

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

LA INDUSTRIA DEL PETROLEO EN COLOMBIA

TOMO II

1949

LA INDUSTRIA DEL PETROLEO EN COLOMBIA

INFORME DE INGENIERIA

SOBRE

RESERVAS DE PETROLEO

PRONOSTICO DEL MERCADO

Y

PLANEAMIENTO DE LA REFINACION Y

REFINERIAS

POR

EL CONSEJO NACIONAL DE PETROLEOS

BOGOTA, COLOMBIA

Y LA FOSTER WHEELER CORPORATION

NEW YORK, E.U.A.

PARA EL

MINISTERIO DE MINAS Y PETROLEOS

DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

DICIEMBRE DE 1949

INDICE DE MATERIAS

TOMO II

A. EVALUACION DEL PETROLEO

B. REFINACION Y REFINERIAS

INDICE DE MATERIASTOMO IIB) REFINACION Y REFINERIAS

	<u>Página</u>
REFINACION	179
Desequilibrio de la Refinería	180
Zonas de Distribución de las Refinerías	186
Provisiones de Petróleo Crudo	191
Productos de Refinería	195
Distribución de Productos entre las Refinerías	197
Calidad de los Productos	199
Gasolina de Aviación	200
Gasolina Motor	202
Tractorina	205
Kerosene	207
ACPM	208
Acidos Nafténicos	209
Aceites, Lubricantes y Grasas	209
Asfalto	211
Fuel Oil	212
Otros Productos	215
Gasolina de Aviación	216
Manufactura en Colombia	216
Factores Desfavorables	217
Consumo y Distribución de la Gasolina de Aviación	220
Ubicación de las Instalaciones para Mezcla en el Norte	224
Abastecimiento de la Región Occidental	225
Consumo Futuro	226
Factores en la Elaboración de Gasolina de Aviación	229
Grados de Gasolina de Aviación	229
Pruebas	229
Mezcla de Gasolina de Aviación	232
Fraccionamiento Preciso	236
Manufactura del Grado 91/98	238
Manufactura del Grado 100/130	241
REFINERIA DE LA REGION CENTRAL EN BARRANCABERMEJA	243
Productos que Deben Elaborarse en Barrancabermeja	243
Balance de Productos	245
Procedimientos de Cracking Disponibles	247
Estudio del Cracking Térmico	248
Uso de Petróleo Crudo Pesado	249
Producción de Petróleo Crudo Sintético	253
Uso del Petróleo Crudo Barco	254
Esquema Teórico de Refinación con Petróleo Barco	255
Plan de Cracking Propuesto para la Refinería	258
Cálculos para Programas de Refinación y Balances	260
Recomendaciones Referentes a la Refinería de Barrancabermeja	263
Transporte del Crudo de Barco	264
Importación de Productos para la Región Central	265

INDICE DE MATERIASTOMO IIB) REFINACION Y REFINERIAS

	<u>Página</u>
REFINERIA DE LA COSTA NORTE EN MAMONAL	277
Aspectos Generales de la Refinería de la Costa Norte	278
Equilibrio de Productos	279
Petróleo Crudo Disponible	282
Destilación del Crudo Solamente	286
Cracking Térmico Inmediato	288
Cálculos de Esquemas de Refinación y Equilibrios	293
Construcción Inmediata de la Refinería de Destilación de Crudo e Instalación Tardía de la Unidad de Cracking	294
REFINERIA LA PETROLEA	300
Actual Refinería en La Petrólea	301
Operaciones Anteriores y Productos Elaborados	302
Demanda Futura	304
MODERNIZACION DE LA REFINERIA CENTRAL EN BARRANCABERMEJA	305
Nuevos Equipos que se Recomiendan	306
Resumen de Adiciones a la Refinería y Costo Calculado	307
Resumen Descriptivo de las Adiciones	308
Bases del Diseño	308
Descripción de las Adiciones a la Refinería	309
Unidad de Cracking Térmico	309
Instalaciones para el Tratamiento con Cloruro de Cobre	311
Tratamiento y Polimerización del Gas	313
Generación de Vapor y Fuerza Motriz y Distribución	314
Sistema de Enfriamiento de Agua	316
Agua Supletoria	316
Sistema de Agua Contra Incendio	316
Diagramas de Flujo	317
REFINERIA DE LA COSTA NORTE EN MAMONAL	321
Refinación de Derivados Necesaria	321
Conclusiones Referentes a la Instalación de la Refinería	322
Resumen Descriptivo de la Refinería de la Costa	324
Bases del Diseño	324
Derivados	324
Materia Prima	325
Composición de la Refinería	325
Lista de las Instalaciones de la Refinería	326
Unidad de Destilación Atmosférica	328
Unidad de Cracking Térmico	330
Instalaciones para Tratamiento de Cloruro de Cobre	331
Tratamiento y Polimerización del Gas	333
Generación de Vapor y Fuerza Motriz y Sistema de Distribución	335
Unidad de Mezcla Etilica para Gasolina Motor	337
Tanques	338
Planta de Oxígeno	338
Generador de Acetileno	338
Sistema de Enfriamiento de Agua Salada	339

INDICE DE MATERIASTOMO IIB) REFINACION Y REFINERIAS

	<u>Página</u>
Sistema de Aire Comprimido de la Refinería	339
Sistema contra Incendio	339
Sistema de Abastecimiento de Agua	340
Agua para Servicio Sanitario y Sistema de Alcantarillado	341
Desaguaderos de la Refinería	341
Sistema de Cargue, Descargue y Trasiego	341
Sistema de Fuel Gas de la Refinería	342
Sistema Ferrocarrilero	342
Camiones y Automóviles	343
Sistema de Purga	343
Equipo Marino	343
Edificación para Oficinas	343
Laboratorio	343
Portada y Casa para Cambiar de Ropa	344
Talleres	344
Almacén	345
Hospital y Sala de Primeros Auxilios	346
Teléfono y Sistema PBX (Ramal Telefónico Privado)	346
Cercas de la Refinería	346
Taller de Tambores y Almacenamiento	346
Casa Club y Centro de Recreo	346
Casas de Vivienda	346
Restaurante y Comisariato	347
Caminos Dentro y Fuera de la Refinería	347
Nivelación del Lugar y Compra del Terreno	347
Diagramas de Flujo	348
 FIRMAS	 357
 APENDICE	
Descripción de la Refinería Actual en Barrancabermeja	
Diagramas de Flujo	

REFINACION

Actualmente funcionan dos refinerías en Colombia, situadas en Barrancabermeja y La Petrólea respectivamente.

La refinería La Petrólea, explotada por la Colombian Petroleum Company, comenzó a funcionar en 1939. Es una instalación simple de destilación inicial profunda consistiendo de una unidad de destilación atmosférica con una capacidad de 900 barriles al día y con instalaciones de servicios correspondientes. Fue modernizada en 1946 mediante la adición de equipos para mezcla de plomo tetraetilo. El calentador del crudo fue provisto de nuevos tubos añadiéndose más intercambiadores de calor. Produce gasolina y aceite diesel del crudo de Petrólea para abastecer la demanda local.

