% Caño Limón, 27.0% Sahara Blend, 16.8% Belize, 13.1% Forties, 2.4% Bunker y 0.05% Aceite Palma. (Gráfico N° 2).

Gráfico N° 2



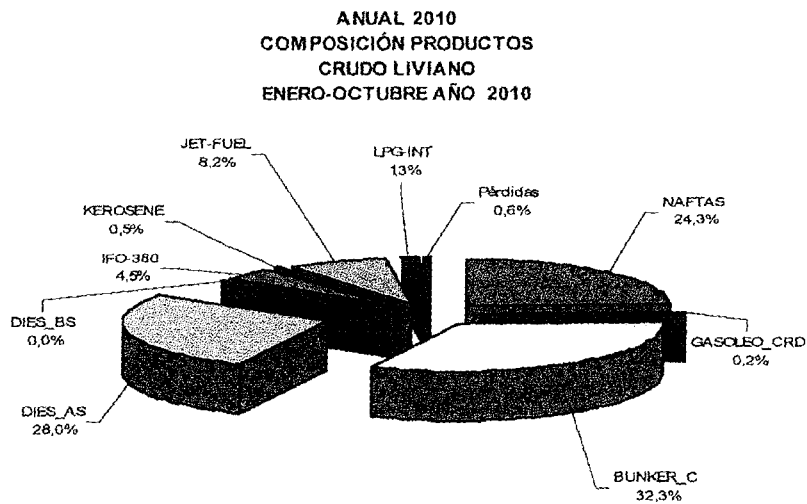
El comportamiento de la carga total en el transcurso de este periodo a sido variable, presentando crecimiento de enero a abril, iniciando el mes de enero de 40 041 m³ y llegando a abril a procesar 73 960 m³, lo anterior representó un aumento de 84.7% con respecto al mes de enero, a partir del mes de abril la carga presentó una disminución hasta llegar a junio a 46 908 m³, luego de junio a agosto la carga presentó un crecimiento de 51.6% llegando al mes de agosto a procesar un total de 71 119 m³, el cual representó un aumento 5% con respecto al mes de julio 2010. Para el mes de setiembre la carga bajó un 38%, llegando a 44 105 m³. El mes de octubre presentó un crecimiento de 56.4% con respecto al mes de setiembre llegando a 68 970 m³. (Gráfico N° 3).

Gráfico N° 3



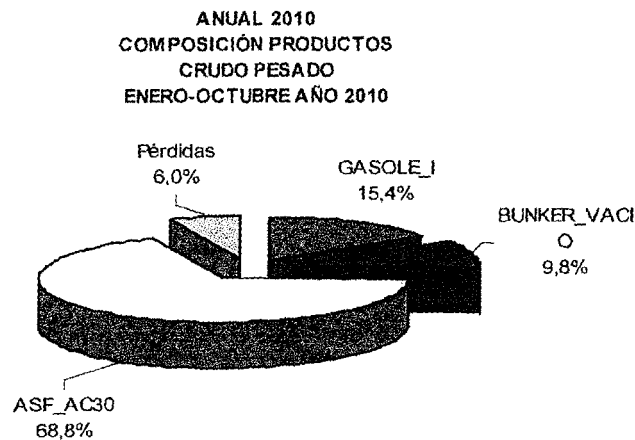
La composición obtenida en crudo de acuerdo a tanques se muestra en el gráfico N° 4, donde los mayores rendimientos fueron: bunker e IFO-380 con 36.8%, diesel con 28.0 % y naftas con 24.3 %.

Gráfico N° 4



- La composición obtenida del crudo pesado de acuerdo a tanques se muestra en el gráfico N° 5, donde los mayores rendimientos fueron asfalto con 68% y gasoleo_I con 16%.

Gráfico N° 5



II. FACTORES SERVICIO CAPACIDAD Y NATURALEZA DE PAROS

Para evaluar la capacidad procesada de la Refinería se han definido tres factores, los cuales son:

El factor servicio, que es el índice que mide el número de horas realmente trabajadas entre el número de horas programadas. En este factor el denominador de horas programadas son estrictamente las horas que se planeó el funcionamiento de la planta, las cuales corresponden al total de horas del mes eliminándose aquellas horas que por diferentes causas la unidad no puede estar en servicio tales como: horas de paro programado, horas por falta de materia prima, horas de regeneración de catalizadores y horas de decoquización y horas por falta de almacenamiento de productos. El factor servicio toma en cuenta el total de horas programadas como denominador ya que es la mínima unidad, en vista de que durante arranques y paros solamente se puede trabajar algunas horas durante el día, por tanto es la base estándar para valorar índices y tenerlos siempre bajo un mismo nivel de comparación entre diferentes períodos.

El factor de capacidad instalada mide la producción respecto a la capacidad de diseño de la planta, la cual es para la unidad atmosférica (crudo liviano) de 4000 m³ y para la unidad de vacío (crudo pesado) 190 m³. La capacidad de operación del período toma en cuenta la carga procesada en la unidad respecto a la proporción de número de días según las horas trabajadas, para obtener el factor se divide esta capacidad entre la capacidad de diseño. Sin embargo este índice no tiene un valor práctico ya que no considera la carga máxima de crudo que es posible procesar de manera integral, es decir, sin producir un cuello de botella en las unidades corriente abajo de la destilación atmosférica.

