

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA QUIMICA Y MANUFACTURERA



Informe Técnico

**PARA LA OBTENCION DEL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO QUIMICO**

Presentando Por:

Walter Negrón Freitas

Promoción 80-II

**Lima-Perú
1996**

ÍNDICE

	Pág.
A. El Organo Empresarial	4
B. Relación Profesional-Empleador	4
C. Trabajo Profesional desarrollado	5
1. Cargo desempeñado	6
2. Funciones asignadas al cargo desempeñado	6
2.1 Supervisión operativa	6
a) Calidad de los productos	7
b) Condiciones de operación	7
c) Funcionamiento de los equipos	8
d) Cumplimiento del Programa	9
e) Cumplimiento de directivas específicas	9
f) Emisión de Ordenes de Trabajo	9
g) Control de Emergencias	10
h) Confección de reportes	10
2.2 Supervisión administrativa	10
3. Tiempo de prestación de servicios	10
D Funciones desempeñadas que necesitaron el conocimiento de técnicas profesionales	11
1. Supervisión operativa de procesos	12
1.1 Procesos de Destilación	12
1.1.1 Destilación atmosférica	12
1.1.2 Producción de Nafta en la U.D.P. N°2	13
1.1.3 Destilación al vacío	15
1.1.4 Desalado del crudo	17
1.1.5 Combustión en hornos y calderos	19
a) Combustión perfecta	20
b) Combustión completa	21
c) Combustión incompleta	21
d) Combustión imperfecta	21

1.2	Craqueo Catalítico	22
	1.2.1 Química del craqueo	24
	1.2.2 Modernización de la Unidad	25
1.3	Reformación Catalítica	27
	1.3.1 Química de la reformación	28
	1.3.2 Rehabilitación de la Unidad	30
1.4	Control de corrosión	32
1.5	Control de efluentes	32
	1.5.1 Efluentes gaseosos	33
	1.5.2 Efluentes líquidos	33
1.6	Sistemas de agua cruda	33
	1.6.1 Aguas superficiales	34
	1.6.2 Aguas subterráneas	34
	1.6.3 Agua de mar	35
1.7	Sistemas de agua de enfriamiento	36
	1.7.1 Usos del agua de enfriamiento	36
	1.7.2 Tipos de sistemas de enfriamiento	37
	a) Sistemas recirculantes	37
	b) Sistemas de un solo paso	38
1.8	Tratamiento de aguas	38
	1.8.1 Clarificación	38
	1.8.2 Filtración	39
	1.8.3 Ablandamiento con cal soda	39
	1.8.4 Intercambio iónico	41
2.	Cantidad y tipo de personal administrado	43
E.	Diagramas	44

A. EL ÓRGANO EMPRESARIAL

1. Nombre y razón social de la Empresa:

Refinería La Pampilla - Petroperú S.A.

2. Dirección:

Carretera a Ventanilla s/n - Callao

3. Sector al cual pertenece:

PSector Energía y Minas
Subsector Hidrocarburos

4. Estructura Orgánica:

Ver Diagrama N°1

5. Líneas de producción:

Ver Diagrama N°2

B. RELACIÓN PROFESIONAL- EMPLEADOR

1. Condición:

Nombrado

2. Documentos Probatorios:

Certificado de Trabajo adjunto

C. TRABAJO PROFESIONAL DESARROLLADO

1. CARGO DESEMPEÑADO

Ingeniero de Turno

2. FUNCIONES ASIGNADAS AL CARGO DESEMPEÑADO

La labor operativa en la Refinería es continua e ininterrumpida, todos los días del año y las 24 horas del día. Por ello la jornada diaria de trabajo se divide en 3 turnos de 8 horas cada uno, y el personal operativo es repartido de manera que cada puesto de trabajo queda cubierto por un trabajador diferente en cada uno de los turnos. Existe un rol de turnos rotativo, de modo que cada trabajador cambia su horario de labores cada cierto número de días.

La supervisión de las operaciones también es continua y rotativa, y cada turno de trabajo cuenta con 4 Supervisores. Uno de ellos, el Ingeniero de Turno, es la persona a la que se le asigna la máxima responsabilidad al tener a su cargo al resto del personal, sea Supervisor u Operador.

Durante el horario de oficina, es decir de Lunes a Viernes de 08:00 a 16:00 hrs, el Gerente de la Refinería es la autoridad máxima, siguiendo en la escala jerárquica el Jefe de la División Operaciones, luego los Jefes de Sección de todas las áreas operativas y a continuación el Ingeniero de Turno.

La mayor parte del tiempo, es decir entre las 16:00 hrs y las 08:00 hrs del día siguiente, y también los días Sábados, Domingos y feriados en los 3 turnos, al no estar presentes los Supervisores de mayor nivel, es el Ingeniero de Turno quien asume las máximas funciones directrices, organizativas, de supervisión y de toma de decisiones en la Refinería.

2.1 SUPERVISIÓN OPERATIVA

- a. Verificar que todos los productos se encuentren dentro de los estándares de calidad establecidos.
- b. Verificar que las condiciones de operación en cada Unidad Operativa se mantengan dentro de rangos aceptables.
- c. Verificar el correcto funcionamiento de los equipos de proceso, sean equipos estáticos o rotativos.
- d. Coordinar todas las acciones operativas necesarias para dar cumplimiento al Programa Semanal de Operaciones.
- e. Cumplir las indicaciones verbales y escritas de los Jefes de Sección en relación a cada área operativa.
- f. Emitir Ordenes de Trabajo dirigidas a la División Mantenimiento, para la reparación de los equipos que presenten problemas mecánicos.
- g. Comandar las acciones de control de emergencias, incendios, derrames, etc.
- h. Reportar las ocurrencias del turno en los Cuadernos respectivos.

a) Calidad de los productos

Rutinariamente una vez por turno, y cuantas veces el Ing. de Turno lo solicite, se envía al Laboratorio muestras de todos los productos que salen de planta para un análisis completo. Se incluye también una muestra del petróleo crudo procesado. Existe una Tabla de Especificaciones de productos que establece los valores máximos y mínimos para todas las pruebas normalizadas, como por ejemplo la Destilación ASTM D-86, la gravedad API (que tiene una equivalencia definida con la gravedad específica del producto), el Punto de Inflamación, la viscosidad, y algunas otras más específicas aplicadas a productos de calidad más exigente.

El Ing. de Turno, personalmente o a través del Supervisor de Procesos, debe revisar el reporte del Laboratorio para verificar que todos los productos se encuentren dentro de las Especificaciones, y en caso de no ser así, disponer los ajustes necesarios en las condiciones de operación para corregir la calidad de aquel o aquellos productos que no cumplan con lo mencionado. Ejemplos: Si el Punto Final de la Destilación ASTM D-86 del Kerosene resulta 306 °C (la Especificación es 300 °C máximo), significa que estamos extrayendo mucho de este producto, por lo que la corrección obligada será reducir el flujo de Kerosene extraído de la Columna.

Si el Punto de Inflamación del Diesel resulta 50 °C (la Especificación es 52 °C mínimo), es necesario despojar mayor cantidad de componentes ligeros de este producto, para lo cual una acción adecuada es incrementar el flujo de vapor de despojamiento al Agotador de Diesel.

Si el Punto de Congelamiento del Turbo resulta -55 °C (la Especificación es -47 °C máximo), se deduce que podemos optimizar su producción extrayendo un poco más de Turbo de la Columna para aproximarnos al límite indicado.

También se envía muestras de los productos que se encuentran en los tanques de almacenamiento para verificar su calidad antes de proceder a su venta.

En cuanto a la calidad de los crudos procesados, es bastante variable y podemos tener una idea bastante aproximada a partir de la gravedad API de cada crudo: Los crudos más pesados que procesamos en la Refinería tienen una gravedad cercana a 20 °API y los más ligeros alrededor de 30 °API, llegando en casos muy raros a 35-36 °API. Sin embargo, para obtener información exacta de los rendimientos que se puede lograr de cada crudo, es necesario llevar a cabo las llamadas Corridas de Prueba, que consisten en operar una planta con el crudo a evaluarse, bajo condiciones de operación fijas y determinando las producciones máximas de cada producto de la manera más precisa posible.

b) Condiciones de operación

Como se mencionó en el punto anterior, el Ing. de Turno dispone los ajustes necesarios en las condiciones de operación de cada planta con el fin de optimizar la calidad de los productos. Algunas veces, pese a que los análisis de Laboratorio indican que la calidad de los productos es óptima, es necesario efectuar ajustes en la Unidad debido a que alguna de las condiciones de operación alcanza valores extremos que sobrepasan los límites de diseño o de seguridad, poniendo en riesgo la continuidad operativa de ciertos equipos o instalaciones.

En estos casos también el Ing. de Turno debe estar alerta para disponer que se modifique dichos parámetros, aún a costa de perturbar temporalmente la optimización de los productos, hasta lograr un retorno a las condiciones de operación

normales. En caso de no lograr esto, deberá investigarse la causa que está originando la anomalía operativa, que puede ser una falla mecánica de un equipo o algún cambio imprevisto en la calidad de la carga, entre otras causas.

Por ejemplo, puede darse el caso de una presión excesiva en algún recipiente importante, como por ejemplo las columnas de destilación, que puede dañar a estos equipos, aun en el caso que actúen normalmente las válvulas de alivio. Normalmente, cualquier incremento de presión en las columnas es compensado por las válvulas de control de presión, las que abren automáticamente para descargar el exceso de gases hacia la red de gas combustible o hacia el quemador de campo. Cuando el aumento de presión es muy rápido, puede ayudarse a controlarlo abriendo la válvula de sobrepaso de la válvula de control. Luego debe buscarse el motivo del desajuste, que podría ser la falla de un condensador atmosférico (parada del ventilador), o el ingreso de agua con el crudo, la que se vaporiza en los hornos de manera violenta. Si se confirma que el problema es este último, debe solicitarse al área de Movimiento de Productos que cambie de inmediato el tanque de suministro de crudo por otro exento de agua y evitar por todos los medios que la presión suba demasiado. Conforme el contenido de agua de la carga se reduzca, la presión tenderá a bajar y las condiciones de operación se normalizarán.

Otro ejemplo sería una temperatura muy alta en los hornos de crudo, que puede producir taponamiento en sus tubos por deposición de carbón. La temperatura alta puede producirse por una caída en el caudal de crudo debida a falla de las bombas de carga. Existe un dispositivo de seguridad que apaga automáticamente los hornos (cierra las válvulas de combustible a los quemadores), cuando el flujo de carga baja a menos de cierto valor límite prefijado. Sin embargo, es necesario estar atentos al correcto funcionamiento de dicho dispositivo, pues en caso llegase a ocurrir la formación de coque en el interior de los tubos de los hornos, significará una larga paralización de la planta.

c) Funcionamiento de los equipos

Otra de las responsabilidades del Ing. de Turno es verificar la correcta operatividad de los equipos de proceso, como bombas, compresores, instrumentos de control, entre los que presentan mayor frecuencia de fallas, y también equipos estáticos como recipientes, columnas, filtros y hasta tuberías. En realidad aún las pequeñas fugas de producto deben detectarse y corregirse con prontitud, debido a que constituyen riesgos potenciales de incendios (si llegan a inflamarse). Con mayor razón si se trata de problemas mecánicos en algún equipo principal, el que deberá ser reparado con la mayor celeridad, pues en caso de fallar del todo dicho equipo, la Unidad en su conjunto quedará fuera de servicio con las consiguientes pérdidas económicas que acarrea una parada no programada.

Las bombas pueden presentar fuga por el sello mecánico, desprendimiento del impulsor, deterioro de los rodamientos del motor o la bomba, fallas del sistema eléctrico, etc.

Las turbinas a vapor, que se utiliza muchas veces para el accionamiento de las bombas en lugar de los motores, pueden presentar fallas en el gobernador (dispositivo regulador de velocidad), fallas en el sistema de seguridad por sobrevelocidad, etc.

Los recipientes y columnas en general pueden presentar fugas por picaduras originadas por la corrosión, pérdidas de presión por apertura y descalibración de sus válvulas de seguridad, etc.

d) Cumplimiento del Programa

Semanalmente se llevan a cabo reuniones de todos los Supervisores de la División Operaciones (incluyendo al Ing. de Turno) y algunos Supervisores de las Divisiones Técnica y de Mantenimiento, para planificar la operación de los días subsiguientes. Entre otras cosas, se establece los flujos de carga con que trabajará cada una de las Unidades, algunos detalles específicos sobre calidad y rendimiento de productos, las ventas previstas, el programa de suministro de crudos y otros insumos, el retiro de productos vía buques/tanque, la evolución de los inventarios de crudo y productos, los trabajos de mantenimiento pendientes que revistan mayor importancia, etc. Este Programa servirá de referencia al Ing. de Turno para coordinar todas las acciones tendientes al cumplimiento del mismo, a menos que algún factor imprevisto lo impida o determine la necesidad de tomar alguna decisión distinta. En estos casos el Ing. de Turno tiene la facultad de decidir cualquier cambio necesario.

e) Cumplimiento de directivas específicas

Cada vez que lo estimen conveniente, los Jefes de Sección pueden dar directivas específicas, verbalmente o por escrito, relativas a la buena marcha de la operación. Al igual que en el punto anterior, el Ing. de Turno debe orientar su gestión al cumplimiento de dichas indicaciones, siempre y cuando las circunstancias del momento lo permitan o aconsejen.

Como ejemplo podríamos citar la orden: " Operar la Unidad de Craqueo Catalítico con una carga de 7,500 Bls/Día o mayor ". En este caso específico deberá evitarse trabajar por debajo de dicha carga a menos que exista algún factor que obligue a ello, como por ejemplo una excesiva temperatura ambiental que haga incrementar la presión de la Fraccionadora, o una falla en las bombas de Gasóleo Pesado de Vacío que obligue a procesar únicamente Gasóleos de su tanque (mucho más fríos).

f) Emisión de Ordenes de Trabajo

Cada vez que se detecte fallas en equipos de proceso, el Ing. de Turno debe solicitar a la División Mantenimiento la reparación de los mismos. Esto se efectúa a través del llenado de los formatos de Orden de Trabajo, en los cuales se debe identificar claramente el equipo mediante su código respectivo, describir el tipo de reparación que requiere y consignar la escala de prioridad asignada al trabajo, en función a la importancia del equipo dentro del proceso (la prioridad más alta debe ser asignada a los equipos cuya inoperatividad implica pérdidas de producción). Como ya se dijo, los trabajos de mantenimiento necesarios para eliminar condiciones de riesgo o inseguras también deben ser efectuados prioritariamente.

g) Control de Emergencias

El Ing. de Turno es la persona encargada de comandar todas las acciones destinadas a controlar emergencias, sean operativas o de otra índole. Puede ocurrir que a consecuencia de fallas de equipos o desajustes operativos se produzcan situaciones graves que comprometan seriamente a las instalaciones de la Refinería, como explosiones, incendios, fugas o derrames grandes, etc. También pueden darse situaciones de origen exógeno, como terremotos, inundaciones, atentados subversivos, etc. En todos los casos el Ing. de Turno es el responsable de la seguridad del personal y de las instalaciones, por lo que ante cualquier hecho como los mencionados, debe inmediatamente poner en aplicación el Plan de Contingencias para Incendios, Derrames, Desastres, etc., que es un conjunto de instrucciones específicas pre-establecidas que permitirán actuar con rapidez y minimizar los efectos negativos de cualquier emergencia.

h) Confección de reportes

Al final de cada turno de 8 horas, el Ing. de Turno debe preparar los reportes respectivos en los Cuadernos de Ocurrencias de cada área operativa. En ellos debe incluir las cargas a las Unidades, los reportes de calidad de los productos durante el turno, las condiciones de operación vigentes al cierre de la guardia y todas las ocurrencias importantes en forma cronológica. En especial debe informar acerca de las modificaciones que se han introducido al Programa, debidamente justificadas, y sobre las emergencias y desajustes operativos, si hubieran ocurrido.