La planta de Barrancabermeja es explotada por la Tropical Oil Company y es una refinería relativamente grande y compleja. Ha venido funcionando desde 1922. La refinería de Barrancabermeja tiene la mayoría de las plantas auxiliares que corresponden a una moderna refinería, incluyendo una instalación moderna completa para la elaboración de aceite lubricante. Sin embargo, esta refinería resulta incompleta al no disponer de instalaciones de cracking. La falta de tales instalaciones hace que carezca de flexibilidad para equilibrar la producción en relación con la demanda del mercado, debido especialmente a que la refinería funciona exclusivamente con crudos pesados.

La refinería de Barrancabermeja tiene una capacidad nominal de destilación de crudo de 17,500 barriles por día de carga, pero al presente está produciendo en destilación inicial profunda hasta 25,000 barriles por día de carga. La mayor parte de este aumento se ha obtenido haciendo funcionar la torre de vacío de la unidad de crudo en forma de torre atmosférica adicional. Un antiguo alambique de co-rasa provee una capacidad de destilación de crudo de 10,000 barriles al día. Aunque se encuentra en condiciones mecánicas regulares, este alambique no es capaz de

cortar muy profundamente en el petróleo crudo pesado.

En el apéndice se ofrece una descripción detallada de la planta de Barrancabermeja. La refinería de Barrancabermeja elabora petróleo crudo de la concesión de De Mares, junto con pequeñas cantidades del crudo del campo Velázquez. Ambos crudos son de muy baja gravedad (véase la sección sobre la "Calidad del Crudo").

La gasolina de primera destilación del crudo de De Mares es de volatilidad baja y se mezcla en la refinería con toda la gasolina natural estabilizada disponible del campo, para lograr un producto vendible. Como resultado del bajo rendimiento de gasolina del crudo de De Mares, se ha hecho todo lo posible para elaborar la mayor cantidad posible de petróleo crudo, en lo que viene a ser principalmente una operación de desnatación. Esto, naturalmente, ha resultado en la producción de grandes cantidades de crudo reducido para el cual no existe mercado en Colombia. Este exceso de crudo reducido se mezcla con crudo íntegro y butano para reducir su viscosidad y se bombea por el oleoducto Andian para su exportación a otras refinerías. La alta viscosidad del crudo mezclado ha reducido seriamente la capacidad del oleoducto Andian.

#### Desequilibrio de la Refinería

El funcionamiento de la refinería de Barrancabermeja en años recientes ha venido desequilibrándose progresivamente en relación con la demanda del mercado colombiano, debido a la producción deficiente de gasolina y al exceso de la producción de fuel oil. Mientras la refinería ha sido operada por la Tropical Oil Company, empresa perteneciente al grupo de la Standard Oil, esto no ha resultado tan importante, dado que ellos tenían interés en producir petróleo crudo y ha sido posible integrar la operación de Barrancabermeja con otras refinerías de petróleo de la Standard Oil. Así que, las deficiencias en la producción de gasolina y ACPM de Barrancabermeja han sido compensados con importaciones de Aruba y Talara y el exceso de crudo reducido de Barrancabermeja ha sido exportado para -



## FOSTER WHEELER CORPORATION

mayor elaboración en otras refinerías fuera del país.

Cuando la instalación de Barrancabermeja revierta al Gobierno de Colombia en 1951, este tipo de integración ya no será conveniente o práctico y será necesario que la industria de refinación de Colombia opere en lo posible, como una sola unidad independiente. No solamente el presente tipo de operaciones implica importaciones de productos refinados, y consiguientemente una salida de las divisas de dólar, sino que además se necesitan excesivas cantidades de crudo, obteniéndose fuel oil en cantidades que sobrepasan considerablemente a la demanda.

Este desequilibrio en lo que se refiere a los productos a granel (grandes volúmenes) más importantes como resultado de este tipo de operación se ilustra claramente con las cifras siguientes, para 1947, expresadas en barriles por día:

<u>Producto</u>	<u>Producido en Barrancabermeja</u>	<u>Consumo Total en Colombia</u> <sup>(1)</sup>	<u>Diferencia</u>	<u>Porcentaje de la Producción en el Consumo</u>
Gasolina de Motor	4.220	5.750	-1.530	74%
Kerosene	670	535	+ 135 <sup>(2)</sup>	125%
A.C.P.M.	750	1.080	- 330	70%
Fuel Oil (incluyendo crudo reducido)	14.300	7.650 <sup>(3)</sup>	+6.650	187%

(1) Excluyendo el Norte de Santander  
 (2) Incluyendo abastecimiento de buques  
 (3) Excesos a inventario

Se notará que en 1947 la refinería de Barrancabermeja proveyó toda la demanda de kerosene del país, pero solamente el 74% de la demanda de gasolina motor y el 70% de la demanda de ACPM. Por otra parte, la producción de fuel oil (crudo reducido) fué mucho mayor que la requerida para satisfacer las necesidades del país, siendo casi el doble del consumo nacional del producto.

Las cifras correspondientes para 1948 indican un desequilibrio aun más notable. Sin embargo, debido a la huelga de principios de año, que redujo considerablemente la operación de la refinería, las cifras para 1948 pudieran en cierta --

## FOSTER WHEELER CORPORATION

forma conducir a interpretaciones erróneas y por ese motivo han sido omitidas.

Evidentemente, el problema de producir más gasolina no puede resolverse -- elaborando más petróleo crudo. En verdad, mientras más petróleo crudo se cargue y procese en la refinería para producir gasolina íntegra o de primera destilación, peor será el desequilibrio entre la gasolina y el fuel oil. Esta es la situación dado que parte de la gasolina motor elaborada en Barrancabermeja consiste de gasolina natural, cuya producción es relativamente constante, dependiendo más bien de operaciones del campo que de operaciones de refinación.

El punto puede aclararse comparando dos casos hipotéticos. En cada uno se asume que se dispone de 1.800 barriles de gasolina natural por día para mezcla de gasolina motor.

	<u>Caso I</u>	<u>Caso II</u>
Crudo a la Refinería, bls./día	15.000	30.000
Rendimiento de gasolina, % por vol.	13 <sup>(1)</sup>	13 <sup>(1)</sup>
Gasolina del crudo, bls./día	1.950	3.900
Gasolina natural, bls./día	<u>1.800</u>	<u>1.800</u>
Total de Gasolina, bls./día	3.750	5.700
Rendimiento de fuel oil, % por vol.	70	70
Fuel oil producido, bls./día	10.500	21.000
Relación de Gasolina/Fuel oil, %	35,7	27,1

(1) Cifra promedio - el verdadero rendimiento depende de la producción relativa de kerosene, solventes, etc. y del tipo de crudo de De Mares que se procese.