En vista de factores económicos, técnicos y logísticos tales como capacidad de almacenamiento, precio de crudos, disponibilidad de crudos óptimos, rentabilidad, etc., se ha incorporado un factor que refleje realmente el contorno actual, este factor toma en cuenta la capacidad que podríamos tener y mantener en forma sostenida, este factor se llama factor integral. Este se define como la capacidad procesada en un período determinado llevado a una base diaria entre

una capacidad de consenso para cada una de las unidades, para la unidad de destilación atmosférica esta capacidad es de 2700 m³ y para la unidad de vacío 160 m³.

- **Unidad de Destilación Atmosférica**

Al cuarto trimestre acumulado del año 2010 la unidad de destilación atmosférica procesa un total de 606 799 m³ de crudo liviano. La operación de la unidad se ve afectada principalmente por reparaciones en el precalentador y reparación de fugas en el horno CH-2002 (4.5%), fallas en la tarjeta del sistema FSC del DCS (0.3%) y por problemas de suministros de vapor y fallas eléctricas del ICE un 1.2%; además se presentó un paro programado de 619 horas por mantenimiento de intercambiadores CE-2002AB y CE-2016 y el paro programado de noviembre y diciembre por mantenimiento de planta el cual fue de 1 534 horas. El factor servicio fue de 0.939, el factor de capacidad instalado fue de 0.587 y el de capacidad integral 0.870. (Cuadro N° 1 y Gráfico N° 6).

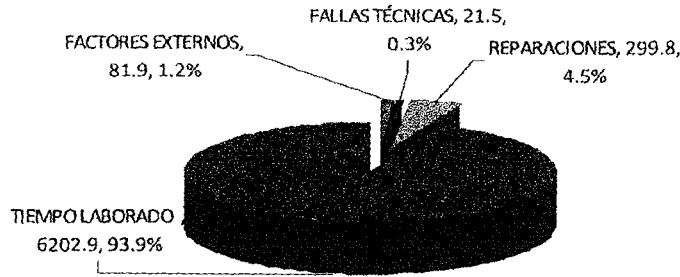
En este año se utilizó una dieta de crudos bastante variada incluyendo Sahara Blend, Caño Limón, Belize Light y el crudo Forties. Este último se trató con depresantes de pour point para ver su viabilidad así como la de otros crudos con puntos de fluidez más altos principalmente los africanos.

Cuadro N° 1
 FACTOR SERVICIO Y CAPACIDAD UNIDAD ATMOSFÉRICA
 AÑO 2010

	ene-10	feb-10	mar-10	abr-10	may-10	jun-10	jul-10	ago-10	sep-10	oct-10	nov-10	dic-10	ANUAL
CARGA PROCESADA (M3)	38692	63287	68316	73960	66704	46907,7	67692	71119	42471	68650	0	0	606799
FACTOR SERVICIO	0,934	1,000	0,988	1,000	0,982	1,000	0,982	0,929	0,605	1,000	F.S	F.S	0,939
FACTOR CAPACIDAD INSTALADO	0,537	0,565	0,558	0,616	0,591	0,631	0,556	0,617	0,585	0,611	F.S	F.S	0,587
FACTOR CAPACIDAD INTEGRAL	0,796	0,837	0,826	0,913	0,876	0,935	0,824	0,916	0,867	0,906	F.S	F.S	0,870

Gráfico N° 6

**CAUSAS DE PARO DE UNIDAD ATMOSFERICA
ENERO-DICIEMBRE 2010
(Horas,%)**



• **Unidad de Gascón**

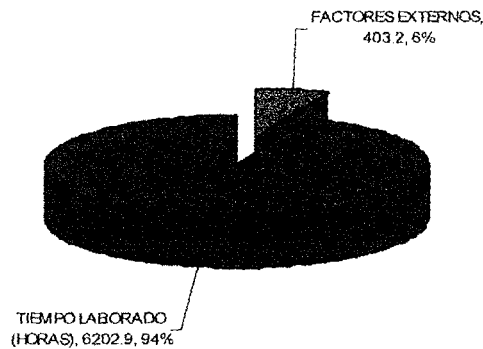
El acumulado al cuarto trimestre del año 2010 la unidad de gascón procesa un total de 126 302 m³ de nafta y lpg. La operación de la unidad se ve afectada por factores externos a ella (6.1%) debido principalmente a trabajos en el precalentador y falla en unidad de crudo (285 horas) por fuga en tubo del horno CH-2002; además se presentó un paro programado de 620 horas por mantenimiento de intercambiadores CE-2002AB y CE-2016. Los meses de noviembre y diciembre la unidad está fuera de servicio por paro por mantenimiento programado de la planta. El factor servicio fue de 0.939, el factor de capacidad instalado fue de 1.029 y el de capacidad integral 1.029. (Cuadro N° 2 y Gráfico N° 7).