2.2 SUPERVISIÓN ADMINISTRATIVA

- a. Verificar que todo el personal del turno desarrolle la labor que le compete, de acuerdo a un conjunto de instrucciones escritas pre-establecidas que describen las funciones específicas de cada puesto.
- b. Autorizar cambios de turno entre operadores del mismo puesto, siempre y cuando sean procedentes.
- c. Buscar el reemplazo de los operadores que por uno u otro motivo no estén presentes en su turno, a fin de mantener completo el grupo de trabajo en cada Unidad.
- d. Representar al Gerente de la Refinería para todo trámite administrativo en las horas en que aquél no esté presente.
- e. Tomar las decisiones administrativas necesarias en las horas en que el Ing. de Turno se constituye como el máximo nivel jerárquico.
- f. Ejercer supervisión, personalmente o a través del Supervisor de Seguridad, sobre el personal de vigilancia y de protección industrial.

3. TIEMPO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS

Siete años en el puesto de Ingeniero de Turno de la Refinería La Pampilla.

**D. FUNCIONES DESEMPEÑADAS QUE
NECESITARON EL CONOCIMIENTO
DE TÉCNICAS PROFESIONALES**

1. SUPERVISIÓN OPERATIVA DE PROCESOS

A continuación se explica brevemente los procesos más importantes que existen en la Refinería de La Pampilla, detallando algunas de las Técnicas de Ingeniería necesarias para cumplir satisfactoriamente con la labor de Supervisión Operativa de dichos procesos:

1.1 PROCESOS DE DESTILACIÓN

El petróleo crudo es una mezcla de cientos de hidrocarburos diferentes y en su estado natural es un material de poco valor. Sin embargo, puede ser sometido a procesos de refinación para darle mayor valor. La primera fase de la refinación consiste en una separación de los componentes del crudo en varias fracciones mediante la Destilación, aprovechando que los Puntos de Ebullición de los hidrocarburos son diferentes. Existen dos procesos de Destilación, la Destilación Atmosférica o Primaria y la Destilación al Vacío.

1.1.1 DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA

Como lo dice su nombre, este proceso consiste en destilar el crudo a una presión algo superior a la atmosférica. Para ello, inicialmente el crudo debe ser calentado mediante intercambiadores de calor y hornos hasta la temperatura requerida para su ingreso a la Columna de Destilación Atmosférica, punto en el cual sufre una separación tipo flash en dos fases, una líquida y una gaseosa. La fase gaseosa sube por la Columna y va condensándose parcialmente debido al enfriamiento producido por la recirculación de corrientes frías (reflujos).

En puntos específicos de la Columna se efectúa extracciones del líquido acumulado, obteniéndose de esta manera los productos laterales, como Diesel, Kerosene, Turbo, etc. Finalmente, por el tope de la Columna salen los vapores de gasolina, los cuales a continuación son condensados para extraerlos de la Unidad como gasolina líquida. Por el fondo de la Columna sale el Crudo Reducido, que es sometido luego a una Destilación al Vacío.

En La Pampilla se cuenta con dos Unidades de Destilación Primaria, con capacidades de 35,000 y 65,000 Barriles por Día. El Diagrama N°3 adjunto corresponde esquemáticamente a una Unidad de Destilación Primaria genérica y muestra los equipos principales de las dos Unidades de este tipo en La Pampilla.

1.1.2 PRODUCCIÓN DE NAFTA EN LA U.D.P. N° 2

El año 1995 se concretó el Proyecto denominado "Nuevo Corte de Nafta en la Unidad de Destilación Primaria N° 2", que consistió en instalar los equipos y facilidades necesarias para extraer Nafta de la Columna de Destilación de dicha Unidad, enfriarla y enviarla a tanques. Originalmente, la U.D.P. N° 2 producía una gasolina pesada, con un rango de Destilación ASTM D-86 de 70 - 200 °C, a diferencia de la U.D.P. N° 1, que produce una gasolina liviana de rango 70 - 150 °C y una nafta de rango 130 - 200 °C. Actualmente ambas Unidades tienen la capacidad de producir los dos cortes mencionados.

La importancia de producir Nafta, para el caso de La Pampilla, radica en que dicha Nafta se adiciona al Diesel, al Kerosene o al Turbo, aumentando la producción de estos productos de alto valor en los que somos deficitarios, de modo que el Proyecto descrito resultó altamente rentable.

LABOR DEL ING. DE TURNO

En las Unidades de Destilación Primaria el Ing. de Turno, entre otras cosas, debe centrar su labor de supervisión en lo siguiente:

a) Calidad de los productos

Efectuar los ajustes necesarios para optimizar la calidad de los productos de las Unidades, en base a los reportes de Laboratorio, teniendo en cuenta lo siguiente:

- Los crudos procesados deben tener la gravedad API previamente establecida en el Programa Semanal de Operaciones. Además, el contenido de agua y sedimentos debe ser suficientemente bajo para evitar perturbaciones de presión en las Unidades. Como se explicó anteriormente, el agua que acompaña al crudo se vaporiza violentamente en los hornos y eleva rápidamente la presión de las columnas de destilación.
- Los análisis de Destilación ASTM D-86 de la gasolina, nafta, kerosene y diesel deben estar dentro de las especificaciones.
- Los Puntos de Inflamación de la nafta, kerosene y diesel deben ser superiores a los mínimos especificados. El Punto de Inflamación resulta bajo cuando el producto contiene muchos ligeros que hacen que se inflame a menor temperatura, lo cual afecta su comportamiento como combustibles industriales y automotrices.
- El Punto de Congelamiento del Turbo debe estar estrictamente dentro de la especificación. Cuando este producto contiene exceso de fracciones pesadas, aumenta su contenido de compuestos parafínicos, los cuales tienden a solidificarse a bajas temperaturas y pueden causar la obstrucción de los ductos de combustible en los aviones. Esta tendencia es indicada precisamente por el Punto de Congelamiento, el cual debe ser -47 °C como máximo.
- Las viscosidades del diesel y crudo reducido deben ser adecuadas. En el caso del diesel, la viscosidad debe ser 5,81 cst como máximo. En el caso del crudo reducido, no existe limitaciones específicas, pero el dato nos sirve de referencia para saber hasta qué punto estamos logrando separar los productos valiosos del crudo que procesamos.

- El pH y los contenidos de fierro y cloruros en el agua condensada del tope de las columnas de destilación deben ser adecuados. El pH debe estar entre 5.5 y 6.5 para minimizar la acción corrosiva de estas aguas. El contenido de fierro del agua proviene del material efectivamente atacado en los circuitos de tope y cuanto mayor es nos indica una corrosión más intensa. El contenido de cloruros está relacionado con la concentración de HCl y con la salinidad del crudo que se está procesando o la eficiencia del desalado que se está aplicando al crudo.

b) Condiciones de operación

Mantener los parámetros de operación de las Unidades dentro de márgenes de seguridad. Las variables más importantes a controlarse en las Unidades de Destilación Atmosférica son:

- La temperatura de salida de los hornos de calentamiento de la carga, que determinará el rendimiento total de productos que se obtendrá, ya que a mayor temperatura se producirá mayor vaporización dentro de la columna y será menor el porcentaje de líquido (crudo reducido) que caerá al fondo de la misma.
- La presión del tope de las columnas de destilación, que también tendrá efecto en los rendimientos y además en la calidad de los productos. A mayor presión se requerirá también mayor temperatura para producir el mismo grado de vaporización flash en la columna. Asimismo, a mayor presión se producirá mayor retención de componentes ligeros en todos los productos, afectando de ese modo su calidad.
- Los caudales de producción de cada fracción lateral, que influirá decisivamente en la calidad de los mismos. En este punto es necesario definir algunas variantes importantes en la operación de las Unidades de Destilación Primaria, según se desee producir Kerosene o Turbo. El Turbo normalmente es un producto más liviano que el Kerosene y para producirlo es necesario reducir la extracción lateral y dejar caer por dentro de la columna los componentes pesados que pasarán a formar parte del Diesel mediante un aumento en la extracción de éste. A la operación en la cual se produce Turbo se le denomina Máximo Turbo o Máximo Diesel y a aquella en la que se produce Kerosene se le llama Máximo Kerosene.
- La proporción de procesamiento de crudos de diferentes calidades, la cual es posible fijarla para su control automático, y resulta determinante en cuanto a rendimientos, calidades y a las condiciones de operación óptimas que se requiere fijar. El caudal de crudo que se desea procesar, también llamado carga a la Unidad, es fijado y controlado mediante un lazo de control automático, el cual consta de un elemento primario o medidor de flujo localizado en la línea de carga, un transmisor que lleva la señal de flujo hacia el controlador, un controlador que compara la señal de flujo con el valor deseado y finalmente una válvula de control localizada en la misma línea de carga, que recibirá una señal de apertura si se necesita aumentar el flujo, o de cierre en el caso inverso. Dicho caudal total ingresa por dos líneas diferentes, llamadas línea principal y línea de mezcla, que luego se unen. La línea de mezcla tiene también un lazo de control para

fijar el caudal que ingresa por dicha línea, mientras que el flujo por la línea principal queda establecido por diferencia entre el caudal total y el caudal por la línea de mezcla. De esta manera es posible procesar cualquier proporción de mezcla entre crudos de calidades diferentes.

c) **Funcionamiento de equipos**

Los equipos cuya operatividad debe ser vigilada con mayor énfasis son los siguientes:

- Las bombas de carga de crudo a las Unidades. La Unidad de Destilación Primaria II tiene dos bombas de carga, de las cuales opera una de ellas y la otra se mantiene de reserva para los casos en que falle la primera. La Unidad Primaria I tiene tres bombas de carga, de las cuales funcionan una o dos a la vez, mientras que la o las demás quedan de reserva. Las bombas de reserva son necesarias en gran parte de los servicios de planta, en especial en el caso presente, ya que la falta de bomba de carga producirá una parada de planta.
- Las bombas de producción, que son las que extraen los productos de las Unidades y los envían hacia los tanques de almacenamiento. También se requiere bombas de reserva.
- Los hornos de calentamiento del crudo.
- Los instrumentos de control de presión del tope de las columnas de destilación. Los lazos de control constan de un elemento medidor de presión instalado en el tope, un transmisor, un controlador y una válvula de control instalada en la línea de salida de gases del tope, que recibirá una señal de apertura si se requiere aliviar la presión o viceversa.
- Los instrumentos de control de temperatura del tope de las columnas de destilación. Los lazos de control constan de una termocupla ubicada en el tope, un transmisor, un controlador y una válvula de control ubicada frecuentemente en la línea de reflujo de tope. Cuando la temperatura sea mayor al valor deseado, la válvula de control se abrirá para permitir el ingreso a la columna de un mayor caudal de reflujo de tope (corriente fría), y viceversa.
- Los instrumentos de control de temperatura de salida de los hornos. Los lazos de control incluyen una termocupla instalada en la línea de salida de crudo del horno y una válvula de control en la línea de aceite o gas combustible que ingresa a los quemadores del horno, de manera que para incrementar la temperatura de salida, la válvula recibirá una señal de apertura que hará ingresar más combustible a dichos quemadores.

1.1.3 DESTILACIÓN AL VACÍO

El Crudo Reducido que sale del fondo de las Columnas de Destilación Atmosférica todavía contiene hidrocarburos aprovechables, pero son tan pesados que, si intentáramos continuar destilándolos a presión atmosférica, necesitaríamos calentarlos hasta temperaturas a las cuales estas moléculas se craquean (se rompen), produciendo gases de poco valor. Por tanto, para hacer posible la separación de estos hidrocarburos es necesario destilarlos a una presión menor a la at-

mosférica (al vacío). Para ello, el crudo reducido es calentado en hornos adicionales e ingresa a la Columna de Destilación al Vacío, en la que sufre una separación flash.

Luego de la separación, los vapores que suben por la Columna se van condensando por la acción de reflujo laterales y los productos líquidos que se extrae se denominan gasóleos, los que posteriormente van a servir de alimentación para el proceso de Craqueo Catalítico. Por el tope de la Columna de Vacío salen gases de poca utilidad. Por el fondo se obtiene un producto bastante pesado llamado Residual de Vacío.

La Unidad de Destilación al Vacío de La Pampilla tiene una capacidad de 15,000 Barriles por Día. El Diagrama N°4 es una representación esquemática de la misma.

En el Diagrama N°7 se detalla la manera en que se produce el vacío necesario para este proceso. Un eyector es un dispositivo al cual ingresa vapor de alta presión, y la energía asociada con esta presión se convierte en energía cinética por medio de una reducción del área de flujo, de manera que en el interior del eyector se tiene un punto de alta velocidad y muy baja presión, que permite succionar gases provenientes de un recipiente (al cual se quiere hacer vacío).

Estos gases se mezclan con el vapor y continúan por un difusor, elemento que tiene área creciente, por lo que al salir del eyector los vapores recuperan parte de su presión.

En la Unidad de Vacío de La Pampilla, se trabaja con tres eyectores en serie para obtener el vacío requerido (28 "Hg) por etapas.

LABOR DEL ING. DE TURNO

En la Unidad de Destilación al Vacío, las labores específicas del Ing. de Turno son las siguientes:

a) Calidad de los productos

Optimizar la calidad de los productos teniendo en cuenta lo siguiente:

- El gasóleo pesado siempre se utiliza como carga para la Unidad de Craqueo, por lo que su calidad no se controla en un rango muy exigente. Sin embargo, determinando su color y su gravedad API podemos evitar producirlo demasiado pesado, lo cual no es conveniente para el proceso de craqueo.
- El gasóleo liviano con frecuencia se destina a mezcla con Diesel, pero usualmente es suficiente con determinar su color y °API para saber si puede efectuarse la mezcla sin afectar la calidad del Diesel.
- Al residual de vacío normalmente se le determina sólo la viscosidad y, en caso de ser demasiado alta, debe reducirse para evitar riesgos de obstrucción en las tuberías por las que es bombeado hacia los tanques de almacenamiento, por tratarse de tramos de baja temperatura.

b) Condiciones de operación

Mantener los parámetros de operación dentro de márgenes seguros, en especial los siguientes:

- Una de las variables más importantes en esta Unidad es la presión de la Columna de Vacío. Es necesario estar atento a que dicho vacío no se pierda en ningún momento, pues de ocurrir esto toda la operación de la Unidad se verá perturbada al punto de no poder destilarse producto alguno. Existen algunos factores típicos que tienden a producir pérdidas de vacío, como es la acumulación de condensados de hidrocarburos ligeros en el circuito de gases hacia los eyectores auxiliares. Si ello ocurre, debe purgarse inmediatamente dichos circuitos para eliminar los condensados.
Otra anomalía que incide en la pérdida de vacío es la mala operación del sistema de evacuación de condensados de vapor de agua, al producir un incremento del nivel de agua en los condensadores del sistema de eyectores.
- Otra variable importante es la temperatura de salida de los hornos de calentamiento del crudo reducido, que determina el rendimiento y la calidad de los gasóleos y del residual de vacío.

c) Funcionamiento de equipos

Verificar la operatividad de los equipos de la Unidad, en especial los siguientes:

- Las bombas de carga, que vienen a ser las bombas de evacuación de los fondos de la Columna Fraccionadora Primaria I.
- Los hornos de calentamiento del crudo reducido.
- Los eyectores de vacío, tanto los principales como los auxiliares.
- Las bombas de producción de gasóleos, en especial las de gasóleo pesado, ya que además de enviar dicho producto a tanques, también bombean el reflujo frío hacia la Columna de Vacío y además envían gasóleo pesado caliente directamente como carga a la Unidad de Craqueo Catalítico.