Del cuadro anterior puede verse que la producción total de gasolina corresponde al 35,7% por volumen de la producción de fuel oil cuando se cargan 15.000 barriles de petróleo crudo por día a la refinería, y disminuye a 27,1% cuando este régimen de carga se aumenta a 30.000 barriles al día, aproximada

FOSTER WHEELER CORPORATION

mente la cantidad de crudo teóricamente necesaria para equilibrar la gasolina en el consumo de 1947. Este es solamente un caso hipotético, pero sirve para mostrar el orden de magnitud de las cantidades que comprende.

Las verdaderas cifras de refinación en Barrancabermeja por un número de años se ofrecen a continuación, y se verá que las proporciones entre la gasolina y el fuel oil son del mismo orden que en los casos hipotéticos considerados anteriormente.

Promedio de Producción Diaria de Gasolina

Motor y Fuel Oil en Barrancabermeja

<u>Año</u>	<u>Gasolina</u>	<u>Fuel Oil</u>	<u>Porcentaje de Gasolina</u>
	<u>Motor</u> bls./día	<u>Fuel Oil</u> bls./día	<u>sobre fuel oil</u> %
1945	2.730	8.500	32,2
1946	2.900	9.110	31,9
1947	4.220	14.300	29,5

Es interesante comparar las proporciones anteriores de gasolina/fuel oil, con las correspondientes proporciones requeridas para el consumo total del país para estos productos. Las cifras pertinentes se muestran en el cuadro que sigue e incluyen pronósticos de consumo para varios años futuros, tomados del estudio de McGraw-Hill.

Consumo Total<sup>1</sup> de Gasolina Motor y Fuel Oil en Colombia

Por Años

Barriles por Día

<u>Año</u>	<u>Gasolina como</u>		<u>Porcentaje de fuel oil</u>
	<u>Gasolina de Motores</u>	<u>Fuel Oil</u>	
1945	3.420	6.380	53,5
1946	4.320	6.510	66,5
1947	5.730	7.630	75
1948	6.500	6.650	98
1950	8.250	7.960	105
1955	11.150	10.300	114
1960	17.750	13.500	132

<sup>1</sup>Excluyendo el norte de Santander.

La comparación de las proporciones anteriores de gasolina y fuel oil requeridas para el mercado colombiano con las de las operaciones actuales en Barrancabermeja indica en seguida la imposibilidad de equilibrar la producción y la demanda cargando el crudo de De Mares en los equipos existentes.

Durante los últimos años, las escaseces de gasolina y ACPM de Barrancabermeja han sido satisfechas por medio de importaciones. Tales importaciones han venido aumentando en una proporción rápida, así que en 1948 la gasolina motor importada alcanzó al 46% del consumo nacional. La cifra correspondiente a las importaciones de ACPM en 1948 fué el 42%. Sin embargo, la refinería de Barrancabermeja continuó abasteciendo todas las necesidades del país para kerosene. Dado que el alcance del límite de ebullición del Kerosene solapa con el de la gasolina, su producción reduce el rendimiento de la gasolina por barril de petróleo crudo y por eso agrava aun más el problema.

Otro detalle desfavorable en la situación actual son las enormes cantidades de petróleo crudo que tienen que elaborarse para lograr un rendimiento dado de productos para el mercado. Este punto se pone de manifiesto en el cuadro que sigue, en el cual las cantidades de petróleo crudo y gasolina natural requeridas para tratamiento en los últimos años se comparan con (a) el consumo total de productos en el país, y, (b) el consumo en el país de productos elaborados en Barrancabermeja.

Año	Crudo Cargado <sup>1</sup> para tratamiento en Barrancabermeja Bls./día	Consumo Total de Productos Bls./día	Consumo de Productos de Barrancabermeja Bls./día	Consumo del país de productos de Barrancabermeja como Porcentaje del Crudo Cargado - %
1945	12.950	11.700	10.900	84,5
1946	14.000	13.450	11.400	81,5
1947	20.900	16.300	13.600	65,0
1948	18.900	(est)16.700	12.400	65,7

<sup>1</sup>Incluyendo gasolina natural.

Se notará que en todos los años desde 1945 a 1948, la refinería elaboró una cantidad de petróleo crudo mayor que el consumo total de productos en el

país incluyendo importaciones. Además, la cantidad de productos de Barrancabermeja que se consumieron en Colombia representó un porcentaje decreciente continuo del volumen de petróleo crudo cargado en la refinería. Para compensar la diferencia, fué necesario importar más y más productos. Esto se manifiesta en el Cuadro I, indicando el consumo de productos importados, como porcentaje del consumo total nacional para los productos más importantes. En 1948, el consumo de productos importados representó el 25% por volumen del total de las necesidades nacionales, excluyendo el Norte de Santander, o 24% por volumen si se incluye esta región.

CUADRO I

IMPORTACIONES DE COLOMBIA

COMO PORCENTAJE DEL CONSUMO TOTAL NACIONAL<sup>1</sup>

	<u>1945</u>	<u>1946</u>	<u>1947</u>	<u>1948</u>
Gasolinas Motor y de Aviación	16,5	33,1	35,1	48,5
Tractorina	nil	nil	nil	18,4
Kerosene	nil	nil	nil	nil
ACPM	11,8	32,1	27,3	44,4
Fuel Oil	nil	nil	nil	nil
Aceites Lubricantes	<u>48,5</u>	<u>55,8</u>	<u>66,8</u>	<u>63,0</u>
Todos los productos <sup>2</sup>	6,61	15,19	16,65	25,9

<sup>1</sup>Excluye el Norte de Santander.

<sup>2</sup>Incluye productos que no se relacionan en el cuadro.

Medidas de Corrección

Una de las consecuencias del presente estudio será enmendar el desequilibrio discutido anteriormente, tratando de eliminar las importaciones tanto como sea práctico. Este problema puede atacarse por dos medios distintos. Uno de ellos consiste en refinar petróleo crudo más liviano, del cual Colombia --

afortunadamente tiene una buena provisión en la concesión Barco. El otro medio de ataque será la instalación de equipos de cracking, para poder elaborar gasolina del petróleo pesado.

Ambos medios de ataque han sido empleados. Según se desarrollará en detalle más adelante, se han hecho recomendaciones para cargar una proporción de crudo liviano en Barrancabermeja y también para instalar una unidad de cracking térmico en esta refinería. Aun así, el volumen total de crudo que se elaborará resultará considerablemente reducido. Esto es posible obteniendo más gasolina por barril de crudo, así como asignando para la refinería de Barrancabermeja las demandas de mercado de la región central del país solamente, a excepción de ciertos productos de poco volumen y productos especiales.