Cuadro N° 2
FACTOR SERVICIO Y CAPACIDAD UNIDAD GASCON
AÑO 2010

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
CARGA PROCESADA (M3)	10502	18443	16545	14810	10431	7067	15464	11156	9208	12688	F.S	F.S	126302
FACTOR SERVICIO	0,934	1,000	0,988	1,000	0,982	1,000	0,982	0,929	0,605	1,000	F.S	F.S	0,939
FACTOR CAPACIDAD INSTALADO	1,228	1,387	1,137	1,039	0,790	0,799	1,070	0,816	1,068	0,952	F.S	F.S	1,029
FACTOR CAPACIDAD INTEGRAL	1,228	1,387	1,137	1,039	0,790	0,799	1,070	0,816	1,088	0,952	F.S	F.S	1,029

Gráfico N° 7

CAUSAS DE PARO DE UNIDAD DE GASCON
ENERO- DICIEMBRE 2010 (Horas,%)



• **Unidad de Platformado**

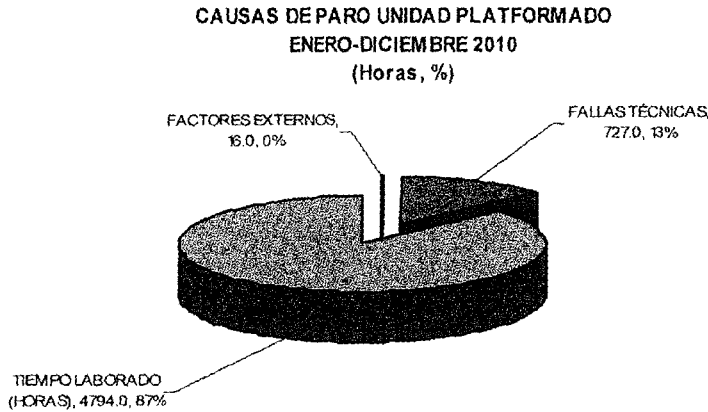
Esta unidad procesó en el periodo analizado un total de 35 785 m³ en un total de 4 794 horas de las 5 537 horas programadas. Se tuvo un paro programado de 3 199 horas, de las cuales 1 645 horas fueron a consecuencia de limpieza de enfriadores de la planta y otras reparaciones y el restante por paro de planta para mantenimiento. La operación de la unidad se ve afectada por fallas externas que fueron causadas por daños en cables eléctricos (0.3%) y fallas técnicas a consecuencia de daño en PE-310, falla en la caldera de la planta y perforación de tubos en el horno CH-2002 (13.1%). El factor servicio fue de 0.866, el factor de

capacidad instalado de 0.938 igual al factor capacidad integral. (Cuadro N° 3 y Gráfico N° 8).

Cuadro N° 3
FACTOR SERVICIO Y CAPACIDAD UNIDAD PLATFORMADO
AÑO 2010

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
CARGA PROCESADA (M3)	1247	5639	1020	3057	5636	2197	6011	4587	2617	4974	0	0	35.786
FACTOR SERVICIO	1,000	0,933	0,270	1,000	1,000	1,000	0,986	0,342	0,616	1,000	1,000	1,000	0,866
FACTOR CAPACIDAD INSTALADO	0,933	1,062	1,034	0,910	1,031	0,914	0,869	0,860	0,862	0,566	0,000	0,000	0,938
FACTOR CAPACIDAD INTEGRAL	0,933	1,062	1,034	0,910	1,031	0,914	0,869	0,860	0,862	0,566	0,000	0,000	0,938

Gráfico N° 8



• **Unidad Hidrotatadora de Destilados Medios**

En este periodo esta unidad tiene una carga total de 55 454 m3 procesados en un tiempo laborado de 4 307 horas de 4 854 horas programadas. La operación de la unidad se ve afectada por factores externos (1.1%) que fueron causados por daños en cables eléctricos, también se presentaron fallas técnicas (10.2%) a consecuencia de fallas en la caldera de la planta y perforación de tubos en el horno CH_2002. El total de paros programados por un total de 3 882 horas distribuidos de esta forma, 624 por limpieza de

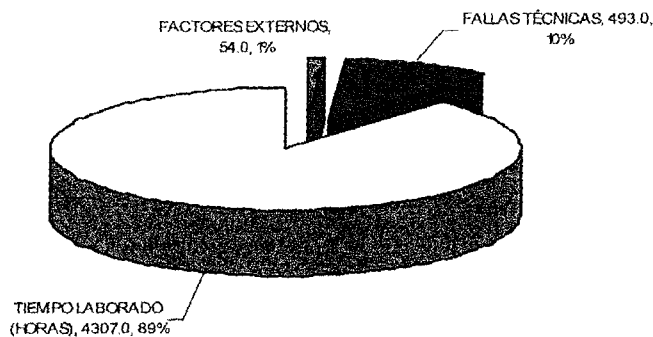
los enfriadores de la planta y otras reparaciones, 1 675 horas por paro en otras unidades y 1 589 horas por paro programado por mantenimiento de finales de octubre a diciembre. El factor servicio fue de 0.887, el factor de capacidad instalado e integral fue de 0.883. (Cuadro N° 4 y Gráfico N° 9).