1.1.4 DESALADO DEL CRUDO

Las sales más frecuentes en el crudo son los cloruros, sulfatos y carbonatos. De éstas, las más perjudiciales son los cloruros, los cuales al hidrolizarse producen el ácido clorhídrico. Los cloruros más comunes son los de sodio, magnesio y calcio. Los dos últimos se hidrolizan fácilmente a las temperaturas de los procesos de destilación, causando efectos severos de corrosión.

Cloruro	Temperatura de hidrólisis
MgCl ₂	116 °C
CaCl ₂	232 °C
NaCl ₂	538 °C

Las reacciones de hidrólisis son las siguientes:



Las temperaturas necesarias para la hidrolización se alcanzan en los circuitos de precalentamiento del crudo, formándose el cloruro de hidrógeno, el cual es arrastrado por los vapores de hidrocarburo que suben por la columna de destilación, hasta llegar al tope. En este punto la baja temperatura permite la condensación del vapor de agua presente, el agua resultante disuelve el cloruro de hidrógeno (formando ácido clorhídrico) y se inicia de esta manera el proceso corrosivo.

Para la remoción de las sales se emplea el método llamado Desalado Electrostático, basado en la aplicación de un campo eléctrico alterno de alto voltaje a la emulsión agua-crudo. Para ello el crudo previamente precalentado hasta una temperatura de 120 -130 °C ingresa a un recipiente desalador, el cual cuenta con dos parrillas o electrodos y opera a una presión de unas 150 psig. El campo eléctrico produce la polarización de las moléculas de agua convirtiendo a las gotas individuales en dipolos inducidos, esto es, un extremo de la gota quedará cargado positivamente y el otro negativamente y su orientación dependerá de la carga eléctrica de los electrodos que generan el campo eléctrico.

Las fuerzas de atracción eléctrica que ejercen los electrodos sobre cada gota individual producirá el alargamiento de las gotas en forma esferoide ovalada, debilitando la película de aceite que rodea las gotas hasta romperlas. Luego, los extremos de las gotas que tienen cargas opuestas se atraerán produciéndose la coalescencia, esto es, las gotas se irán uniendo entre sí formando gotas más grandes. De esta forma, el agua se separará del crudo debido a su mayor densidad precipitándose al fondo del recipiente desalador, y el crudo saldrá para continuar su precalentamiento.

LABOR DEL ING. DE TURNO

En cuanto al proceso de desalado, es necesario verificar el voltaje de los electrodos, la presión y la temperatura de desalado. Además debe revisarse el reporte del Laboratorio conteniendo datos sobre la salinidad del crudo en la entrada y en la salida del desalador, para calcular la eficiencia de desalado. También es importante observar los análisis del agua evacuada del sistema de tope de la Columna Fraccionadora, pues la concentración de cloruros y fierro en dicha agua tiene relación con la buena o mala operación del sistema desalador. Esto se comprende si se tiene en cuenta que un crudo pobremente desalado tendrá un contenido de cloruros significativo, los cuales circularán por los equipos principales sin causar mayor perjuicio, hasta llegar al tope de la Columna y disolverse en el agua líquida recién formada. Al analizar esta agua, se detectará la alta concentración de iones cloruro y también de iones de fierro producidos durante los procesos corrosivos.

1.1.5 COMBUSTIÓN EN HORNOS Y CALDEROS

La combustión es una forma especial de oxidación, en la que el oxígeno se combina rápidamente con materiales llamados combustibles liberando grandes cantidades de calor. En una combustión eficiente se producen reacciones químicas entre el material combustible y el oxígeno de tal manera de obtener la máxima cantidad de calor posible.

Con la excepción del carbón, todos los combustibles se queman como un gas (o vapor). En el caso de los combustibles líquidos, se debe utilizar un sistema de combustión que provea el medio para vaporizarlos. El sistema de combustión debe también proveer la cantidad apropiada de oxígeno para mantener la combustión. Las mezclas de aire-combustible con concentraciones de combustible demasiado bajas o demasiado altas no se quemarán, encontrándose límites entre los cuales se producirá la combustión llamados límites de inflamabilidad.

Asimismo, toda sustancia combustible tiene una temperatura, llamada su temperatura de ignición a la cual debe ser llevada antes que se combine con el oxígeno.

La relación de combustible a oxígeno (aire) es crítica. Si esta relación es muy pequeña el combustible será muy pobre para quemarse, y si es demasiado grande, será demasiado rica para arder. Los límites de la relación combustible-aire, en ambos sentidos, se llaman "límites superior e inferior de inflamabilidad del combustible".

En la práctica de Refinerías, el oxígeno requerido para la combustión proviene del aire atmosférico. Los productos de una combustión completa son dióxido de carbono (CO_2) y agua (H_2O) cuando la sustancia que se quema es carbón, coque, aceite o gas combustible que contienen como combustibles al carbono y al hidrógeno.

Debido a que la mayoría de combustibles contienen pequeñas cantidades de azufre, los gases de combustión también contienen óxidos de azufre, principalmente el dióxido (SO_2) y algo del trióxido (SO_3). Ya que el aire es usado para la combustión, el dióxido de carbono, el agua y los óxidos de azufre estarán acompañados por gran cantidad de nitrógeno y algo del oxígeno que no pudo ser utilizado.

La cantidad de calor desarrollado de la combustión de una cantidad unitaria de combustible depende sólo de la reacción de oxidación particular que se lleve a cabo con el combustible.

Los gases calientes producto de la combustión salen del horno llevando calor consigo a través de la chimenea, perdiéndose. Cualquier cantidad de aire que pase a través del horno, en exceso a la cantidad requerida para una combustión satisfactoria, también se calentará reduciendo la temperatura efectiva de los gases de combustión por la cantidad de calor que éste absorbe. A mayor cantidad de exceso de aire, mayor será la pérdida de combustible y menor la eficiencia del horno.

Si se usa una cantidad insuficiente de aire, el monóxido de carbono (CO) se formará en lugar del dióxido de carbono (CO_2). Esto representará pérdidas, debido a que una libra de carbón incompletamente quemado a CO produce sólo 3,950 BTU en lugar de los 14,100 BTU que se producen cuando es completamente quemado a CO_2 . En condiciones promedio la presencia de 1 % de CO en los gases de combustión representa una pérdida de aproximadamente 4 % de combus-

tible. Ya que el CO está frecuentemente acompañado de hidrógeno no quemado, las pérdidas pueden ser mayores que esto.

Para una eficiente combustión se requiere usualmente entre 15 y 20 % de exceso de aire para el caso de gases combustibles, y hasta 30 % de exceso de aire en el caso de aceite combustible. Sin embargo, la cantidad de exceso de aire estará determinada en la práctica por la mínima cantidad de CO obtenida en los gases de combustión.

Ya que hemos discutido la cantidad de exceso de aire necesario para una combustión completa, el siguiente problema es donde tomar la muestra de aire. Si la muestra es tomada en la chimenea podría incluir el O₂ que pudiera haber ingresado por fugas en la zona convectiva (debido al tiro). El resultado podría indicar entonces un adecuado exceso de aire en la chimenea, pero una deficiencia en la zona de combustión. Por esto, se recomienda ubicar el punto de muestreo en el tope de la zona radiante.

El objetivo fundamental de la combustión es el de conseguir la oxidación total del carbono y del hidrógeno para formar dióxido de carbono (CO₂) y agua (H₂O) con lo cual se produce la energía máxima en forma de calor de la combustión y se evita efectos contaminantes. De acuerdo al nivel que se consiga en el logro de tal objetivo, se puede considerar los siguientes tipos de combustión:

- a) Combustión perfecta (estequiométrica)
- b) Combustión completa (con exceso de aire)
- c) Combustión incompleta (con defecto de aire)
- d) Combustión imperfecta (pseudo combustión)

En la descripción de estos tipos de combustión se ha escogido como ejemplo la combustión del metano para apreciar las reacciones más comunes que se presentan. Veamos a continuación cada caso:

a) Combustión perfecta (estequiométrica):

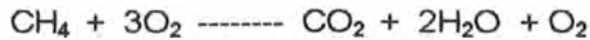
Combustión del metano (CH₄):



Para que la combustión sea completa y perfecta necesita 2 ft³ de O₂ para quemar 1 ft³ de CH₄ (volúmenes medidos a las mismas condiciones de presión y temperatura). Es completa porque todo el CH₄ se ha convertido en CO₂ y es perfecta porque se utiliza la cantidad exacta de O₂ para quemar todo el carbono y el hidrógeno del CH₄, esto es, no hay exceso ni defecto de O₂. Estas reacciones, sin embargo, están fuertemente limitadas por condiciones químicas y físicas, y sólo en teoría se puede hablar de ellas.

b) Combustión completa (con exceso de aire):

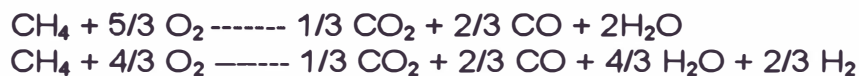
Este caso se presenta cuando para tener una combustión completa, es decir, sin presencia de monóxido de carbono en los humos de la chimenea, es necesario emplear una proporción de oxígeno superior a la teórica (se vio en el caso anterior):



En este caso, como se ve, se requiere más oxígeno del necesario para producir la combustión completa del CH_4 , y como producto de la reacción habrá también O_2 en los gases de combustión. Esto se explica en el sentido de que al haber más oxígeno disponible, la probabilidad de contacto entre éste y el combustible (metano en este ejemplo) se incrementa, lográndose a su vez una mayor conversión del metano a dióxido de carbono.

c) Combustión incompleta (con defecto de aire):

Cuando el oxígeno presente en la combustión no alcanza el valor del teórico necesario para la formación de CO_2 y H_2O la combustión es necesariamente incompleta apareciendo en los gases de combustión el monóxido de carbono, el hidrógeno y partículas sólidas de carbono. Se muestran para el ejemplo de la combustión del metano dos posibilidades, ambas con diferentes cantidades de aire involucradas, pero menores siempre a lo requerido:



Como se aprecia de las reacciones presentadas, la cantidad de aire presente en la combustión determinará el tipo de productos que se obtengan en los gases de combustión.

d) Combustión imperfecta:

Se produce cuando a pesar de existir exceso de aire, no se completan las reacciones de combustión, apareciendo en los humos de chimenea productos de combustión incompleta. Este tipo de combustión puede producirse debido a las siguientes causas:

La elevada carga térmica del hogar, es decir, la relación entre la potencia calorífica y el volumen del hogar, ya que existe poco tiempo de permanencia en el mismo como para que se tenga un contacto adecuado entre el aire y el material combustible.

La escasa turbulencia, existiendo por lo tanto una mala mezcla aire-combustible, lo que en muchos quemadores se produce por cantidad insuficiente de aire o por estar trabajando a una fracción muy pequeña de su potencia nominal.

La falta de uniformidad de pulverización en los combustibles líquidos, ya que cuanto mayor sea el número de gotas de gran tamaño, tanto más fácil es que se produzca una combustión imperfecta; una gota de gran diámetro necesita un tiempo mayor de permanencia para quemarse por completo.

LABOR DEL ING. DE TURNO

El control de la combustión de los hornos es una labor vital, debido a que su optimización está estrechamente relacionada con la economía del proceso. Los Supervisores deben destinar un tiempo específico dentro de su turno para verificar el color de los gases de combustión que salen de las chimeneas (lo cual nos dice mucho respecto a la relación aire-combustible), la longitud y color de las llamas dentro del hogar, la buena atomización del combustible en cada quemador, etc. Además debe verificarse que el operador analice los gases de combustión cada vez que sea necesario. Esto se hace con un dispositivo que pone en contacto una muestra de dichos gases con un reactivo especial, el cual proporciona una lectura del exceso de oxígeno que se tiene en dicho instante. En función al resultado debe efectuarse una corrección del caudal de aire que se está admitiendo al horno, mediante la regulación del deflector de gases de chimenea o de las persianas de cada quemador.

1.2 CRAQUEO CATALÍTICO

Con el fin de cumplir con los requerimientos del mercado, en la refinación del crudo se utiliza varios procesos de conversión, los cuales permiten ajustar la proporción de las fracciones ligeras, intermedias y pesadas que se obtiene por destilación atmosférica.

Uno de estos procesos de conversión es el de craqueo, el cual es utilizado en la industria de refinación de petróleo con la finalidad de producir mayores volúmenes de gasolina y gases licuados que aquellos que se derivan de la destilación primaria. Además, el número de octano de las gasolinas craqueadas es mayor que el de las gasolinas primarias.

El craqueo constituye una herramienta valiosa que permite incrementar el valor comercial de varias fracciones pesadas las cuales, si no tuviesen procesamiento adicional, sólo podrían emplearse como componentes de combustibles residuales. Las corrientes que llegan como carga a la unidad de craqueo se originan en diferentes unidades de la refinería. La carga clásica es el gasóleo pesado de la unidad de vacío que contiene mayormente hidrocarburos saturados.

Los procesos de craqueo industrial se clasifican de acuerdo a si la reacción es inducida por la acción del calor solamente o si además se incluye la presencia de un catalizador. El craqueo térmico (sólo por acción del calor) fue realizado primero en los Estados Unidos a finales de la I Guerra Mundial, para producir gasolinas de alta calidad a partir de fracciones pesadas.

Sin embargo, el craqueo térmico no producía más de 30-35 % peso de gasolina, con un número de octano claro de 75 a 80 solamente. Esto resultó muy bajo para las máquinas contemporáneas, particularmente las de aviación. Más aún, estas gasolinas eran altamente insaturadas, debido a la presencia de olefinas y diolefinas, tenían una estabilidad térmica pobre, una susceptibilidad al plomo mediocre y sufrían una pronunciada caída del octanaje durante el servicio ordinario.

Debido a ello, el craqueo térmico ha sido reemplazado gradualmente por el craqueo catalítico, porque este proceso da mejores rendimientos de gasolina, con octanajes significativamente mayores.

La idea de utilizar un catalizador para mejorar el rendimiento y la calidad de las gasolinas craqueadas data de 1915, cuando A. M. McAfee de la Gulf Oil Corporation propuso emplear un catalizador de cloruro de aluminio a aprox. 280 °C, bajo presión atmosférica. La explotación comercial de este proceso falló porque el consumo de catalizador era alto, también lo era el precio del mismo, y por la corrosión debida al ácido clorhídrico utilizado como coactivador de las reacciones. Estos problemas fueron resueltos por el trabajo de P. Sabatier, Profesor de la Universidad de Toulouse, quien ganó el Premio Nóbel de Química en 1906 por sus investigaciones en el campo de la catálisis heterogénea. Sabatier y Mailhe propusieron catalizadores basados en los óxidos metálicos para el craqueo de hidrocarburos. Estos estudios fueron aplicados a escala de laboratorio por el farmacéutico Prudhomme, quien se hizo famoso en el entonces pequeño mundo del petróleo por vender una gasolina, para uso en carreras de autos, que él preparó en una habitación contigua a su tienda. El resultado así obtenido permitió a Eugene Houdry, un francés fabricante de accesorios de autos, desarrollar el proceso a escala industrial, con la ayuda de la Sun Oil Company. El uso de un catalizador incrementa el rendimiento de gasolina a expensas de los demás productos y mejora su calidad en comparación con el proceso térmico. La tecnología de craqueo catalítico que surgió del proceso Houdry jugó un papel importante en la II Guerra Mundial, ya que la gasolina producida tenía muy buenas propiedades antidetonantes y podía ser empleada en los motores de avión de la época.