Las necesidades del resto del país, las regiones del norte y oeste de Colombia, serán satisfechas por una nueva refinería en Mamonal. La refinería de Mamonal estará también en condiciones de equilibrar la producción, tanto elaborando crudo liviano como usando unidades de cracking.

El primer punto que hay que decidir en la determinación del tamaño de las refinerías del país es la división del país en zonas de abasto de las refinerías y los productos que deban elaborarse en cada refinería. Este aspecto del problema ya ha sido tratado en la sección de este informe titulada "Ubicación de las Refinerías", pero se desarrolla con detalles más concretos a continuación.

#### Zonas de Distribución de las Refinerías

Según se ha tratado en la sección de la "Ubicación de las Refinerías", la refinería de La Petrólea debe continuar abasteciendo las necesidades locales de la región alrededor de Cúcuta; la refinería de Barrancabermeja ampliada abastecerá las necesidades de toda la región central del país al sur de El Banco, incluyendo Bogotá y Medellín, y la nueva refinería de la costa Norte -

en Mamonal debe abastecer las regiones del norte y del oeste de Colombia.

Es importante hacer hincapié acerca del aislamiento relativo de las tres zonas de suministro de las refinerías. Este aislamiento determina que sea conveniente abastecer cada región desde una refinería local. Así que, la región alrededor de Cúcuta no tiene comunicaciones superficiales con el resto de Colombia, a excepción de caminos largos y difíciles a través de las montañas. Esta zona se encuentra tan aislada por las selvas y montañas que resulta verdaderamente afortunado que exista un campo petrolero y una refinería en La Petrólea. Debido al contenido elevado de petróleo blanco en el crudo de Barco, no se prevee dificultad alguna en equilibrar la producción y la demanda del mercado desde la refinería La Petrólea.

La región central se encuentra también aislada en muchos aspectos, y de nuevo resulta afortunado para el país que la naturaleza haya provisto campos petroleros razonablemente bien situados con respecto a las grandes ciudades en el centro del país.

#### Ventajas de una Refinería en la Región Central

Debido al elevado costo de los transportes desde fuera a la región central y viceversa, sería conveniente desde un punto de vista económico, según se notara antes, que se abasteciera la demanda de derivados de esta región, en lo posible, desde una refinería local. De no hacerse así la economía colombiana en general deberá pagar el costo adicional del transporte en la proporción correspondiente.

Así que los productos refinados entregados en la región central desde la costa deben soportar el costo elevado del transporte río arriba hacia el interior y se encuentran en una situación económica desventajosa en comparación con los productos refinados localmente en la región central. En forma semejante, si el petróleo crudo producido en la región central se exporta, -

debe soportar el costo del transporte a la costa y se encuentra en una situación económica desventajosa, por este concepto, en el mercado internacional.

Consiguientemente, existen buenas razones económicas para refinar petróleo crudo colombiano en la refinería de la zona central en Barrancabermeja, - hasta el límite de la demanda de productos del mercado de la región central.- Sin embargo, no existe ventaja alguna en ir más allá de este límite. Las regiones de la costa del país pueden abastecerse mejor y más económicamente desde una nueva refinería en la costa norte.

#### Ventajas de una Refinería en la Costa Norte

Una de las ventajas principales de tener una refinería en la costa norte es la de eliminar grandemente las importaciones al norte y oeste. Tales importaciones pudieran, por supuesto, eliminarse, por lo menos hipotéticamente, construyendo una refinería mucho mayor en Barrancabermeja para hacerse cargo de todo el país. A pesar del costo de operaciones relativamente menor en una sola refinería de mayor tamaño, en comparación con dos más pequeñas, se compensaría ventajosamente la diferencia con la gran reducción en el costo de distribución de los productos al norte y, en menos proporción, a las regiones occidentales de Colombia desde una refinería en la costa norte, en comparación con lo que costaría la distribución desde Barrancabermeja.

Sin embargo, en la práctica sería casi imposible elaborar los productos en Barrancabermeja en cantidades suficientes para todo el país, por dos razones. Primeramente, no hay suficiente crudo disponible en la región central, cuando se tiene en cuenta el bajo rendimiento de gasolina del crudo pesado. Para traer suficiente crudo de Barco, sería prácticamente indispensable construir un nuevo oleoducto paralelo al de la Andian desde La Gloria hasta Barrancabermeja. Es evidente que esta inversión no pudiera justificarse a causa de la corta vida potencial del campo. (Véase Provisiones de Petróleo Crudo).



La segunda razón es que sería extremadamente difícil disponer económicamente del exceso de fuel oil que inevitablemente se produciría en Barrancabermeja, si se aumentara grandemente el volumen de crudo cargado para elaboración. Otra razón suplementaria es que el sistema de transporte es totalmente inadecuado para distribuir la demanda de productos a estas regiones desde Barrancabermeja.

Todas estas dificultades se evitan construyendo una nueva refinería en la costa norte. Se dispone de petróleo crudo a poco costo de todos los campos de Colombia y también puede importarse barato si fuera necesario. Existe una salida conveniente para fuel oil como abastecimiento de buques, la cual por supuesto no existe en Barrancabermeja. El costo del transporte a la región occidental por mar es considerablemente más bajo que desde Barrancabermeja a la misma región.

La costa norte de Colombia tiene una ligera pero positiva ventaja geográfica tanto en lo que se refiere a la distribución de productos al perímetro de la costa de Colombia, como en relación con el acceso al Canal de Panamá, en comparación con las principales refinerías existentes en la región del Caribe.

Por otra parte, la situación económica en relación con la refinería de la costa norte no se encuentra tan claramente definida como ocurre con la refinería de la zona central. En particular, tal refinería no tiene la abrumadora ventaja de transporte en el mercado local, como lo tiene una refinería en el centro del país, abasteciendo un mercado relativamente aislado. Tiene que competir directamente en los mercados de exportación con otras refinerías mucho mayores en Venezuela y las Indias Occidentales Holandesas. Sin embargo, en el mercado colombiano tendría protección arancelaria contra la competencia extranjera.

En consecuencia, los factores económicos en relación con la operación de la refinería de la costa norte se determinarán mayormente por (a) el precio mundial del petróleo crudo y derivados, (b) los derechos de importación a pro-

ductos refinados y/o petróleo crudo traído a Colombia, y (c) la capacidad de la planta que se instale.

En general, una pequeña refinería no puede competir en igualdad de condiciones con una refinería grande y completa, y la mayoría de las refinerías existentes en la región del Caribe son muy grandes.

El petróleo crudo de las reservas de De Mares no resultará adecuado para las necesidades de elaboración tanto de Barrancabermeja como de la refinería de la costa norte después de aproximadamente 1954, y será necesario adquirir cantidades crecientes de petróleo crudo después de esa fecha.