Cuadro N° 4
FACTOR SERVICIO Y CAPACIDAD UNIDAD DESTILADOS
AÑO 2010

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
CARGA PROCESADA (M3)	1604,91	8767,99	1684,19	5103	6609	3661	8432	7776	4012	7906	0	0	66464,09
FACTOR SERVICIO	1,000	0,967	1,000	1,000	1,000	1,000	0,967	0,866	0,460	1,000	1,000	1,000	0,887
FACTOR CAPACIDAD INSTALADO	0,917	0,924	0,937	0,983	0,998	0,910	0,812	0,866	0,831	0,867	0,000	0,000	0,883
FACTOR CAPACIDAD INTEGRAL	0,917	0,924	0,937	0,983	0,998	0,910	0,812	0,866	0,831	0,867	0,000	0,000	0,883

Gráfico N° 9

CAUSAS DE PARO DE UNIDAD DESTILADOS MEDIOS
ENERO-DICIEMBRE 2010
(HORAS,%)



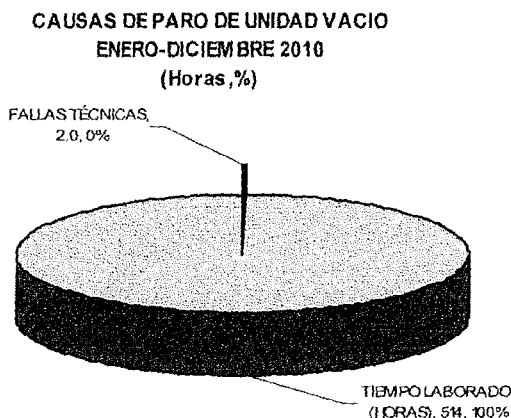
- Unidad de Destilado al Vacío

La unidad de vacío trabaja 514 horas de un total de 516 horas programadas con una carga total de 3 590 m³. En este periodo la unidad presenta un total de 7980 horas por paro programado y falta de materia prima lo anterior en su mayoría porque no se adquirió crudo pesado por baja rentabilidad de la unidad. La unidad presenta una falla técnica por problemas en la caldera el mes de setiembre por un periodo de dos horas. El factor servicio fue de 0.996, el factor de capacidad instalado e integral fue de 0.883. (Cuadro N° 5 y Gráfico N° 10).

Cuadro N° 5
FACTOR SERVICIO Y CAPACIDAD UNIDAD VACÍO
AÑO 2010

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
CARGA PROCESADA (M3)	1366	464	0	0	0	0	0	0	1682	78	0	0	3590
FACTOR SERVICIO	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,992	1,000	1,000	1,000	0,996
FACTOR CAPACIDAD INSTALADO	0,899	0,862	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,867	1,232	0,000	0,000	0,883
FACTOR CAPACIDAD INTEGRAL	0,899	0,862	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,867	1,232	0,000	0,000	0,883

Gráfico N° 10



- **Unidad Viscorreductora**

La unidad viscorreductora, arranca el mes de julio del 2010, ya que este año continuó la reconstrucción del horno TH-101 y además se adecuo la unidad para

poder dosificar aceite vegetal junto con la carga de la unidad por lo que de enero a junio estuvo fuera de servicio. En este periodo esta unidad tiene una carga total de 43 875 m3. La operación de la unidad se ve afectada por factores externos (7.8%) que fueron causados por falta de bunker en la unidad de crudo y por fallas en suministro de vapor, también se presentaron reparaciones por fallas internas como fuga en línea de tope de la TV-102 y fuga en la línea de aceite de palma, además de corrosión de la torre (17.6%). Así mismo se da un paro de 440 horas (18.6%) por falta de materia prima (bunker) y falla externas por el horno CH-2002 en la unidad de crudo. El mes de noviembre y diciembre la unidad está fuera de servicio por paro por mantenimiento programado de la planta. El factor servicio fue de 0.559, el factor de capacidad instalado fue de 0.771 y el factor capacidad integral fue de 0.835. (Cuadro N° 6 y Gráfico N° 11).

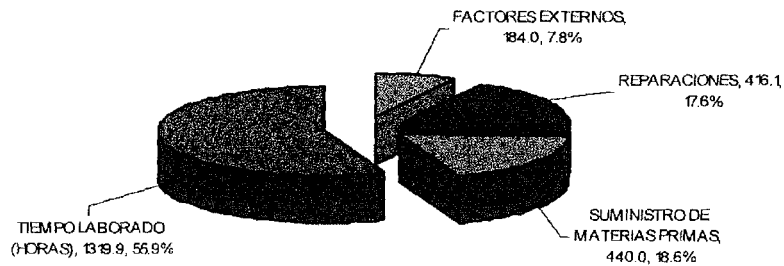
En Agosto y Octubre se comenzó a mezclar pequeñas cantidades de aceite de Palma (aprox 4%) y dio como resultado un incremento en los costos por aminas, acidez de los topes de la torre de visbreaker y aglutinamiento de los residuos de fondo de la torre de Visbreaker. Actualmente se está en espera de su utilización en planta.