El proceso consiste en la ruptura de las cadenas largas de hidrocarburo de los gasóleos, para formar gasolina de alto octanaje, y una mezcla gaseosa desde C1 hasta C5, además de productos más pesados de menor valor comercial. Esta transformación ocurre a través de un conjunto de reacciones químicas. Debido a que dichas reacciones serían demasiado lentas en condiciones normales, se pone en contacto la carga con el catalizador sólido, el cual incrementa significativamente las velocidades de reacción. Además dicho catalizador se encuentra en la forma de un polvo finísimo y a una temperatura bastante alta, temperatura a la cual la carga se vaporiza, y todo ello contribuye a una alta velocidad global de reacción.

Inicialmente la carga ingresa a la Unidad, se precalienta hasta unos 200 °C y se une con el catalizador, el cual se encuentra a aprox. 650 °C. Las reacciones empiezan a verificarse ni bien se produce el contacto. La mezcla catalizador-carga sube por un tubo largo llamado Riser, en el cual se producen realmente las reacciones, y a continuación ingresa a un recipiente llamado Reactor, que en realidad sirve para separar el catalizador de los productos. El catalizador es atrapado y cae a otro recipiente llamado Regenerador, en el cual se le inyecta aire para quemar el carbón formado en la superficie del catalizador, producto de las mismas reacciones, y luego es reciclado al proceso. Los productos continúan su camino hacia un sistema de separación que permite finalmente obtener la gasolina, el Gas Licuado, etc.

La Unidad de Craqueo Catalítico de La Pampilla tiene una capacidad de 8,000 Barriles por Día. El Diagrama N°5 muestra con suficiente detalle dicha Unidad.

1.2.1 QUÍMICA DEL CRAQUEO

El craqueo involucra esencialmente una reacción química, en la cual una molécula de hidrocarburo alifático saturado se rompe en dos, generando una molécula parafínica y otra olefínica: ésta es la reacción primaria de craqueo. Las especies moleculares así formadas participan en reacciones de craqueo secundarias, las que tienen lugar en diferentes puntos de la cadena de hidrocarburo y producen una variedad de gases y de gasolinas con alto contenido de olefinas, cuya composición y rendimiento varía con las condiciones operativas. Las reacciones más importantes que tienen lugar durante el proceso de craqueo son las siguientes:

a) Ruptura de cadenas (craqueo):

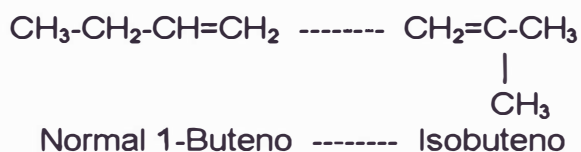
El craqueo de hidrocarburos parafínicos es una reacción endotérmica irreversible que produce parafinas de menor peso molecular y olefinas. Por ejemplo:



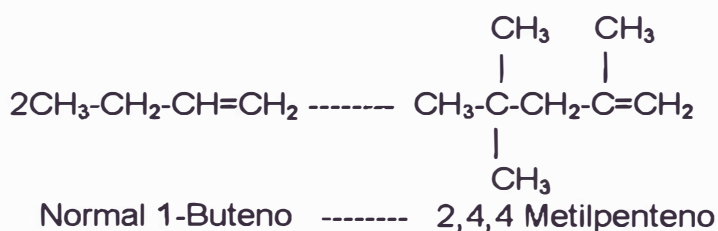
Donde:

R, R' : Radicales de hidrocarburo

b) Isomerización:



c) Polimerización:

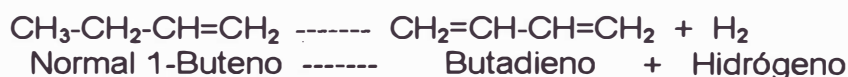


d) Deshidrogenación:

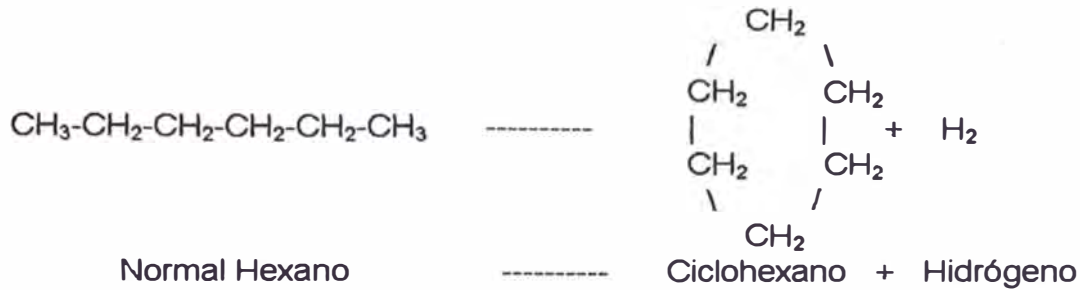
Las reacciones de deshidrogenación de las parafinas producen olefinas:



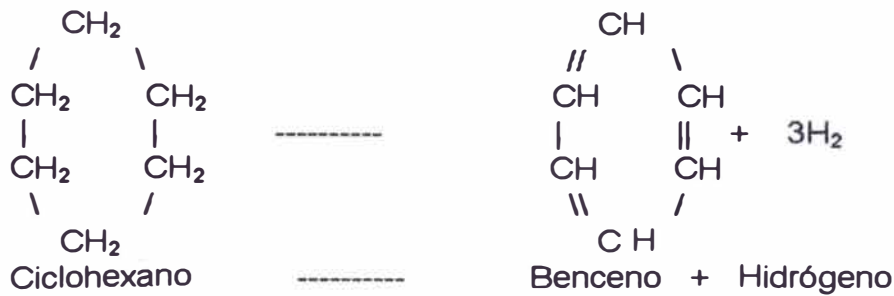
Las olefinas también pueden experimentar una deshidrogenación, para formar diolefinas:



e) Ciclodeshidrogenación:



f) Aromatización:



1.2.2 MODERNIZACIÓN DE LA UNIDAD

El año 1995 se llevó a cabo el Proyecto de Modernización de la Unidad de Craqueo Catalítico, el cual comprendió las siguientes modificaciones:

- Cambio de diseño del Riser, que anteriormente era un tubo curvo que ingresaba por el fondo del Reactor, por un tubo recto en forma de L invertida que ingresa al Reactor lateralmente. Esto se hizo para disminuir los efectos erosivos del catalizador en la pared interior del Riser, y para facilitar la adecuada aplicación del recubrimiento antierosivo en dicha pared.
- Cambio del punto de inyección de la carga al Riser. Anteriormente la carga ingresaba por la base del Riser y se encontraba con el catalizador que bajaba del Regenerador. De esta manera, la misma carga producía un efecto de levantamiento del catalizador con el fin que el flujo de éste cambie su dirección y empiece a subir. Actualmente el catalizador es levantado por un flujo constante de vapor y la carga se inyecta lateralmente, en un punto en el cual el catalizador tiene velocidad suficiente para impedir que exista un tiempo de contacto excesivo entre ambos (que lleva al llamado sobrecraqueo o demasiada producción de gases livianos).
- Inclusión de un sistema de atomización de la carga mediante vapor, con el fin de tener un control fino del grado de contacto entre la carga y el catalizador.
- Cambio de las válvulas deslizantes de catalizador gastado y regenerado. Se mejoró el diseño interno de dichas válvulas y también el diseño del sistema de accionamiento hidráulico, el cual se describe más adelante.

Como resultado de estas modificaciones se logró incrementos en el rendimiento de gasolina craqueada y GLP del orden del 5% en cada caso, lo cual determinó que el tiempo de pago de la inversión fuera aproximadamente de 8 meses.

LABOR DEL ING. DE TURNO

En la Unidad de Craqueo Catalítico el Ing. de Turno tiene las siguientes funciones específicas:

a) Calidad de los productos

Efectuar los ajustes necesarios para optimizar la calidad de los productos de la Unidad, en base a los reportes de Laboratorio, teniendo en cuenta lo siguiente:

- El Gas Licuado de Petróleo debe tener un determinado contenido de hidrocarburos C3 y C4, lo cual se verifica mediante la cromatografía de gases. Por otro lado, no debe ser corrosivo, lo que se determina utilizando la prueba de la lámina de cobre.
- La gasolina craqueada tiene como principal parámetro de calidad su Octanaje. Asimismo, su Destilación ASTM D-86 se verifica diariamente, lo mismo que su presión de vapor.
- La carga a la Unidad de Craqueo debe ser analizada cada turno, en cuanto a su gravedad API y su viscosidad.

b) Condiciones de operación

La Unidad de Craqueo Catalítico es una de las que requiere mayor atención por parte de la Supervisión debido a que tiene parámetros de operación críticos los cuales, de no mantenerse bien controlados, pueden originar perturbaciones bastante serias en el proceso y llevar a emergencias operativas de mucho riesgo. Las variables más importantes son:

- El diferencial de presión producido en la válvula deslizante de catalizador regenerado es controlado para asegurar que el flujo de catalizador se efectúe en el sentido correcto, pues en caso de llegar a cero, la carga puede ingresar al regenerador, produciéndose una combustión violenta al contacto con el aire del Turbo-Soplador.
- El diferencial de presión producido en la válvula deslizante de catalizador gastado es controlado para evitar que ingrese aire del regenerador hacia el reactor, lo cual podría ocasionar una explosión.
- La temperatura del reactor, llamada severidad del proceso, que determina el grado de avance de las reacciones de craqueo y, por consiguiente, el rendimiento y calidad del Gas Licuado y la gasolina craqueada.
- La temperatura del regenerador, que depende de la cantidad de aire inyectado, y ayuda a mantener la severidad del proceso.
- La presión del tope de la columna fraccionadora, que influye directamente en los diferenciales de presión entre el Reactor y el Regenerador.

c) Funcionamiento de equipos

Verificar la normal operatividad de los equipos de la Unidad de Craqueo Catalítico, teniéndose entre los más importantes a los siguientes:

- Las bombas de carga, que envían los gasóleos hacia el Reactor.
- El conjunto Reactor-Regenerador, que es un sistema de dos recipientes interconectados a través de los cuales fluyen el catalizador en circuito cerrado y la carga en un solo paso.
- El Turbo-Soplador, que provee el aire necesario para la combustión del carbón del catalizador gastado. Es un equipo cuya operación es bastante delicada por su alta velocidad (>6000 RPM).
- Las válvulas deslizantes, que regulan el flujo de catalizador a través del Reactor y el Regenerador, y son accionadas por un moderno sistema hidráulico controlado electrónicamente. La señal del controlador de diferencial ubicado en la Sala de Control, es enviada a la planta y llega al panel de control local de la válvula deslizante, en el cual dicha señal es convertida a presión hidráulica (proporcionada por un sistema consistente en un conjunto de bombas, un circuito de tuberías y un fluido hidráulico) y enviada hacia el actuador de la válvula, que consta de un pistón que recibe la presión y desplaza el eje de la válvula de manera proporcional a la señal original.
- Los compresores de gases, que comprimen los gases producidos por el craqueo hasta la presión requerida para la producción del Gas Licuado.

1.3 REFORMACIÓN CATALÍTICA

Este proceso se aplica principalmente a la gasolina o a la nafta primarias, las cuales tienen bajo octanaje, convirtiéndolas en gasolinas de alto octanaje. Se basa en reacciones de aromatización de los compuestos parafínicos y nafténicos de la gasolina, pues los compuestos del tipo aromático tienen mucho mayor octanaje que los demás. Al igual que en el caso del craqueo, estas reacciones resultan muy lentas si se intenta llevarlas a cabo espontáneamente, por lo que es necesario utilizar un catalizador sólido. En este caso, se dispone el catalizador en lechos fijos, a través de los cuales debe pasar la carga para producir reacciones suficientemente rápidas. Por otro lado, como las reacciones son endotérmicas, se requiere proporcionar calor a la carga para mantener la temperatura y la cinética del proceso.

Inicialmente la carga ingresa a la Unidad y es sometida a un proceso de Hidrotratamiento para eliminar elementos como el azufre, nitrógeno y ciertos metales que son venenos para el catalizador. Luego pasa al proceso de Reformación propiamente dicho, uniéndose en línea con un gas rico en hidrógeno que sirve para proteger al catalizador. Esta mezcla ingresa al sistema de reacción, el cual consta de tres reactores que contienen lechos de catalizador. Inmediatamente antes de cada reactor existe un horno que lleva la carga hasta la temperatura de reacción (480-510 °C).

El catalizador de Reformación consta de un soporte de alúmina y componentes activos como aluminio metálico y iones Cl^- y OH^- . El aluminio cataliza cierto nú-

mero de reacciones y los iones mencionados catalizan otras. A esta catálisis selectiva se le conoce como funciones del catalizador (función metálica y función ácida, respectivamente). Como resultado del proceso, el catalizador sufre una desactivación progresiva debida a la deposición de coque en su superficie, por lo cual se requiere parar la planta periódicamente para quemar dicho coque. A esta operación se le denomina regeneración del catalizador.

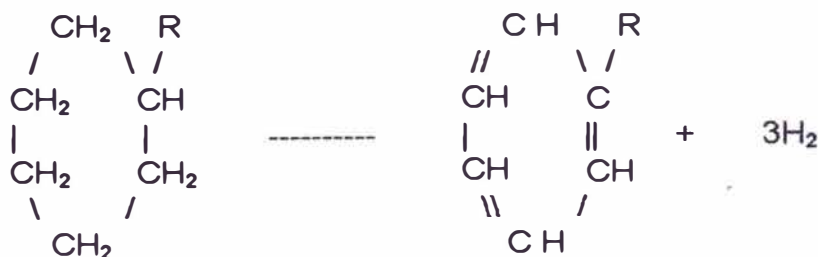
Como resultado de las reacciones ocurridas en la zona de reacción, se produce una mezcla líquido-gas, que pasa a un sistema de separación. La fase líquida es el producto que nos interesa, la Nafta Reformada de alto Octanaje, y la fase gaseosa es una mezcla de hidrógeno e hidrocarburos livianos entre C1 y C4, producidos en las mismas reacciones. Una parte de este gas es reciclado mediante unos compresores hacia el punto de unión con la carga, antes de entrar a la zona de reacción y otra parte se utiliza en el Hidrotratamiento inicial de la carga.

La Unidad de Reformación Catalítica de La Pampilla tiene una capacidad de 1,500 Barriles por Día. El Diagrama N°6 es una representación bastante completa de la Unidad, pues incluye casi todos los equipos que la conforman.