Existe una buena posibilidad de que una fórmula de precios uniformes para los productos de petróleo se establezca a través de toda Colombia. Si esta fórmula se basa en la seguridad de una ganancia razonable en las operaciones de Barrancabermeja, es casi seguro que también se dispondrá de un margen adecuado para operar lucrativamente la refinería de la costa norte. En general, le sale cuenta a un país comprar petróleo crudo y refinarlo, más bien que pagar por el producto acabado. En esta forma se emplean trabajadores -- del país y, siendo pagados en moneda nacional, se mejora el "standard" de vida y el poder adquisitivo de la comunidad.

## PROVISIONES DE PETROLEO CRUDO

Antes de tratar acerca de los productos que deban elaborarse en las distintas refinерías, es conveniente considerar brevemente la cuestión de las provisiones de petróleo crudo. Dado que el petróleo crudo y los derivados se encuentran íntimamente relacionados, será necesario volver a este asunto con más definitivas de las nuevas plantas.

### Disponibilidad

217) Para el informe presente, el contrato establece que todos los crudos colombianos pueden considerarse en disponibilidad según se requieran para refinación.

### Reservas

La producción futura calculada de los campos actuales se trata en detalle en la sección "Provisiones de Petróleo Crudo". No es necesario repetir las conclusiones del estudio en esta ocasión, pero se harán frecuentes referencias a las reservas de petróleo crudo en discusiones posteriores sobre refinación.

### Calidades de los Crudos

Las calidades de los varios crudos colombianos se discuten en la sección sobre "Calidad del Petróleo Crudo". Los datos en esa sección fueron tomados del Informe de Laboratorio de la Foster Wheeler. La calidad de un crudo naturalmente determina los rendimientos y, en menor proporción, las calidades de los productos obtenibles del mismo por la refinación. Así que, el problema de cargar el crudo apropiado a la refinерía apropiada tiene que resolverse antes de que se hagan las recomendaciones finales concernientes a las nuevas instalaciones de refinación. La refinерía de Barrancabermeja es aun más crítica en este aspecto y se discutirá primero.

### Provisión de Crudo de la Zona de la Refinería Central

218) En la región central se encuentran varios campos petroleros de gran importancia. Los campos más importantes son los de la concesión De Mares, la cual revierte al Gobierno de Colombia en agosto de 1951, y el campo Casabe explotado por la Shell Company. También se encuentran en la región central los campos Cantagallo y Velásquez, siendo ambos pequeños productores relativamente. Todo el Valle del Magdalena superior es potencialmente productor de petróleo y existen buenas razones para creer que se descubrirán otros campos. Todos los campos actuales en la región producen petróleo pesado de un tipo nafténico.

Los campos de Barco, aunque no se encuentran en la región central, son los productores principales de petróleo crudo liviano en Colombia y se encuentran relativamente accesibles de la refinería de Barrancabermeja con referencia al costo del transporte. El oleoducto de la South American Gulf desde los campos Barco se cruza con el oleoducto de la Andian en el río Magdalena cerca de La Gloria, habiendo una distancia río arriba desde aquí hasta Barrancabermeja de menos de 200 kilómetros. Cuando un ramal del oleoducto de la Andian resultara libre, debido a la declinación de las exportaciones de petróleo crudo desde la región central, sería práctico invertir la dirección del flujo en este ramal del oleoducto y transportar crudo de Barco a bajo costo desde La Gloria hasta Barrancabermeja. Hasta tanto esto sea posible, pueden traerse moderadas cantidades del crudo de Barco río arriba por lanchas fluviales desde La Gloria hasta Barrancabermeja.

El único campo productor de Colombia que no se encuentra realmente accesible a la región central es el campo El Difícil en el norte. Este campo es un pequeño productor de crudo liviano y se supone que manifieste una merma rápida en los próximos años.

Es obvio que la refinería central tiene acceso a prácticamente todos los petróleos crudos de producción colombiana a un costo de transporte más reduci-

do que el que se aplicaría al crudo importado o derivados importados. Así que, las ventajas de abastecer la demanda del mercado de la región central con productos de los crudos colombianos son bien evidentes.

De las manifestaciones anteriores es aparente que la refinería actual de Barrancabermeja, que se encuentra situada en la región central cerca de los campos petroleros de De Mares y Casabe, continuará manteniendo grandes ventajas económicas como fuente de abastecimiento para la región central sobre otras refinerías fuera de esta región, ya sea en la costa de Colombia o fuera del país. Esta es una de las razones principales para recomendar amplias adiciones a la refinería de Barrancabermeja.

#### Provisión de Crudo de la Zona de la Refinería de la Costa

El único campo petrolero cerca de la costa norte es el campo El Dificil cuya producción es reducida. Sin embargo, se asegura una provisión abundante de petróleo crudo colombiano para la refinería de la costa norte, dado que los dos oleoductos de petróleo crudo tienen sus terminales marítimos en la costa norte. La ubicación de la refinería en Mamonal, el terminal del oleoducto Andian, fue escogida principalmente por la razón de que el petróleo crudo podía traerse a la refinería en forma tan barata.

El crudo de Barco puede traerse a Mamonal mediante una transferencia en La Gloria desde el oleoducto Sagoc al oleoducto Andian. Esto ha sido tratado bajo el epígrafe "Modificaciones Propuestas para el Transporte y Distribución del Petróleo".

Las provisiones de petróleo crudo importado, si se requirieran, también se encuentran fácilmente disponibles. La costa norte de Colombia es accesible por mar no solamente a los próximos campos de Venezuela sino también al Cercano Oriente y otras importantes regiones productoras.

Ya se ha hecho hincapié en que las provisiones de petróleo crudo de Colom-

220) bia resultarán inadecuadas para satisfacer las demandas de refinación hacia 1958 aproximadamente. En la eventualidad, que no parece pueda ocurrir, pero que debe ser considerada, de que no se descubrieran nuevos depósitos de petróleo en Colombia en cantidades adecuadas antes de esa fecha, la refinería de la costa norte se encontrará muy bien situada para obtener crudo importado. Esta es una consideración importante para cuando llegue el momento de redimir la instalación, y justifica la construcción de una planta mayor y más económica de lo que fuera posible basados solamente en las reservas comprobadas de Colombia.

Tomando todos estos aspectos en consideración, la refinería de la costa norte se encuentra extremadamente bien situada en relación con las provisiones de petróleo crudo, y en este sentido tiene ciertas ventajas sobre la instalación de Barrancabermeja.

PRODUCTOS DE REFINERIAAuto-Suficiencia de Abastecimiento Nacional y Reducción de las Importaciones

Una de las finalidades principales del presente estudio es, como ya se ha dicho, indicar hasta que punto y de que manera Colombia puede abastecerse a si misma en lo referente a productos refinados del petróleo. Ya se ha hecho notar que las importaciones de productos del petróleo han incrementado notablemente durante los últimos años, y aún siguen aumentando a un ritmo acelerado. Tales importaciones representan un severo drenaje para los recursos de dólares del país. Sin embargo, este drenaje podría reducirse considerablemente si se instalaran los equipos adecuados para refinación.