Cuadro N° 6
FACTOR SERVICIO Y CAPACIDAD UNIDAD VISCORREDUCTORA
AÑO 2010

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ANUAL
CARGA PROCESADA (M3)	0	0	0	0	0	0	5067	19090	6400	13318	0	0	43875
FACTOR SERVICIO	F.S	F.S	F.S	F.S	F.S	F.S	1,000	0,733	0,267	0,679	F.S	F.S	0,559
FACTOR CAPACIDAD INSTALADA	F.S	F.S	F.S	F.S	F.S	F.S	0,773	0,812	0,773	0,717	F.S	F.S	0,771
FACTOR CAPACIDAD INTEGRAL	F.S	F.S	F.S	F.S	F.S	F.S	0,838	0,880	0,838	0,777	F.S	F.S	0,835

Gráfico N° 11

**CAUSAS DE PARO DE UNIDAD DE VISCORREDUCTORA
ENERO- DICIEMBRE 2010 (Horas,%)**



III. MARGEN DE REFINACIÓN BRUTO

Mensual

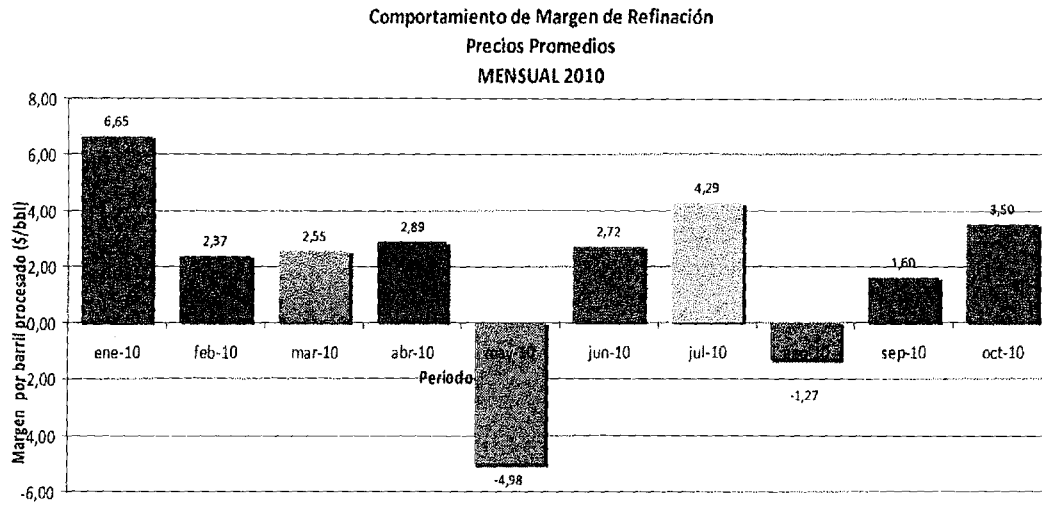
El cuadro N° 7 y el gráfico N° 12 muestran el resumen del comportamiento del margen de refinación en lo que va del año 2010. El diferencial entre los productos y los crudos inició el mes de enero con un margen de 6.65\$/bbl, los meses de febrero a abril se mantuvo en un comportamiento muy constante tendiendo al crecimiento paulatino de 2.37 \$/bbl en febrero y llegando a abril a 2.89 \$/bbl. El mes de mayo, presentó una disminución considerable con respecto al mes de abril, ya que bajó a -4.98\$/bbl. El mes de julio llegó a 4.29/bbl, lo anterior representa un aumento de 57.7% con respecto al mes de junio con 2.72\$/bbl. Para el mes de agosto se presenta una disminución en el margen de refinación con respecto al mes de julio de 6.03\$/bbl, ya que bajó a -1.74\$/bbl. El mes de setiembre tiene un crecimiento de 2.87\$/bbl con respecto al mes de agosto, ya que llegó a 1.60\$/bbls. Para el mes de octubre se presentó

un crecimiento de 1.9\$/bbl con respecto al mes de setiembre ya que llegó a 3.50\$/bbl.

Cuadro N° 7

Periodo	Margen de Refinación \$/bbl	Total Crudo Procesado bbls	Precios Ponderados de Crudos \$/bbl	Precio Ponderado de Productos \$/bbl	Participación del Crudo %	Participación Mensual de Margen de Refinación \$/bbl	Margen de Refinación Mensual \$
ene-10	6,65	251.856	76,88	83,53	6,56%	0,44	1.674.062
feb-10	2,37	400.735	78,50	80,87	10,44%	0,25	950.233
mar-10	2,55	429.693	81,52	84,18	11,19%	0,29	1.097.866
abr-10	2,89	465.195	84,15	87,04	12,11%	0,35	1.344.380
may-10	-4,98	413.268	83,91	78,93	10,76%	-0,54	-2.057.730
jun-10	2,72	295.040	76,46	79,18	7,68%	0,21	803.473
jul-10	4,29	425.773	75,27	79,56	11,09%	0,48	1.825.551
ago-10	-1,27	447.323	79,72	78,45	11,65%	-0,15	-570.190
sep-10	1,60	277.415	79,53	81,13	7,22%	0,12	444.635
oct-10	3,50	433.810	82,06	85,56	11,30%	0,40	1.519.163
		3.840.109	70,84	81,94	100,00%	1,83	7.031.462