1.3.1 QUÍMICA DE LA REFORMACIÓN

A continuación se esquematiza las principales reacciones que tienen lugar en el proceso de reformación catalítica:

a) Dehidrogenación de nafténicos



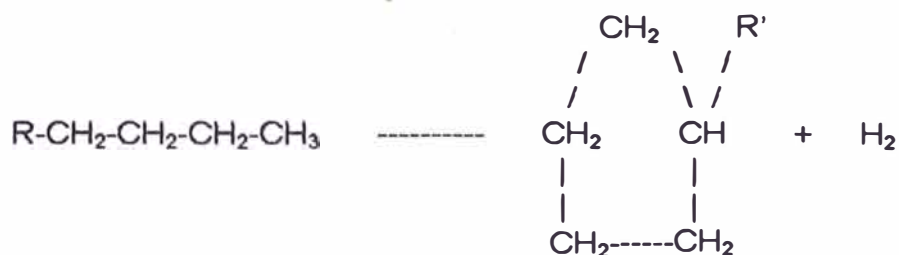
b) Isomerización de nafténicos



c) Isomerización de parafinas



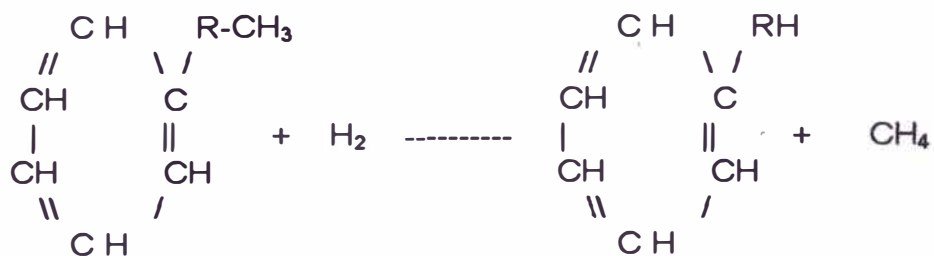
d) Dehidrociclización de parafinas



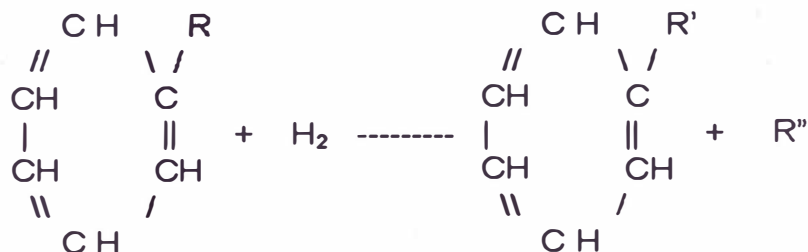
e) Hidrocracking



f) Demetilación



g) Dealquilación de aromáticos



1.3.2 REHABILITACIÓN DE LA UNIDAD

El año 1995 se ejecutó el Proyecto de Rehabilitación y Puesta en Marcha de la Unidad de Reformación Catalítica, la cual había estado fuera de servicio desde el año 1990. En realidad, desde su construcción en 1967, esta planta ha trabajado muy poco, en cortos períodos, debido a que su operación no resultaba económica. La razón de esto es que no había una carga que fuera idónea para procesarla en ella y además parte de sus equipos se utilizaban generalmente para separar la gasolina pesada de la U.D.P. N° 2 en gasolina liviana y nafta, supliendo así la deficiencia de diseño de dicha Unidad.

Al ejecutarse el Proyecto del Nuevo Corte de Nafta en la U.D.P. N° 2, ya no fue necesario recurrir al uso alterno de ningún equipo de Reformación, por lo que se tornó atractiva la alternativa de reformar parte de la producción de gasolina liviana de las U.D.P. N° 1 ó 2 para incrementar significativamente su octanaje. Así, la Puesta en Marcha de la Unidad de Reformación Catalítica completó el grupo de proyectos de 1995, un año especialmente prolífico en este aspecto.

LABOR DEL ING. DE TURNO

En la Unidad de Reformación Catalítica el Ing. de Turno tiene las siguientes funciones específicas:

a) Calidad de los productos

Optimizar la calidad de los productos de la Unidad, en base a los reportes de Laboratorio, teniendo en cuenta lo siguiente:

- El principal producto de la Unidad de Reformación Catalítica es la Nafta Reformada, la cual debe ser analizada para determinar su Octanaje.
- La carga a la Unidad también debe ser analizada en cuanto a su Destilación ASTM D-86 y gravedad API.
- Cuando se produce Gas Licuado, debe verificarse su contenido de C3 y C4 y su corrosividad.
- Además, existen otras pruebas de laboratorio relacionadas más con el control operativo de la Unidad, como por ejemplo el análisis del llamado Gas de Reciclo para determinar su contenido de H₂, hidrocarburos ligeros, humedad y cloruros, información que nos permite extraer valiosas conclusiones con relación a la correcta marcha de la operación.

b) Condiciones de operación

Mantener las variables operativas dentro de márgenes de seguridad, en especial las siguientes:

- Las temperaturas de ingreso a los reactores, las que determinan la calidad final de la Nafta Reformada (léase Octanaje), pero también la duración del ciclo de producción del catalizador. Esto se debe a que a mayor temperatura de reacción se produce mayor conversión de compuestos nafténicos y parafínicos en compuestos aromáticos, que son los que tienen mayor Octanaje, pero también se produce mayor deposición de coque, lo que determinará la necesidad de regenerar el catalizador más pronto.
- La presión del separador de productos, que fija la presión de trabajo del sistema de reactores de reformación. Este parámetro influye principalmente en el rendimiento de la Nafta Reformada y en la duración del ciclo de producción. Esto se explica porque a menor presión se inhibe la reacción de hidrocracking, lo cual lleva a menor producción de gases y mayor producción de la fracción líquida, que es precisamente la Nafta Reformada, pero se favorece la formación de coque.
- El caudal de gas de reciclo, el cual tiene influencia directa en la velocidad de desactivación del catalizador (duración del ciclo), ya que el hidrógeno que contiene este gas inhibe la formación de coque.
- La dosificación de agua y cloruros, que permite establecer y mantener un adecuado balance en la función ácida del catalizador, la que depende de la concentración relativa de los iones Cl^- y OH^- .

Del adecuado control de estos parámetros depende no solamente la calidad de la Nafta Reformada, sino también que la actividad y selectividad del catalizador no disminuyan muy rápidamente.

c) Funcionamiento de equipos

Verificar la operatividad de los equipos de la Unidad, en especial los siguientes:

- Compresores de gas de reciclo, cuya falla ocasionará una rápida desactivación del catalizador.
- Bombas de carga de nafta virgen y nafta tratada a la Unidad.
- Hornos de calentamiento del sistema de reacción.
- Hornos de la Unidad de Hidrotratamiento de nafta.
- Bombas dosificadoras de agua y cloruros.

1.4 CONTROL DE CORROSIÓN

En las Unidades de Destilación Primaria, los problemas de corrosión se presentan principalmente en los condensadores de gasolina, ya que estos condensan todo el vapor de agua que ha sido inyectado en diferentes puntos de la columna fraccionadora, y se presentan además en los recipientes separadores que van después de los condensadores (llamados acumuladores). Sin embargo, también puede sufrir corrosión la tubería que transporta los vapores de gasolina y agua hacia los condensadores, e incluso la porción superior del casco de la columna. Esto se debe a que a veces la concentración de vapor de agua en estas zonas es tan grande que se alcanza el punto de rocío antes de los condensadores. Asimismo, si no se separa y drena debidamente el agua en los acumuladores, la humedad remanente atacará las tuberías y equipos ubicados a continuación. Con el fin de evitar la corrosión, muchas veces se adquiere condensadores y/o acumuladores fabricados de materiales resistentes a la misma, o al menos se les recubre internamente con planchas de aleaciones especiales (por ejemplo monel).

Una práctica muy común en las Refinerías es utilizar compuestos químicos cuyos efectos se complementan y refuerzan mutuamente. Por ejemplo:

- Soda cáustica, la cual se combina con el HCl según la reacción inversa a la reacción de hidrólisis que lo formó. Se inyecta al crudo.
- NH₃ gaseoso o una amina neutralizante, que sirven para regular el pH de la fase acuosa formada en el tope. Se inyecta directamente a las zonas de condensación.
- Un inhibidor de corrosión, que normalmente es un compuesto que forma una película protectora en todas las superficies susceptibles de ser atacadas. Se inyecta al tope mismo.

En la Unidad de Reformación Catalítica también se encuentra corrosión por HCl, en los equipos que siguen al Reactor de Desulfurización. En dicho reactor se forma HCl por la reacción de los compuestos orgánicos halogenados con el hidrógeno, y en vista que su formación es inevitable, se minimiza el efecto corrosivo inyectando un flujo suficientemente importante de agua deionizada con el fin de incrementar el pH de los condensados por dilución.

1.5 CONTROL DE EFLUENTES

Las operaciones de una Refinería generan dos tipos de efluentes, gaseosos y líquidos, cuyo control será discutido a continuación:

1.5.1 EFLUENTES GASEOSOS

Las Unidades de Destilación producen gases no condensables, parte de los cuales puede ser utilizada como gas combustible en los hornos debido a que tienen presión suficiente (mayor a 30 psig) y además han sido despojados de componentes pesados (C5 y C6), que ocasionarían mala operación de los quemadores. Pero otra parte de dichos gases sale a través de las válvulas de control de presión de las columnas, a 15-20 psig, y arrastra condensables indeseables en un gas combustible.

De manera similar las otras plantas también generan efluentes gaseosos, los cuales por lo general contienen componentes contaminantes como el H₂S por ejemplo, y ello hace necesario eliminar completamente la posibilidad de emisiones hacia la atmósfera de dichos gases. Para ello todas las corrientes gaseosas residuales se derivan hacia una tubería troncal que las envía al quemador de campo, que es una especie de antorcha gigantesca ubicada en un punto alto y alejado de las instalaciones (un cerro aledaño), que quema dichos gases con atomización por vapor para asegurar una combustión completa.

1.5.2 EFLUENTES LÍQUIDOS

Los hidrocarburos que no pueden ser enviados a tanques de almacenamiento de productos comerciales por no cumplir con las especificaciones de los mismos, son derivados a otros tanques llamados de "slop". De allí serán transferidos a los tanques de crudo para ser reprocesados. Por otro lado, los hidrocarburos que se purgan o drenan por operaciones de muestreo, por mantenimiento de equipos, etc., son evacuados hacia un sistema de recolección de drenajes industriales, instalado subterráneamente, que envía los efluentes hacia las Pozas de Separación y Recuperación. El objeto de dichas Pozas es acumular los hidrocarburos y efluentes en fase acuosa (que llegan generalmente mezclados), y separarlos para recuperar la fase oleosa, bombeándola hacia los tanques de "slop".

Los productos químicos tales como soda cáustica y ácido clorhídrico remanentes de alguna operación en planta son enviados hacia las Pozas de Neutralización, en las cuales se mezclan y neutralizan mutuamente.

1.6 SISTEMAS DE AGUA CRUDA

El agua es un recurso natural ampliamente utilizado por el hombre. En la industria es empleada como solvente, refrigerante y medio de generación de potencia.

FUENTES DE SUMINISTRO DE AGUA

- Aguas superficiales
- Aguas subterráneas
- Agua de mar
- Agua de lluvia

1.6.1 AGUAS SUPERFICIALES

Son aquellas que se colectan o fluyen por la superficie para formar lagos, lagunas, ríos, arroyos o canales.

1.6.2 AGUAS SUBTERRANEAS

Son aquellas que se sumergen en la tierra y que emergen en forma de manantiales o que se sacan mediante pozos, o galerías filtrantes.

Tipos de aguas subterráneas

a) Manantiales

Son las aguas que emergen a la superficie a través de los estratos permeables.

b) Agua de pozo

Son las aguas subterráneas obtenidas por perforaciones del basamento geológico.

Clasificación de los pozos

a) Pozos poco profundos

Son los que se extienden hasta una capa permeable para extraer el agua que pasa debajo de ella. Tienen las siguientes características:

- alturas menores de 30 metros
- usualmente son de material no consolidado
- se utilizan muy poco en las industrias
- desarrollan bacterias del hierro y manganeso

b) Pozos profundos

Son aquellos que pasan por un estrato impermeable, hasta localizar el agua que hay debajo de él. Sus características principales son:

- alturas mayores de 30 metros, pudiendo alcanzar hasta 1000 metros
- usualmente su agua es incolora, clara y su contenido de bacterias es bajo
- temperatura prácticamente constante
- composición constante por períodos largos de tiempo
- en áreas de un mismo manto acuífero puede suceder que la composición del agua de todos los pozos profundos sea prácticamente la misma

Este tipo de pozos son la fuente de abastecimiento de agua para múltiples propósitos en la Refinería La Pampilla. Evidentemente, esta agua cruda es sometida a diferentes procesos de tratamiento, dependiendo de cada uso específico.

c) Pozos artesianos

Son aquellos que liberan agua que está bajo presión (pozo fuente). Esta puede ser suficiente para causar un flujo constante de agua.

Técnicas de perforación de pozos

a) Pozos poco profundos:

En vez de ser excavados estos pozos se hacen aplicando al término una punta perforada conocida como "punta caladora" o punta de perforación.

b) Pozos profundos:

Generalmente se hace uso de barrenas, las que son obviamente necesarias para taladrar estratos de roca dura.

Bombas

Para extraer el agua de los pozos profundos se utilizan bombas centrífugas de varias etapas las cuales generalmente son accionadas por motores de combustión interna tipo Diesel.

1.6.3 AGUA DE MAR

En áreas donde la obtención del agua fresca no es económica y que estén cercanos al mar, se utiliza esta agua.

LABOR DEL ING. DE TURNO

Como ya se mencionó, de todas las fuentes conocidas de agua cruda que se acaban de estudiar, la que se utiliza en la Refinería La Pampilla es el agua subterránea. Si bien es cierto que se tiene cerca el mar, el agua extraída por medio de los pozos profundos en La Pampilla es suficientemente buena y económica.

A continuación se compara dos análisis típicos del agua de pozo utilizada en la Refinería, en épocas distintas, para apreciar la evolución de su calidad:

Propiedades Físicas	1974	1994
pH	7.3	7.2
STD, ppm CaCO ₃	732	1560
Resistividad, uohms-cm		0.005
Sólidos en suspensión, ppm		7.8
Alcalinidad (F), ppm CaCO ₃	Nulo	Nulo
Alcalinidad (M), ppm CaCO ₃	170	220
Alcalinidad (2F-M), ppm CaCO ₃	Nulo	Nulo

Cationes Disueltos (mg/L)

Dureza total	258	697
Calcio, Ca ²⁺	196	541
Magnesio, Mg ²⁺	62	156
Fierro, Fe ³⁺	Nulo	Trazas
Sodio, Na ⁺		96.6
Potasio, K ⁺		Trazas

Aniones Disueltos (mg/L)

Cloruros, Cl ⁻	84	112
Sulfatos, SO ₄ ⁼	24	565
Hidróxidos, OH ⁻		Nulo
Bicarbonatos, HCO ₃ ⁻		134
Sílice, SiO ₂	19	17.6

Actualmente se encuentra en fase de implementación un nuevo pozo para suministro de agua a La Pampilla, cuya calidad de agua es significativamente mejor que la de los pozos que se encuentran en operación.

El Ing. de Turno debe supervisar la labor de los Operadores Poceros, quienes se encargan de poner en servicio las bombas de los pozos cuando el inventario en los tanques de almacenamiento es bajo, y de verificar la operatividad de dichas bombas (suministro normal de combustible, nivel de aceite correcto, ausencia de ruidos o vibraciones que indiquen algún problema mecánico, etc).

1.7 SISTEMAS DE AGUA DE ENFRIAMIENTO

1.7.1 USOS DEL AGUA DE ENFRIAMIENTO

Grandes cantidades de agua se utilizan en la industria para varios propósitos. De acuerdo a la fuente de suministro y al uso que se va a dar al agua, ésta pasa por diferentes tratamientos físico-químicos.