Existen sin embargo ciertas limitaciones de carácter práctico y económico a la política de abastecimiento de todas las necesidades nacionales mediante la refinación local. Particularmente, hay un número de productos especializados que conviene más importarlos ya sea por razones económicas, o puramente técnicas. Entre tales productos, se encuentran los siguientes:

- a) Ciertos aceites lubricantes y grasas especiales, especialmente las que se usan en aviación. Muchos de ellos deben fabricarse con petróleos crudos seleccionados que no pueden obtenerse en Colombia.
- b) Ciertas especialidades tales como solventes petro-químicos, etc., de los cuales hay una demanda local demasiado pequeña para que se justifique el complicado equipo que se necesita para su elaboración.
- c) La gasolina de aviación del Grado 100/130, ya sea para usarla como tal, o para ser mezclada en la producción de grados inferiores (véase más adelante.)

En algunos casos puede también justificarse, económicamente, el seguir importando ciertos productos de bajo precio que puedan adquirirse en el exterior

a un costo menor que fabricándolos localmente. Algunos productos asfálticos pertenecen a esta categoría.

22) Con las excepciones anteriores, las refinerías del país deben seguir fabricando un amplio surtido de productos. A fin de evitar demasiada complicación durante las primeras etapas de funcionamiento de la refinería de la costa norte, se recomienda que se sigan fabricando en Barrancabermeja todos los aceites lubricantes y grasas, solventes y asfaltos para satisfacer toda la demanda del país. Las instalaciones para elaboración de Barrancabermeja son adecuadas para poder satisfacer durante otros cinco años o más las demandas del país sobre estos productos. Si se aprovecha completamente esta capacidad existente, es posible evitar el tener que invertir capital para dotar a otras refinerías con equipos adicionales de fabricación. Sin embargo, de adoptarse esta disposición, los costos de transporte en las regiones occidental y norte del país serían algo mayores, pero esto queda más que compensado con la reducción en el costo inicial y en los gastos de funcionamiento.

Barrancabermeja cuenta con una planta productora de envases de lata y barriles completamente equipada, y se recomienda que la mayor parte de los productos envasados se sigan distribuyendo desde esta refinería. En algunos casos aislados podría convenir enviar las latas vacías y los tambores a la refinería de la costa norte para ser llenados, pero actualmente no se cree probable tener que hacerlo.

Todo lo referente a la fabricación de gasolina de aviación, se considera más adelante en esta sección. Se propone, sin embargo, que Barrancabermeja debe seguir produciendo gasolina natural estabilizada para mezclarla con la importada del Grado 100/130 o alquilato importado a fin de obtener la del Grado 91/98 o graduaciones inferiores. A estas mezclas se añade también plomo-tetraetilo. Se debe usar suficiente material básico de mezcla en Barrancabermeja para poder satisfacer las necesidades de la región central referentes a



## FOSTER WHEELER CORPORATION

gasolina de Grado 91/98 y a las gasolinas de aviación de graduación inferior. El reg to debe enviarse por lancha río abajo para ser mezclada en la nueva refinería de la costa norte. De esta manera se evita el doble costo de transporte de gasolina del - Grado 100/130 hasta Barrancabermeja y otra vez de vuelta hasta la costa. En la refi nería de la costa norte se necesitan solamente equipos sencillos de mezcla.

La mayor parte de la gasolina de aviación que se usa en la región del norte se consume en Barranquilla. Por lo tanto, puede ser muy ventajoso el mezclar la gasoli na de Grado 91/98 en la planta receptora de Barranquilla. En esta forma se podría - eliminar el costo de transporte desde Mamonal. Barranquilla se halla lo bastante cer ca de Mamonal para que el personal de la refinería ejerza un control técnico efectivo sobre la operación de mezcla.

### Distribución de Productos entre las Refinerías

Las cantidades estimadas en barriles por día, de los varios productos a elaborar en las tres refinerías durante el año 1955, se indican en el Cuadro I. Las cifras co rrespondientes a otros años se indican en el Cuadro II, en galones por año.

#### CUADRO I

#### PRODUCCION ESTIMADA DE LAS REFINERIAS EN 1955

##### Barriles por día

	<u>Refinería de</u> <u>Barrancabermeja</u>	<u>Refinería</u> <u>del Norte</u>	<u>Refinería</u> <u>La Petrólea</u>	<u>Total</u>
Material Básico para Mezcla de G. Aviación	543 <sup>(1)</sup>	-	-	543
Gasolina motor	6.650	5.100	333	12.083
Solventes	98 <sup>(1)</sup>	-	-	98
Tractorina	529	189,6	-	718,6
Kerosene	444	627	-	1.071
ACPM	855	1.182	72,5	2.109,5
Lubricantes	235	-	-	235
Asfalto	1.143	-	-	1.143
Fuel Oil	<u>4.630</u>	<u>5.650</u>	<u>-</u>	<u>10.280</u>
Total <sup>(2)</sup>	15.127	12.748,6	405,5	28.281,1
Como Porcentaje	53,5%	45,0%	1,5%	100%

(1) Aproximado.

(2) Excluye grasas y otros productos especiales.

CUADRO II

DEMANDA DEL CONSUMO POR REGIONES - AÑOS ESPECIFICOS

<u>Año</u>	<u>1948</u>	<u>1950</u>	<u>1955</u>	<u>1960</u>	<u>1965</u>
Productos	<u>Millones de galones por año</u>				
<u>DEMANDA DE PRODUCTOS DE LA REFINERIA CENTRAL</u>					
Gas. Bás.Aviac.	5,25	7,0*	8,3*	8,0*	8,0*
Gas. Motor	57,0	71,9	101,9	153,6	209,4
Solventes	0,8	1,0*	1,5*	2,0*	2,5*
Tractorina	2,2	5,3	8,1	10,9	13,7
Kerosene	3,7	4,4	6,8	9,8	12,2
ACPM	9,5	11,2	13,1	17,9	25,1
Lubricantes	1,44	2,7	3,6	4,0	4,5
Asfalto	6,1	11,0	17,5	21,0	17,5
Fuel Oil	<u>43,7</u>	<u>55,2</u>	<u>70,9</u>	<u>90,3</u>	<u>116,7</u>
SUB-TOTAL	129,7	168,7	231,7	317,5	409,6
<u>DEMANDA DE PRODUCTOS DE LA REFINERIA DEL NORTE</u>					
Gas. Bás.Aviac.	-	-	-	-	-
Gas. Motor	42,8	54,3	78,0	118,4	163,4
Solventes	-	-	-	-	-
Tractorina	0,8	1,9	2,9	4,1	5,2
Kerosene	5,0	6,0	9,6	13,4	17,2
ACPM	12,3	14,7	18,1	25,2	34,5
Lubricantes	-	-	-	-	-
Asfalto	-	-	-	-	-
Fuel Oil	<u>54,7</u>	<u>65,2</u>	<u>86,5</u>	<u>116,0</u>	<u>156,1</u>
SUB-TOTAL	115,6	142,1	195,1	277,1	376,4
<u>TOTAL PRINCIPAL</u>	245,3	312,8	426,8	594,6	786,0
<u>DEMANDA DE PRODUCTOS DE LA PETROLEA</u>					
Gas. Bás.Aviac.	-	-	-	-	-
Gas. Motor	3,2	3,8	5,1	7,5	10,1
Solventes	-	-	-	-	-
Tractorina	-	-	-	-	-
Kerosene	-	-	-	-	-
ACPM	0,8	0,9	1,1	1,5	2,0
Lubricantes	-	-	-	-	-
Asfalto	-	-	-	-	-
Fuel Oil	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
SUB-TOTAL	4,0	4,7	6,2	9,0	12,1
TOTAL GENERAL	249,3	317,5	433,0	603,6	798,1