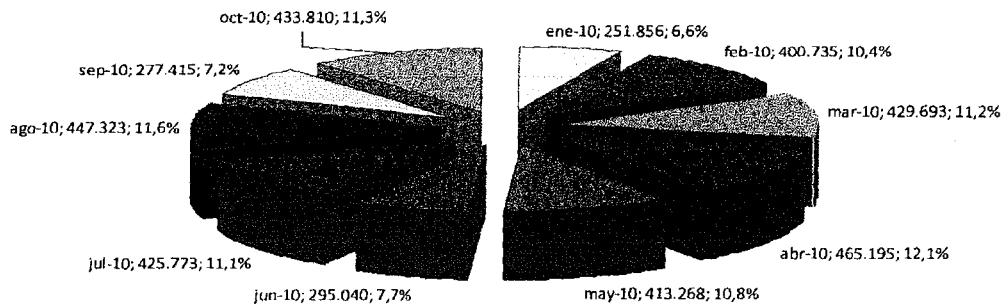
Gráfico N° 12



El total de volumen de crudo procesado de enero a octubre 2010 fue de 3 840 109 barriles, la mayor participación fue en el mes de abril con un 12.1% con respecto al total. (Gráfico N° 13)

Gráfico N° 13

Comportamiento de Volumen Procesado por Mes
Barriles
Enero - Octubre 2010



El cuadro N° 8 y gráfico N° 14, muestra el resumen del comportamiento mensual de los precios promedio ponderados de los productos y los precios de los crudos en el año.

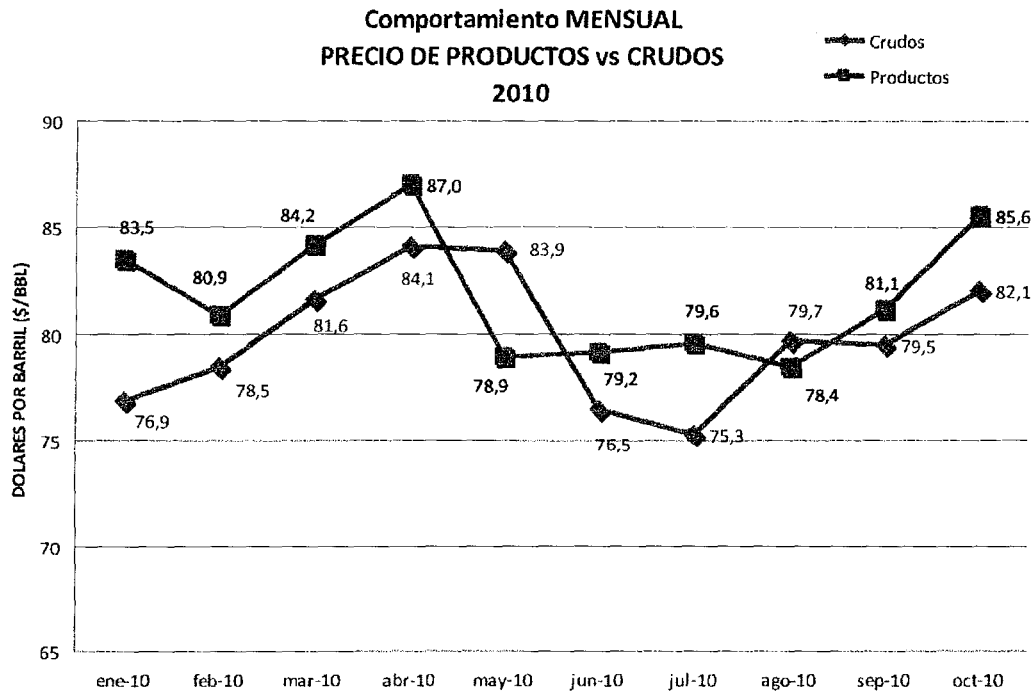
En lo que respecta a los precios ponderados de los productos se observa en forma puntual en lo que va del año 2010, que estos decrecieron en un 3.2% de enero con 83.53\$/bbl a febrero con 80.87\$/bbl, se inicia un crecimiento a partir de este mes llegando a abril a 87.04\$/bbl, representando lo anterior un 7.6% de aumento con respecto a febrero. De abril a mayo, los precios de los productos tuvieron un cambio negativo de 9.3% ya que pasó de 87.04\$/bbl en abril a 78.93\$/bbl en mayo. De mayo a julio (79.56\$/bbl) los precios han presentado un leve crecimiento de un 0.8% con respecto a mayo. Los precios de los productos en agosto presentaron una disminución de un 1.3% con respecto al mes de julio. Para el mes de setiembre, los precios subieron en un 3.4% con respecto al mes de agosto llegando a 81.13\$/bbl. En el mes de octubre los precios de los productos crecieron un 5.4% con respecto al mes de setiembre ya que llegaron a 81.13\$/bbl.

En lo que respecta a los precios promedio ponderado de los crudos procesados, se observa un crecimiento de enero a abril respectivamente de 76.88 \$/bbl a 84.15 \$/bbl, representando lo anterior un aumento de 9.5% con respecto a enero. De abril a julio el precio de los crudos presentó un comportamiento a la baja, llegando a julio a 75.27\$/bbl representando lo anterior un 10.6% con respecto a abril. En agosto los precios de los crudos presentaron un crecimiento con respecto al mes de julio de un 6.5%. El mes de setiembre el precio ponderado de los crudos bajó en un 0.2% llegando a 79.53\$/bbl. Para el mes de octubre los precios de los crudos subieron a 82.06\$/bbl lo que representó un 3.2% con respecto al mes de setiembre.