La mayor utilización del agua industrial es para propósitos de enfriamiento en plantas de potencia, refinerías de petróleo o plantas químicas (enfriamiento de motores de combustión interna, intercambiadores de calor, compresores, bombas y en general para una variedad de procesos de enfriamiento).

1.7.2 TIPOS DE SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO

A. SISTEMAS RECIRCULANTES

a) Sistemas de Recirculación Abierta

El uso de sistemas de recirculación en el cual una torre de enfriamiento o una fuente rociadora disipa el calor, enfriando el agua por evaporación, permite gran economía en los requerimientos de agua de reposición.

Después de pasar el agua de recirculación por los equipos de intercambio, el agua es enfriada pasando sobre la torre de enfriamiento. Este efecto de enfriamiento es producido por evaporación de una parte del agua de circulación que pasa sobre la torre. Esto origina que durante el enfriamiento se concentren en el agua los sólidos totales disueltos y que el agua sea aerada en la torre. La evaporación debe ser reemplazada por agua de reposición (make-up).

b) Sistemas de Recirculación Cerrada

Por muchos años los problemas relacionados con la remoción de calor de motores y compresores han recibido considerable atención en la industria.

Los motores y compresores fueron primeramente diseñados para emplear agua de baja temperatura y a baja velocidad. Estos diseños resultaron en una elevación grande de temperatura a través del sistema, lo cual causaba esfuerzos en el metal y originaba serias fallas. Para resolver este problema e incrementar la eficiencia de los equipos, se han diseñado modernas máquinas que operan con un flujo grande de agua y con una variación de sólo 6 a 8 °C a través del sistema.

Al mismo tiempo se prestó atención a la torre de enfriamiento para evitar los problemas de las variaciones marcadas de los sólidos disueltos y más particularmente los sólidos suspendidos, provenientes de varias fuentes.

Frecuentemente se presentaron problemas de incrustaciones. Posteriormente no se permitió la formación de incrustaciones.

Ventajas del Sistema Cerrado

- Es uno de los sistemas que más aceptación ha tenido para disipar el calor de los motores y compresores modernos.
- Una gran cantidad de agua a temperatura controlada puede ser circulada a través del equipo.
- Desde el punto de vista de los problemas causados por el agua, la pequeña cantidad de agua de reposición en estos sistemas alivian grandemente la situación. Esta reposición requerida es sólo para reemplazar las pérdidas por fuga en los sellos de las bombas o los drenajes del sistema para reparación.
- Las pérdidas por evaporación son pequeñas.

c) Sistemas de Doble Recirculación

Consiste de un sistema secundario donde la elevación de la temperatura puede ser disminuída.

B. SISTEMAS DE UN SOLO PASO

Son aquellos donde el agua de enfriamiento realiza un solo paso a través del equipo de intercambio de calor. Ninguna evaporación ocurre y la temperatura del agua es incrementada más de 10 °C. Desde que el agua es generalmente descargada al desagüe, su uso es limitado para áreas con abundantes fuentes de agua dulce o cuando se utiliza agua de mar.

LABOR DEL ING. DE TURNO

En La Pampilla se utilizan los Sistemas Recirculantes, tanto el de Recirculación Abierta como el de Recirculación Cerrada. Para uso general se cuenta con dos Torres de Enfriamiento, con sus respectivas bombas y redes de tuberías que distribuyen el agua hacia los equipos que requieren enfriamiento y que permiten el retorno de dicha agua hacia las Torres.

Algunos equipos específicos tienen su propio Sistema Cerrado, debido a que requieren un enfriamiento dentro de rangos estrechos y bien controlados. Por ejemplo, los Compresores de Gases de Craqueo Catalítico tienen un sistema cerrado que incluye calentamiento con vapor, ya que necesitan mantener una temperatura constante de unos 50 °C en el agua de enfriamiento. En la Unidad de Destilación Atmosférica N° 2, el crudo reducido es enfriado en un conjunto de intercambiadores cuyo medio refrigerante es agua, la que circula a través de un sistema cerrado que incluye un enfriador atmosférico (con aire) para mantenerla a baja temperatura.

El Ing. de Turno debe verificar, entre otras cosas, que los Operadores dosifiquen la cantidad de productos químicos especificada a los Sistemas de Recirculación Abierta, que sus bombas estén operativas, que no haya fugas o drenajes indebidos de agua en ningún punto de los sistemas, etc.

1.8 TRATAMIENTO DE AGUAS

Se entiende como cualquier proceso u operación hecha al agua antes de llegar al punto de uso. Requiere usualmente el empleo de equipos especiales, los cuales pueden incluir: filtros, clarificadores, sistemas de intercambio iónico, deaeradores, etc.

Estos equipos se usan para reducir o eliminar el contenido de sólidos en suspensión y el de los sólidos y gases disueltos.

1.8.1 CLARIFICACIÓN

La clarificación del agua es un proceso de remoción de turbidez y sedimento. Es usualmente el primer paso en el tratamiento ya que en la mayor parte de las aplicaciones industriales del agua se requiere que ésta sea clara y sin color.

Cuando el agua trae partículas gruesas, la clarificación se realiza en un asentador, donde la velocidad del agua disminuye para que la arena y el lodo puedan sedimentar. En este proceso no se elimina ni la turbidez ni el color. Aunque el agua fuera pasada a través de un filtro, las impurezas lo atravesarían debido a que las partículas son de tamaño coloidal y pasan a través del medio filtrante.

La operación más común de clarificación se realiza empleando coagulantes químicos. Coagulación es la reunión de partículas finamente divididas o coloidales en partículas más grandes; de esta manera los agentes coagulantes aceleran el proceso de sedimentación de materia suspendida en los equipos de tratamiento de agua.

Los coagulantes como el sulfato de aluminio, aluminato de sodio, sulfato ferroso, etc., producen una masa de consistencia gelatinosa llamada flóculo; ésta tiene una enorme área superficial por unidad de volumen y atrapa y absorbe las partículas de turbidez, materia orgánica, bacterias. Además estas partículas están cargadas negativamente y los coagulantes en solución acuosa tienen iones positivos, por lo que atraen a las partículas coloidales.

Desde un punto de vista químico la coagulación depende grandemente del pH después de haber añadido el coagulante, por lo que generalmente se añaden productos químicos para regularlo.

1.8.2 FILTRACIÓN

El agua es filtrada a través de mallas muy finas a otro medio poroso para eliminar cualquier sólido suspendido. Algunas veces se emplea ayudas filtrantes para mejorar esta operación.

Los filtros convencionales son de dos tipos, de presión o de gravedad. En las instalaciones industriales se emplea más el primer tipo. Sin embargo cuando se manejan grandes volúmenes de agua se usa el tipo de gravedad, especialmente en el proceso de ablandamiento por cal en frío.

En estas unidades, la filtración se efectúa pasando el agua en flujo descendente a través de un lecho de arena fina soportada por lechos de gravas graduadas. El material más ampliamente usado y también el más antiguo es la arena. En segundo lugar la antracita lavada y graduada. En los filtros neutralizadores se emplea calcita. La ventaja de usar un medio filtrante granular es que en la operación de lavado, el lecho se expande provocando que la materia insoluble retenida en el filtrado sea puesta en libertad.

Prácticamente todos los filtros mayores de 30" de diámetro están equipados con indicadores de presión para ver la pérdida de carga y poder determinar cuando el filtro debe lavarse. La práctica usual es lavar el filtro cuando la diferencia de presión entre la entrada y la salida es de 5 a 8 psi.

1.8.3 ABLANDAMIENTO CON CAL SODA

La principal ventaja de este proceso es que reduce la dureza a cantidades relativamente pequeñas (85 ppm hasta 17 ppm, dependiendo del exceso de reactivos usados); reduce el contenido de sólidos totales y alcalinidad por una cantidad cercanamente equivalente a la dureza de carbonato eliminada; aumenta el valor del pH; reduce la sílice cuando se emplea magnesia o cal dolomítica.

El proceso consiste en la adición de cal y carbonato de sodio al agua a tratar. Por medio de la cal se puede reducir la dureza carbonatada del agua, pero no así la dureza no carbonatada. Para remover esta última es necesario agregar soda, Na_2CO_3 . Esto se demuestra en las siguientes reacciones que explican los pasos en el ablandamiento con cal soda:

Reacción del CO₂ libre con cal:



Reacción de la dureza cálcica carbonatada con cal:



Reacción de la dureza del magnesio carbonatado. Esta reacción puede ser descrita en dos etapas para enfatizar la estequiometría:



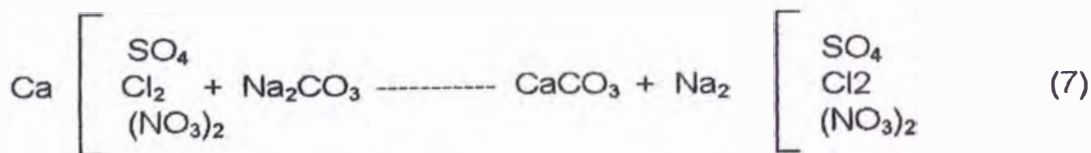
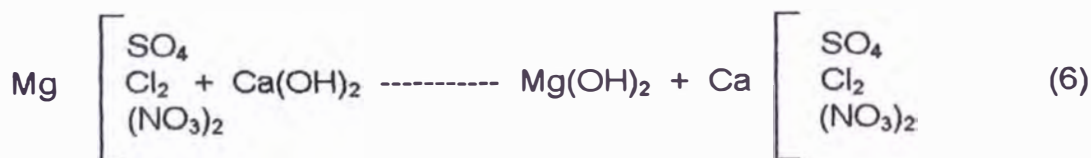
o pueden combinarse:



Reacción de la dureza cálcica no carbonatada con soda. Es necesario agregar soda para proveer la CO₃⁼ disponible, que se agotaría completamente en las reacciones representadas por (2) y (3):



Reacción entre la dureza de magnesio no carbonatada con cal y soda: esta reacción ocurre en dos pasos, porque la reacción (6) produce una sal de calcio soluble que posteriormente tiene que ser reactivada con CO₃⁼ para poder precipitar el calcio.



Combinando, la reacción es:



Hacemos notar que las reacciones (5) y (7) son las mismas, pero representan dos fuentes diferentes de CaSO_4 , CaCl_2 , $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$.

1.8.4 INTERCAMBIO IÓNICO

El intercambio iónico es el proceso de reemplazar iones indeseables del agua, por otros más aceptables (por ejemplo el reemplazo de iones calcio por iones sodio). Las operaciones de intercambio iónico son en esencia reacciones químicas entre un electrolito en solución y un electrolito insoluble con el que la solución se pone en contacto. Otro aspecto es que el material insoluble empleado en el intercambio iónico debe ser regenerado periódicamente para devolverle su capacidad de intercambio.

Con un diseño y operación adecuados, el proceso de intercambio iónico es capaz de remover casi completamente los iones elegidos, llegando en algunos casos a fracciones de partes por millón.

FUNDAMENTO DEL INTERCAMBIO IÓNICO

En la actualidad se utiliza resinas sintéticas para el intercambio iónico. Por ejemplo ciertas resinas polimerizadas insolubles que contienen grupos sulfónicos carboxílicos o fenólicos, que pueden considerarse formadas por un anión sumamente grande y un catión intercambiable o reemplazable. Estas hacen posible los intercambios de este tipo:



y los distintos cationes se intercambiarán con la resina con diferente facilidad. Se puede intercambiar el Na^+ inmovilizado en la resina con otros cationes o con H^+ , por ejemplo, como un soluto puede reemplazar a otro adsorbido sobre un adsorbente convencional. Análogamente se puede utilizar las resinas polimerizadas insolubles sintéticas, conteniendo grupos amino y aniones, para intercambiar aniones en solución. Evidentemente, el mecanismo de esta acción no es tan simple como en el caso de los intercambiadores catiónicos, pero para los presentes fines se puede considerar esto simplemente como un intercambio iónico. Por ejemplo:



en la que RNH_3 representa la porción catiónica inmóvil de la resina. Se pueden regenerar tales resinas mediante su contacto con soluciones de carbonato de sodio o de hidróxido de sodio. Las resinas sintéticas de intercambio iónico se disponen en una variedad de fórmulas de distintas capacidades de intercambio, generalmente en la forma de sólidos finos, en gránulos o en bolitas, de mallas 16 a 325. Frecuentemente las bolitas individuales son esferas casi perfectas. En el proceso de cambio, el intercambiador puede fijar iones, o complejos ionizados, de dimensiones y pesos muy variables, y en algunos casos, esto da lugar a un aumento de volumen o a una contracción no despreciables (hasta el 100 % con algunas resinas carboxílicas, HCO_2R , entre la fase H y la fase NH_4). Esta

hinchazón y esta contracción no deben ser causa, evidentemente, de una rotura de los granos. Por otra parte, el diseño de los aparatos debe tener en cuenta, en los casos extremos, la necesidad de permitir esta expansión sin que se produzcan compresiones demasiado fuertes en el seno del lecho intercambiador. Conviene tener siempre presente que el empleo de intercambiadores de iones está sujeto a cierto número de condiciones que se desconocen con suma frecuencia:

- Los intercambiadores de iones sólo pueden trabajar en presencia de una fase líquida de concentración limitada y no se resuelve con ellos todo tipo de problemas.
- Los intercambiadores de iones están destinados a fijar iones y no a filtrar materias en suspensión, coloides o emulsiones grasas. La presencia de estas sustancias acorta la duración de la vida de los productos.
- La presencia en el agua de gases disueltos en gran cantidad puede dar lugar a fuertes perturbaciones en la actividad de los cambiadores.
- Por último, y de manera general, la aplicación a escala industrial de los resultados de laboratorio o de la información facilitada por los fabricantes de intercambiadores de iones, exige mucha prudencia.

LABOR DEL ING. DE TURNO

La Refinería de La Pampilla cuenta con una Planta de Tratamiento de Agua que consta de un Filtro de Arena y dos Torres de Intercambio Iónico. La primera Torre contiene una resina catiónica que atrapa todos los cationes disueltos en el agua y la segunda Torre contiene una resina aniónica que atrapa todos los aniones, de manera que finalmente se produce agua totalmente desmineralizada, apta para su uso en varios procesos que requieren tal calidad. Por ejemplo, se utiliza agua deionizada como alimentación a las calderas de vapor, que son las que producen vapor de alta presión para accionamiento de turbinas, calentamiento y otros usos de proceso.

El Ing. de Turno supervisa a los operadores encargados de la operación de la Planta de Tratamiento de Agua, operación que incluye los períodos de producción de agua y los períodos de regeneración de las resinas.

2. CANTIDAD Y TIPO DE PERSONAL ADMINISTRADO

Cada uno de los turnos de trabajo en la Refinería tiene un mínimo de 65 trabajadores distribuidos en las diferentes áreas:

	Supervisores	Operadores
Procesos	1	
Destilación I		5
Destilación II		5
Conversión		7
Serv. Ind.		5
Mov. Prod.	1	10
Seguridad	1	21
Laboratorio		3
Mantenimiento		2
Otros		3
TOTAL	3	61

La totalidad de este personal está bajo la administración del Ingeniero de Turno.