\*Cálculo aproximado

Se puede observar que para 1955 se ha planeado una producción de 15.127 barriles de productos por día en la refinería de Barrancabermeja, correspondiendo al 53,5% del total de la producción nacional. El porcentaje que corresponde a la refinería de la costa norte es de 45,0% y a la refinería La Petrólea, 1,5%.

La nueva refinería de la costa norte ha sido deliberadamente proyectada para fabricar en ella sólo los tipos más simples de productos en volumen, dejando para Barrancabermeja la manufactura de especialidades. Esta disposición tiene una ventaja económica considerable, no sólo para evitar una duplicación de las instalaciones de elaboración, sino también porque, por ahora, permite concentrar el personal especializado técnico y de control en una refinería.

En las secciones que tratan de cada refinería en particular, se indica un estudio detallado de los procesos que se han recomendado para fabricar los productos necesarios.

#### Calidad de los Productos

Esta sección se refiere a la calidad de los productos que se venden actualmente en Colombia y de los productos que se elaborarán cuando las nuevas refinerías estén funcionando.

Los productos refinados del petróleo tienen que satisfacer ciertas especificaciones íntimamente relacionadas con la aplicación de cada producto en particular. Las especificaciones que deban llenar algunos productos, tales como la gasolina de aviación, son rigurosas en extremo y requieren dispositivos de prueba complicados y una continua inspección de la calidad del producto. En el caso de la gasolina de aviación, la necesidad de semejante verificación es obvia. -- Otros productos, tales como la gasolina motor, tienen especificaciones menos estrictas; y un producto barato, tal como el fuel oil, puede tener especificaciones de límites muy amplios.

Será conveniente tratar el asunto por partes, primeramente considerando ca-

da producto bajo su epígrafe correspondiente, siguiendo después con un estudio de las ventajas y limitaciones de los varios procesos de refinación que se usan actualmente o que se han recomendado en este informe.

### Gasolina de Aviación

Las calidades principales de gasolina de aviación que se emplean en Colombia para vuelos comerciales y militares son el Grado 91/98 y el 100/130. Los aviones militares de aprendizaje y algunos pequeños aparatos comerciales y particulares usan pequeñas cantidades de gasolina de menor grado octánico, pero - la mayor parte de la gasolina de aviación que se consume es de las dos graduaciones arriba indicadas. Se importa toda la gasolina grado 100/130. La cuestión de la fabricación en Colombia de gasolina de esta calidad se trata extensamente en otra parte, y la conclusión a que se ha llegado es que no se deben instalar en la actualidad los equipos necesarios. La de graduación 91/98 se importa en parte, y se produce parcialmente en Barrancabermeja mediante una mezcla de la de 100/130 (importada) con gasolina natural estabilizada. La mezcla resultante satisface todos los requisitos en las especificaciones para el Grado 91/98.

Las especificaciones pertinentes para las diferentes graduaciones de gasolina de aviación se indican en el Cuadro I adjunto. Estas especificaciones están aceptadas internacionalmente, y todos los fabricantes se adhieren estrictamente a las mismas. Los dos tipos de graduaciones en octanos que se usan, o sean la F-3 o graduación de mezcla débil, y la F-4 o graduación de mezcla rica, se estudian en la sección referente a fabricación de gasolina de aviación. En la actualidad, los complicados aparatos de pruebas de antidetonación del F-4, que requieren un motor con turbocompresor de aire, no se hallan instalados en la refinería de Barrancabermeja. En vez de ello las muestras de las mezclas se envían a Estados Unidos periódicamente para ser probadas en otros laboratorios asociados con la Tropical Oil Company. En esta forma se ejerce una continua -

CUADRO I

ESPECIFICACIONES ACTUALES DE LOS PRODUCTOS

GASOLINAS DE AVIACION

Prueba	Límite Calidad	74	80	84	87	91/98	100/130
Color		Azul	Azul	Azul	Azul	Azul	Verde
Azufre, %	Máx.	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Prueba Doctor		Pasa	Pasa	Pasa	Pasa	Pasa	Pasa
Prueba de Corrosión		Pasa	Pasa	Pasa	Pasa	Pasa	Pasa
Gomosidad							
ASTM-Mgs	Máx.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
16 hs. ASTM Mgs/100cc	Máx.	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Precipitado-Mgs/200cc.	Máx.	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Ensayo Bomba Nitrógeno (Precipitado)		Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno
Presión Vapor Reid, lbs.	Máx.	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Punto Congelación, °F. (formación de Crista- les)	Máx.	-76	-76	-76	-76	-76	-76
Propiedades anti- detonantes							
Método de Aviación(F-3)							
CFR-ASTM	Mín.		80,0			91,0	100,0
Método de Motor (F-2)							
CFR-ASTM	Min.	75,0	80,0	84,0	87,0	90,0	99,0
Método del turbo compresor (F-4)CFR	Min.					98,0	1 CG / 1.3ccTEL
Contenido del P.T.E.cc/ gal.	Min. Máx.	0,30 1,00	0,30 2,00	0,30 2,00	4,00	4,00	3,00
Inhibidor, Ingrediente Activo lbs/5000 gals.	Mín. Máx	0,25 1,00	0,25 1,00	0,25 1,00	0,25 1,00	0,25 1,00	0,25 1,00
Prueba térmica de Acido °F	Máx.	15	15	15	15	15	15
Potencia Calorífica Neta Btu/lb.	Mín.	18800	18800	18800	18800	18800	18800
Tolerancia de agua cc/80cc	Máx.	2	2	2	2	2	2
ASTM Destilación, °F							
10%	Mín. Máx.	140 158	140 158	140 158	140 158	140 158	140 158
50%	Máx.	212	212	212	212	212	212
90%	Mín. Máx.	212 257	212 257	212 257	212 257	212 257	212 257
Punto de fluidez	Máx.	320	320	320	320	320	320
Suma de Temps de 10%(D+L)+50%(D+L)	Mín.	307	307	307	307	307	307
Residuo - %	Máx.	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Pérdida %	Máx.	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Residuo de Destilación (Reacción Acida)	Máx.	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno

verificación de la calidad F-4 del producto. La desventaja principal de este sistema de prueba es que se debe incluir un factor de seguridad mucho mayor en la mezcla cuando el producto no se comprueba directamente antes de su envío.