Cuadro N° 8
 Precio promedio ponderado de los
 crudos y productos 2010

	Precio Crudos	Precio Prom. Productos
ene-10	76,88	83,53
feb-10	78,50	80,87
mar-10	81,62	84,18
abr-10	84,15	87,04
may-10	83,91	78,93
jun-10	76,46	79,18
jul-10	75,27	79,56
ago-10	79,72	78,45
sep-10	79,53	81,13
oct-10	82,06	85,56

Gráfico N° 14



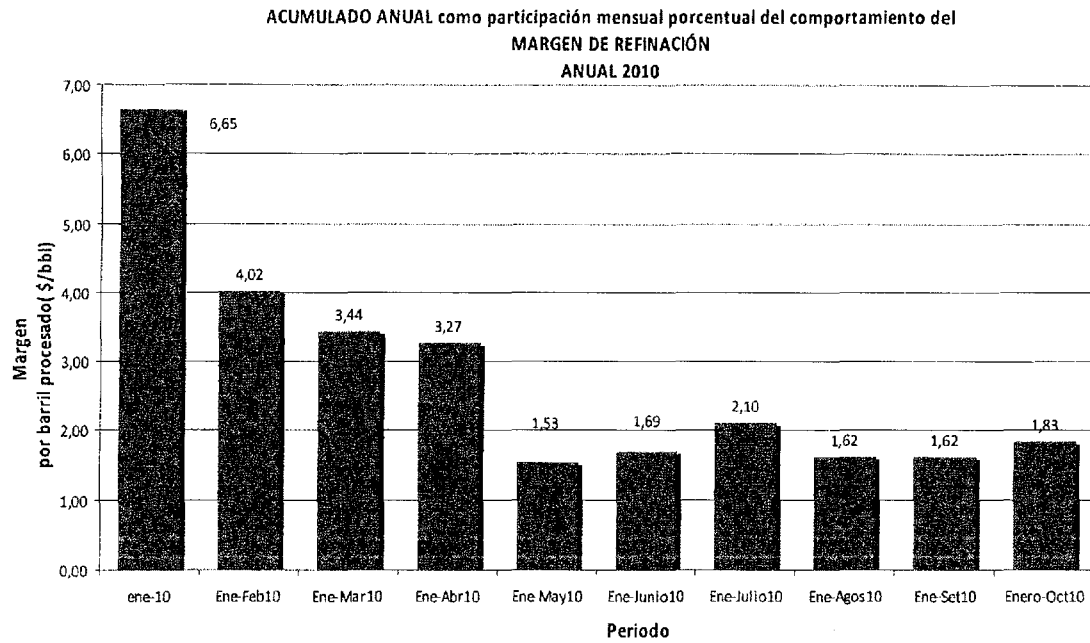
Anual

El cuadro N° 9 y gráfico N°15, muestra el comportamiento acumulado del margen bruto para cada uno de los períodos estudiados, este se calcula ponderando la participación mensual volumétrica por el ahorro de cada mes, obteniéndose para el periodo analizado de enero a octubre del año 2010 con un volumen procesado acumulado de crudo liviano, crudo pesado, bunker y aceite de palma de 3 840 109 barriles con un diferencial de 1.83\$/barril, el cual representó un ahorro aproximado de \$ 7.03 millones esto sin disminuir los costos fijos.

Cuadro N° 9

	Margen de Refinación Acumulado	Total de Crudo Procesado Acumulado	Margen de Refinación Acumulado
Periodo	\$/bbl	barriles	\$
ene-10	6,65	251.856	1.674.082
Ene-Feb10	4,02	652.591	2.624.315
Ene-Mar10	3,44	1.082.284	3.722.181
Ene-Abr10	3,27	1.547.479	5.066.562
Ene-May10	1,53	1.960.747	3.008.831
Ene-Junio10	1,69	2.255.788	3.812.304
Ene-Julio10	2,10	2.681.561	5.637.855
Ene-Agos10	1,62	3.128.884	5.067.664
Ene-Set10	1,62	3.406.298	5.512.299
Enero-Oct10	1,83	3.840.109	7.031.462

Gráfico N° 15



IV. RESULTADOS DE ANALISIS DE CALIDAD

Los resultados de los análisis de octanaje promedios obtenidos en la gasolina Plus 91 y la gasolina super, así como también los análisis de masa de azufre de las gasolinas, diesel, diesel_ICE y bunker de enero a diciembre del año 2010, se muestran en el cuadro N° 10.