E. COMENTARIOS FINALES Y CONCLUSIONES

1. La labor de un Ingeniero de Turno le permite aprender los fundamentos de una amplia gama de procesos industriales relacionados con la refinación del petróleo, desarrollando una formación tecnológica bastante sólida. También aprende a liderar grupos humanos, tanto de personal operador como de personal de nivel profesional. Asimismo, asume responsabilidades de nivel gerencial, ya que toma decisiones de todo tipo, aún las más críticas, en caso necesario. Por otro lado, en vista de la frecuencia con la cual tiene que resolver situaciones de emergencia, se convierte en una persona serena y eficaz ante el peligro, capaz de enfrentar cualquier contingencia, por difícil que sea.
2. El Ingeniero de Turno necesita recurrir en todo momento a la formación obtenida en la Facultad de Ingeniería Química y Manufacturera ya que, como se ha explicado, su quehacer se relaciona con múltiples facetas del ejercicio profesional. Si bien es cierto que la Refinería cuenta con un grupo de Ingenieros pertenecientes a la División Técnica, en la mayor parte de los casos es el Ingeniero de Turno quien se encuentra primero de cara al problema y se ve en la obligación de efectuar evaluaciones técnicas preliminares, las cuales en muchas ocasiones le permiten solucionar de manera definitiva las eventualidades presentadas.
3. La Química Orgánica es de particular importancia en la refinación del petróleo, pues proporciona las bases para entender la estructura y el comportamiento químico de las moléculas de hidrocarburo de las que se componen el crudo y sus derivados.
4. Ya se mencionó el hecho que una de las labores rutinarias del Ingeniero de Turno es optimizar la calidad de los productos y la operación de las Columnas de Destilación, Estabilizadoras, Acumuladores, Separadores, etc. Para ello aplica conceptos de Transferencia de Masa y Balance de Materia y Energía, como por ejemplo al analizar el efecto de la presión y la temperatura sobre el equilibrio líquido-vapor en sistemas de multicomponentes.
5. Cuando se requiere evaluar la operación de algún Intercambiador de Calor, sea por haber cambiado el tipo o la calidad de los flúidos que pasan por él o por presentar baja eficiencia debida a ensuciamiento, utiliza lo aprendido en la asignatura de Transferencia de Calor (por ejemplo los procedimientos para estimar el coeficiente global de transferencia U).
6. Es bastante frecuente que los equipos rotativos, en especial las bombas, presenten problemas operativos, además de fallas mecánicas. Por ejemplo, es común observar que el caudal bombeado baja significativamente, lo cual conlleva a aplicar principios de Transferencia de Cantidad de Movimiento, en este caso la Ley de Conservación de la Energía Mecánica, para establecer si la causa es una mayor caída de presión en el sistema debida a ensuciamiento de algún filtro o a un cambio en la viscosidad del flúido bombeado, o tal vez un incremento de presión en el extremo final del sistema (contrapresión), etc.

7. Los Instrumentos de Control también están bajo la atenta vigilancia del Ingeniero de Turno, ya que gran cantidad de problemas operativos tienen su origen en fallas de los lazos de control y frecuentemente se requiere de un minucioso análisis para descubrir con exactitud la causa. Allí es donde se necesita aplicar los cursos de Instrumentos de Control y Control de Procesos, en particular el conocimiento detallado de todos los elementos que integran un lazo de control, desde el elemento primario hasta la válvula de control, así como el concepto de los grados de libertad para establecer el número máximo de lazos de control que pueden instalarse en un sistema.
8. Los cursos de Materiales Industriales y Corrosión dan los fundamentos para poder analizar las fallas de los materiales empleados en la fabricación de los equipos de proceso, predecir el comportamiento de materiales existentes en condiciones de servicio modificadas y, por último, seleccionar los materiales más adecuados para condiciones específicas.
9. No es raro que el Ingeniero de Turno tenga un desempeño que sobrepase su Descripción de Puesto y, con el afán de solucionar problemas o mejorar la eficiencia de los procesos, proponga proyectos de mejoras de las instalaciones mucho antes que los Ingenieros de la División Técnica. Esto se debe a que él virtualmente "vive" en la planta y tiene un profundo conocimiento de las necesidades concretas de la Refinería. Para ello requiere utilizar lo aprendido en materias como Diseño de Plantas y Economía de los Procesos, con el fin de evaluar la viabilidad económica de sus propuestas.
10. El presente informe intenta describir, de manera concisa pero exhaustiva, el conjunto de actividades que constituyen la diaria labor de un Ingeniero Químico en el puesto de Ingeniero de Turno de la Refinería La Pampilla. Tal vez no sea posible plasmar en su integridad en estas páginas todo el universo de actividad febril, de jornadas nocturnas con mucho de sacrificio, de satisfacciones grandes por esas pequeñas victorias cotidianas, que implica la realización de esta labor. Pienso que son pocos los casos en que es posible hablar de una plena realización profesional como en el caso presente.

F. DIAGRAMAS

DIAGRAMA N°1 - ESTRUCTURA ORGANICA DE LA PAMPILLA

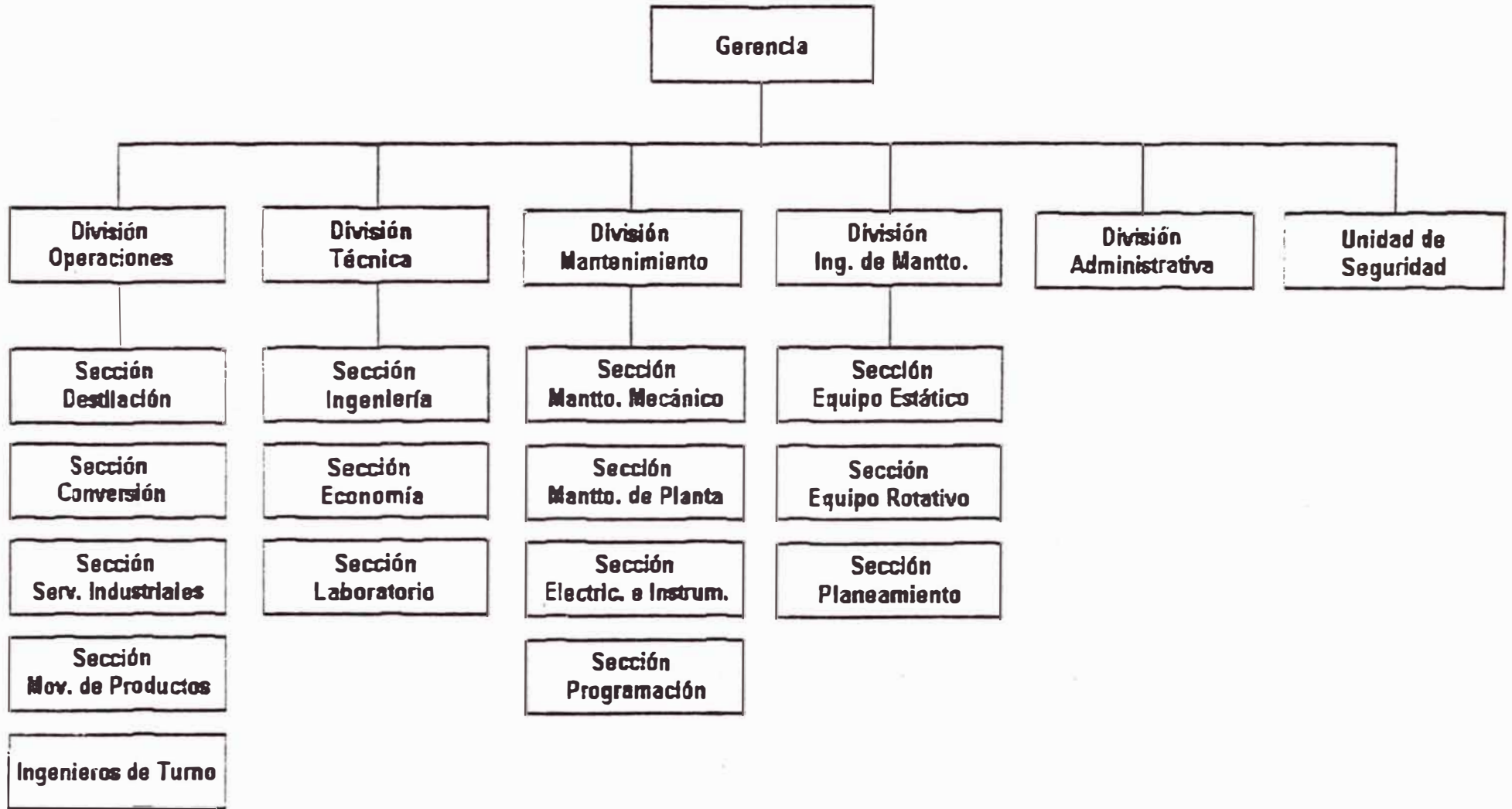


DIAGRAMA N°2 - LINEAS DE PRODUCCION DE LA PAMPILLA

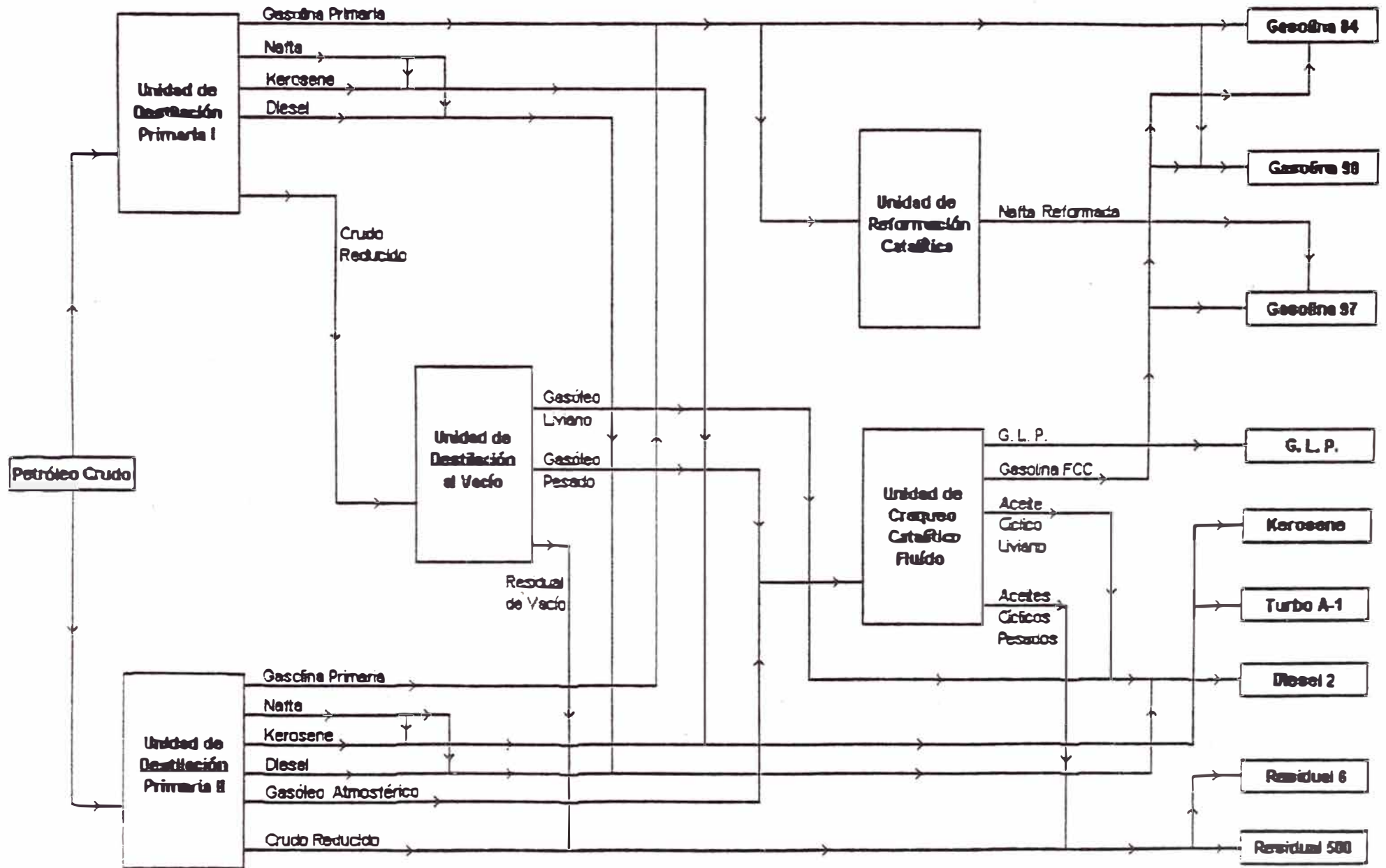


DIAGRAMA N°3 - UNIDAD DE DESTILACION PRIMARIA

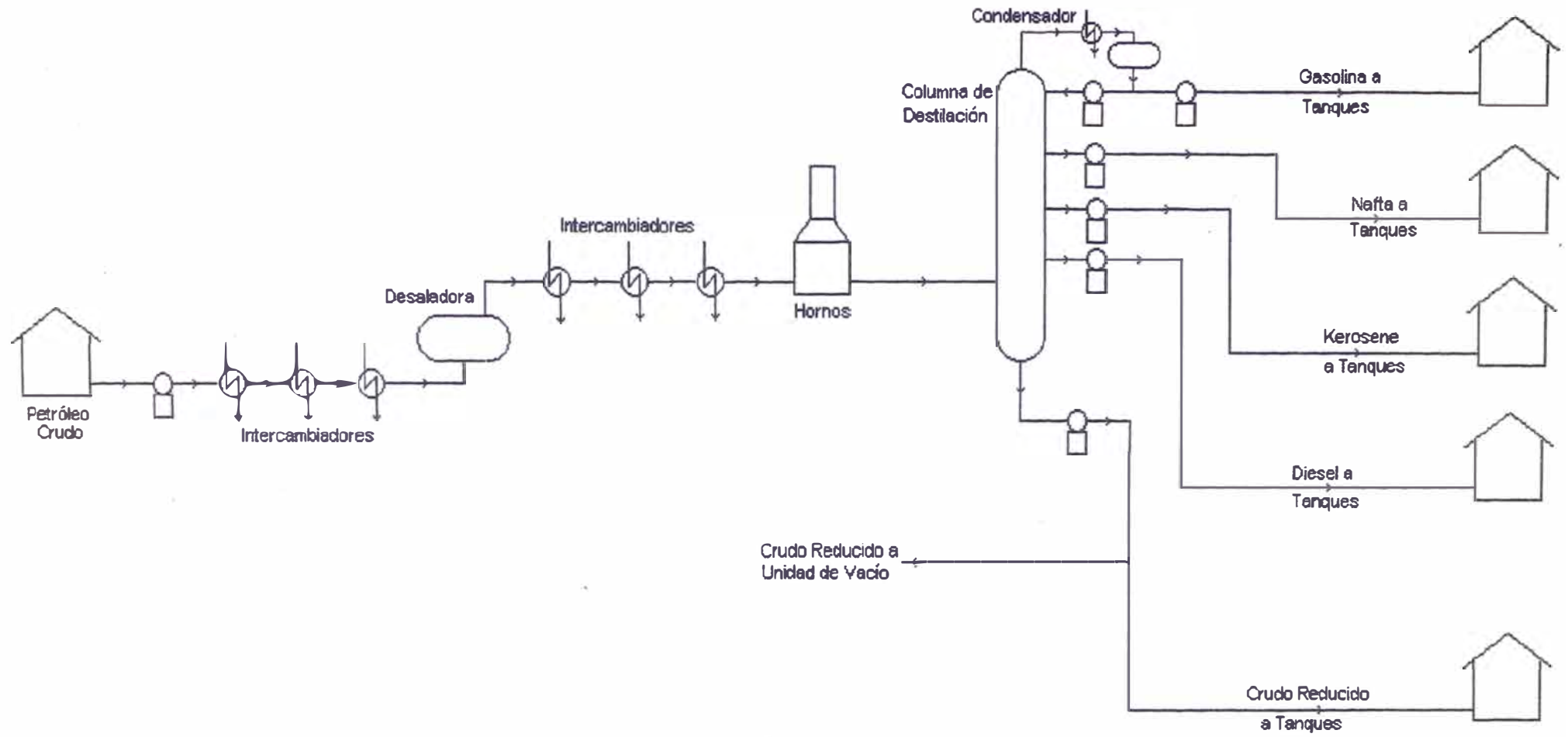


DIAGRAMA N°4 - UNIDAD DE DESTILACION AL VACIO

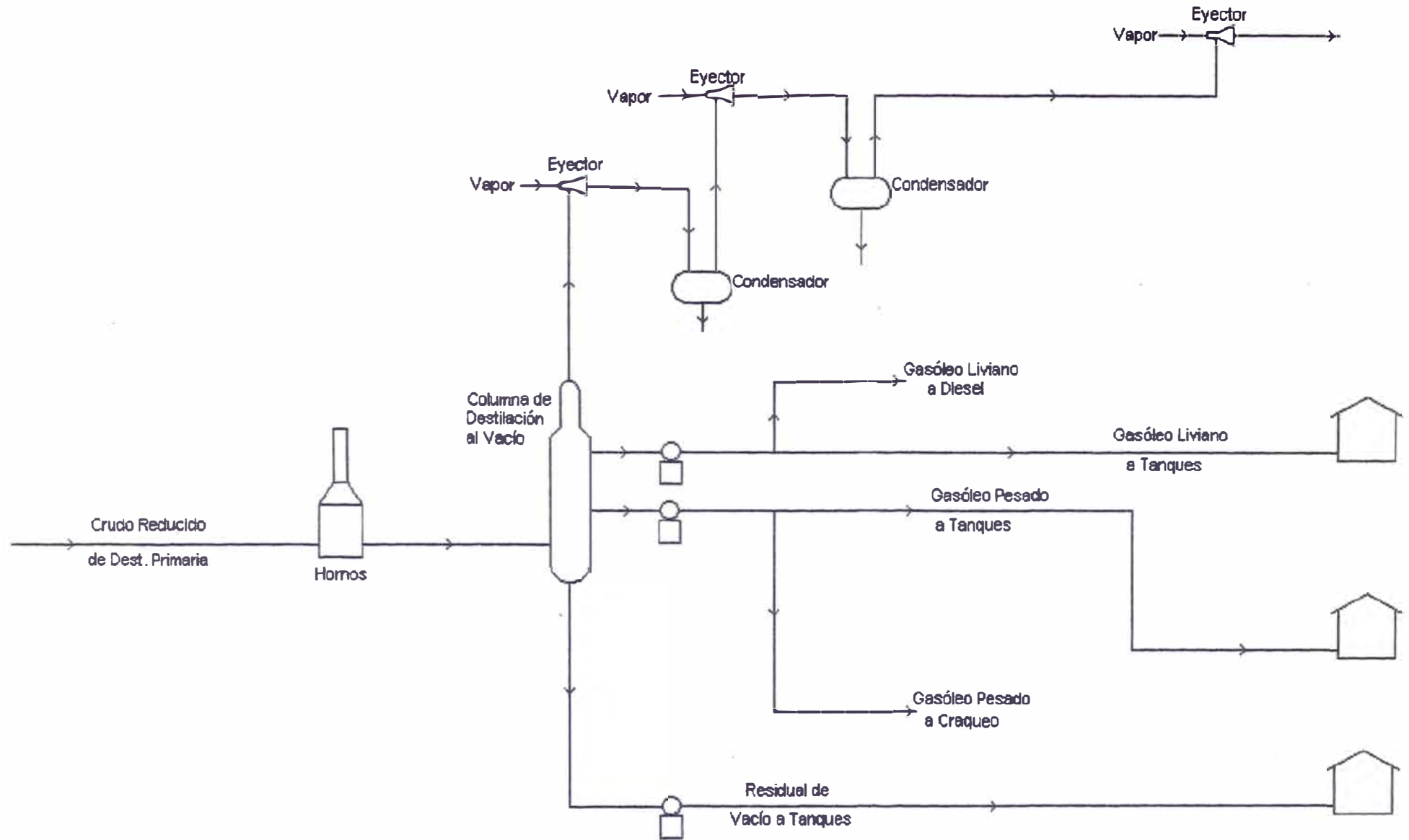


DIAGRAMA N°6 - UNIDAD DE REFORMACION CATALITICA

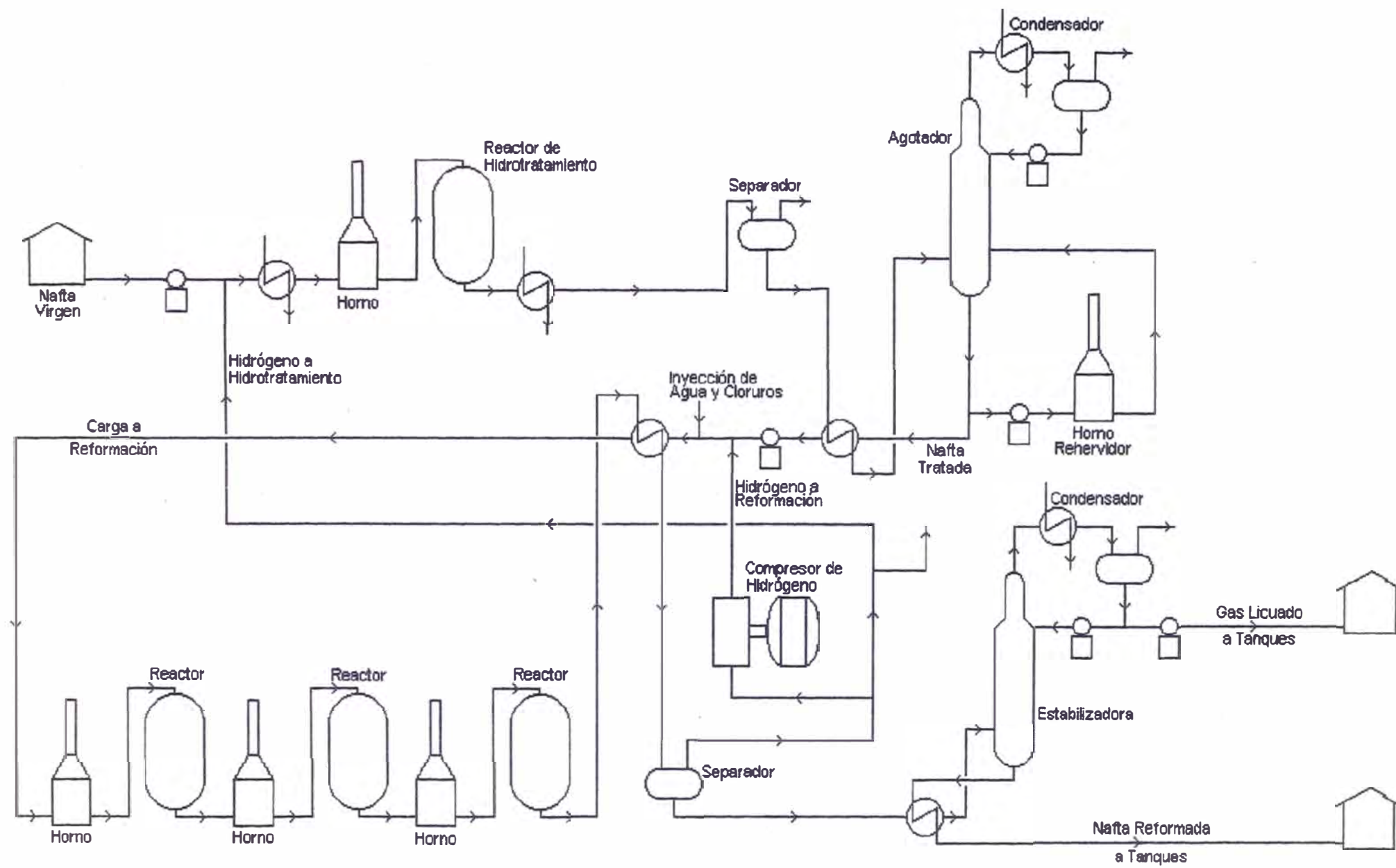
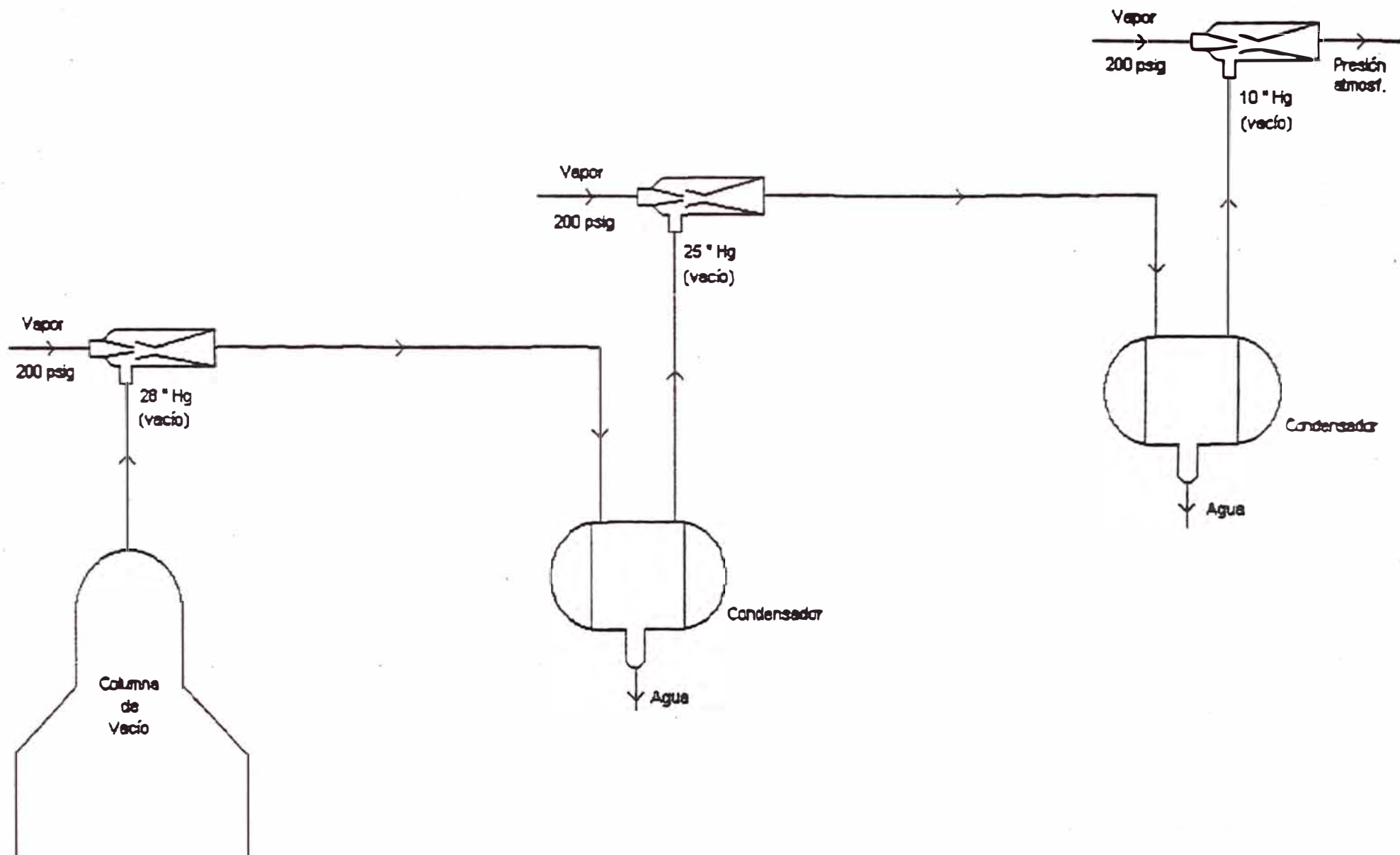


DIAGRAMA N°7 - DETALLE DEL SISTEMA DE VACIO



INVENTARIO DE TANQUES-REF. LA PAMPILLA							HORA :	05:00	FECHA :	04/06/96					
Tk	Condición	Nivel (pies)		T °F	Bls 60°F	Cap MB	Tk	Condición	Nivel (pies)		T °F	Bls 60°F	Cap MB		
PETROLEO CRUDO :							RESIDUALES :								
1A	BN	5	10	5	70	20,511	118	14A	CC	34	5	0	186	10,068	12
1B	→ LM DP1	13	3	2	69	42,657	118	14B	→ SSII	19	2	0	190	5,597	12
1C	RETORNOS	12	4	0	71	40,298	118	15A	CV.	34	7	3	155	11,169	13
1D		5	0	2	67	16,472	188	15B	CV	32	6	3	120	10,653	13
1F		54	4	6	67	129,177	132	16A	CV.	32	7	7	160	27,962	35
1G	→LP DP2	52	11	0	77.5	125,046	132	102A		12	0	4	86	23,662	95
1H	BN	3	6	4	67	7,771	132	102B	R-6	29	6	5	102	60,161	95
1J	BN	8	1	4	69	18,639	132	202A	←-PROD.	10	2	0	170	22,625	132
1K		47	6	5	66	112,978	132	202B		5	9	1	125	12,755	132
1L	→LP DP2	8	4	0	74	24,786	140	202C		49	11	4	165	114,600	132
1M		19	10	5	65	46,730	132	202D	CE.R500	26	5	7	142	60,741	132
1N	→LM DP2	33	4	0	70	78,804	132	202E		49	7	5	165	113,452	132
1P		4	10	0	67	13,854	140	202F		16	7	0	142	50,158	140
1Q	BN	5	0	4	67	14,237	188								
Total:							691,960	Total:							523,802
GASOLINA 84 :							TURBO :								
209A	CV	26	7	0	70	62,418	132	10A	CV	5	6	7	71	4,128	30
209C	CV	33	6	0	79	78,213	132	10B	←-PROD	30	6	0	78	23,197	30
203	←-PROD.	16	2	0	78	12,300	43	210A	CV	53	11	4	80	41,763	43
Total:							152,930	Total:							69,086
GASOLINA 90 :							KEROSENE :								
9A	PREP	30	0	0	79	14,447	15	11A	←-PROD	17	0	0	105	2,255	3.3
9B	CV	19	0	2	74	9,205	15	11B	CV.	23	10	5	98	3,131	3.3
Total:							23,653	Total:							46,818
GASOLINA 97 :							DIESEL :								
210B	G-97	55	0	3	64	42,934	43	13A	←-PROD.	34	6	0	87	30,410	35
8A	G-97	32	0	4	63	42,064	50	13B	CV.	39	5	2	88	34,755	35
8B	CV	26	8	2	72	36,250	50	16B	CV	8	1	1	85	7,029	35
Total:							121,248	Total:							141,418
GAS OIL :							PROD. EN PROCESO :								
213B		23	7	3	70	55,317	132	2	→	28	0	0	76	5,588	7
Total:							55,317	Total:							5,588
G.L.P. :							Para uso exclusivo del								
E-1	CV.	P. (psig):		82	1,285	4	Dpto. de Operaciones								
E-2	F/S	"		:		6	Sup. de Turno								
E-4	←-PROD	"		:	104	5,568	10								
Total:							6,853								