Cuadro N° 10
RESULTADOS DE ANÁLISIS DE CALIDAD
AÑO 2010

OCTANAJE	Promedio	Mínimo	Máximo	Límite de NORMA
Gasolina Plus 91	91,85	90,80	93,80	91,00
Gasolina Super	95,81	95,20	96,70	95,00
FRACCION DE MASA DE AZUFRE	Promedio	Mínimo	Máximo	Límite de NORMA
Gasolina Plus 91	0,02%	0,01%	0,10%	0,10%
Gasolina Super	0,02%	0,01%	0,05%	0,10%
Diesel	0,04%	0,01%	0,05%	0,05%
Diesel_ICE	0,28%	0,13%	0,46%	0,50%
Bunker	1,11%	0,76%	2,03%	3,00%

Información: Laboratorio de Control de Calidad

V. PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN CON RESPECTO AL TOTAL DEMANDA NACIONAL

- De acuerdo a la formula de:

Volumen total de productos refinados/volumen total de ventas nacionales de * 100.

El objetivo de este indicador es mostrar la participación del total de producto refinado con respecto al total vendido nacionalmente, por lo que se calcula con los volúmenes totales de producción de todos los productos restando el total de volumen exportado contra la demanda nacional total de productos en el total de meses del año. Como se comentó anteriormente los meses de noviembre y diciembre no hay producción por paro por mantenimiento programado.

Del cuadro N° 11 se desprende que dentro del período analizado este factor fue de 17.6 %.

Cuadro N° 11
INDICADOR DE PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN TOTAL EN
VOLUMEN TOTAL DE VENTAS NACIONALES

	ene-10	feb-10	mar-10	abr-10	may-10	jun-10	jul-10	ago-10	sep-10	oct-10	nov-10	dic-10	Total
PRODUCCION TOTAL	39.642	63.013	68.292	73.884	65.163	46.727	67.250	70.624	44.090	68.196			606.879
EXPORTACION TOTAL	31.596		14.905	32.681					20.034				99.216
DEMANDA TOTAL	225.860	242.576	276.359	284.715	240.350	235.062	242.506	228.426	211.766	227.941	221.585	266.251	2.883.398
INDICADOR TOTAL	3,6%	26,0%	19,3%	15,6%	27,1%	19,9%	27,7%	30,9%	11,4%	29,9%			17,6%

Nota: Exportaciones, fuente informe de Dep. Operaciones Portuarias, Ventas nacionales, fuente Sistema de Facturación y Ventas SAP.

VI. VOLUMEN DESPACHADO PARA OLEODUCTO Y VENTAS

El cuadro N° 12 muestra el volumen despachado para oleoducto y ventas por producto de enero a diciembre 2010 en m³ corregidos a 15° C, con un gran total de 2 788 920 m³ (17.5 millones bbls).

Cuadro N° 12

Entregado a Dirección de Distribución

Producto	Total
L.P.G.	206.424
GASOLINA REGULAR	595.504
GASOLINA SUPER	344.439
AV-GAS	4.877
JET-FUEL	210.633
KEROSENE	3.901
DIESEL_BS	1.019.974
DIESEL-AS	153.489
BUNKER	148.655
ASFALTO AC-30	41.408
GASOLEO	6.334
NAFTA PESADA	340
IFO-380	52.942
TOTAL	2.788.920

10- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para finalizar durante estos 25 años que tuve la oportunidad de colaborar con esta noble institución en la jefatura de Procesos de Refinación, he acumulado una serie de experiencias laborales y personales que considero importante externarlas al igual extender mi agradecimiento a la Dirección de Operaciones y a la Gerencia de Refinación en donde siempre encontré un gran apoyo para mi gestión y a mis compañeros, tanto de la parte profesional como la parte técnica lo cual no hubiera sido posible alcanzar los logros y en especial, también al grupo de Mantenimiento, Oleoducto, Control de Calidad, Control de Producción y el Departamento de Ventas.

11- RECOMENDACIONES

- a. Debemos de apresurarnos a que nos faciliten por lo menos diez plazas para ir formando los operadores del área de tanque y áreas de procesos, hace más de dos años venimos insistiendo en ésta necesidad, ya que un grupo de operadores de vasta experiencia se nos han acogido a la pensión por edad y hemos tenido que recurrir al personal que actualmente tenemos generándonos durante el año 2010 gran cantidad de sobretiempos, ya que al final de este año por más de un mes logramos tener funcionando las seis unidades de proceso, con un gran esfuerzo del personal del Departamento de Mantenimiento, así como del Departamento de Procesos y lógicamente con el apoyo de la parte gerencial; pero esto no es conveniente para el personal y para la logística de la economía de gastos en horas extras.
- b. Además es importante agilizar la construcción de la torre de enfriamiento donde vamos a contar con un circuito cerrado que nos ayudará mucho con los enfriadores de las unidades, ya que al usar agua del río Moín estamos metiendo agua con sal del mar cuando el caudal del río está muy bajo, aumentando la corrosión en los equipos.
- c. Es importante que cuando se construya el horno de crudo nuevo, que sea reconstruido el horno viejo, para que en el futuro usarlo en paralelo con el nuevo o tenerlo como emergente o por qué no para aumentar la carga.

- d. Él generar corriente en un proceso complicado ajeno a refinar producto, sería bueno hacer un convenio con el ICE y si se va a comprar máquina con consumo de bunker que sean ellos los que la operen.

- e. La construcción de las esferas de LPG es prioridad, porque las tres que tenemos no nos da abasto, el consumo de LPG ha subido enormemente y en los últimos años hemos tenido problemas con las importaciones, es urgente construir una.