La cuestión de probar si las mezclas para gasolina de aviación del Grado - 91/98 llenan las especificaciones de las mezclas ricas, se negociará probablemente entre el Gobierno y un laboratorio de inspección, después que la refinera haya pasado a ser propiedad del Gobierno en agosto de 1951. Los aparatos de pruebas de antidetonación y también el necesario aprendizaje especial de los encargados de esta prueba, requieren un desembolso de bastante consideración. -- Por eso puede resultarle más económico al Gobierno costear los gastos de estas pruebas que instalar los equipos necesarios.

El laboratorio actual de Barrancabermeja cuenta con aparatos para efectuar todas las otras pruebas necesarias de la gasolina de aviación, incluso la de graduación F-3 de mezcla débil. Conviene destacar aquí la importancia vital que tiene el llenar todos los puntos de las complicadas especificaciones cuando se fabrica gasolina de aviación, ya sea mediante productos componentes o con el procedimiento de mezcla que se usa en Barrancabermeja.

#### Gasolina Motor

La gasolina motor, tal como se hace actualmente en Barrancabermeja, es aproximadamente de un número de octanos de 64 y no contiene etilo. Se vende como -- gasolina Troco. Sin embargo, en 1948 se fabricó una pequeña cantidad de gasolina Esso de 75 octanos, etílica. Como ya se ha observado, la gasolina motor se hace en Barrancabermeja mediante la mezcla de gasolina de primera destilación de baja volatilidad, obtenida de petróleo crudo, con gasolina natural estabilizada procedente del campo De Mares, en proporciones aproximadamente iguales.

Las importaciones de gasolina motor en Colombia en 1948 representaron un 46% del consumo total de este producto. Aproximadamente el 24% en volumen de estas

importaciones fueron de gasolina etílica de 75 octanos vendida con la marca Esso.

Es interesante notar que la mayor parte de la gasolina de alto grado octánico importada se vende en regiones de la costa o cercanas a la costa, de baja altitud, tales como Barranquilla y Cartagena que se hallan al nivel del mar, y Cali que está a 1.000 metros. El número de octanos pierde importancia progresivamente a medida que aumenta la altitud. La gasolina de 64 octanos sin plomo de Barrancabermeja es enteramente satisfactoria para usarse en automóviles modernos y camiones en Bogotá (2.600 metros) y en Medellín (1.600 metros).

Las cifras comparativas de las ventas de gasolinas Troco (64 octanos) y Esso (75 octanos) en las varias regiones de abastecimiento de las refinerías, se indican a continuación:

	<u>Gasolina Troco</u>		<u>Gasolina Esso</u>	
	Gals/Año	Por Ciento	Gals/Año	Por Ciento
Región del Norte	5.279.000	6,2	11.851.000	83,1
Región Occidental	<u>23.065.000</u>	<u>27,0</u>	<u>2.400.000</u>	<u>16,8</u>
Región de la Refinería de la Costa Norte	28.344.000	33,2	14.251.000	99,9
Región de la Refinería Central	<u>57.025.000</u>	<u>66,8</u>	<u>13.000</u>	<u>0,1</u>
TOTAL	85.369.000	100,0	14.264.000	100,0

Puede verse que la mayor parte de la gasolina Esso se vende en la región del norte.

Las especificaciones típicas de las dos graduaciones de gasolina, según las establece la Tropical Oil Company, se indican en el Cuadro II adjunto.

Toda la gasolina producida en la refinería La Petrólea es tratada con etilo debido al bajo grado octánico de la gasolina que se obtiene del crudo liviano de Barco. La Gasolina se vende en el mercado con aproximadamente 0,34 cc de P.T.E.-/USG (plomo tetraetilo/Gals.E.U.A.) y su número de octanos es de cerca de 68.

CUADRO II

ESPECIFICACIONES ACTUALES DE LOS PRODUCTOS  
GASOLINA MOTOR Y KEROSENE

Prueba	<u>Gasolina Motor</u>		<u>Tractorina</u>	<u>Kerosene</u>
	<u>Troco</u>	<u>Esso</u>	<u>Esso</u>	<u>Esso</u>
Gravedad API	-	-	47,5	44,0
Color	Mín. 25	Naranja	20	20
Retención de Color	Mín. -	-	-	18
Azufre, %	Máx. 0,10	0,10	-	0,10
Comosidad-ASTM Mg/100cc	Máx. 7,0	4,0	-	-
Estabilidad, Oxidación	Mín. 240	240	-	-
Presión Vapor Reid, lbs.	Max. 9,5	9,5	-	-
Número de Octanos	Mín. -	-	51,0	-
No. Octanos, Motor ASTM	Mín. 64,0	75,0	-	-
Prueba Doótor		Pasa		
Prueba de Corrosión (3hs a 122°F)	Pasa	Pasa	Pasa	
Prueba de Corrosión (1/2hs a 212°F)		-	-	Pasa
Inflamación indicada en vase abierto, °F	Mín. -	-	-	120
Termoviscosidad a 60°F	Mín. -	-	-	325
" " "	Máx. -	-	-	400
Punto Congelación °F	Mín. -	-	-	21
Olor	-	-	-	bueno
Prueba combustión	-	-	-	pasa
No. Copper	Máx. -	-	-	2,0
Destilación °F				
IBP	Máx. -	-	200	-
% Evaporado a 158°F	Mín. -	-	15	-
	Máx. -	-	20	-
a 212°	Mín. 30	30	-	-
a 221°	Mín. -	-	5	-
	Máx. -	-	14	-
a 257°	Mín. 49	49	-	-
	Max. 65	65	-	-
a 356°	Mín. 89	-	50	-
a 374	Mín. -	90	-	-
a 460°	Mín. -	-	80	-
90% Evaporada	Máx. 365	-	-	-
E.P. (Temperatura límite)	Máx. 420	437	520	490
% Recuperado	Mín. -	-	97	-
% Recuperado a 400°F	Mín. -	-	-	25
	Max. -	-	-	45
Contenido P.T.E., cc/gal.	Máx. -	2,0	-	-



FOSTER WHEELER CORPORATION

Como ya se ha hecho notar en otra parte, se ha propuesto en este estudio que la nueva refinería de la costa norte debe trabajar con crudo liviano de Barco durante los primeros años. Por eso será necesario, durante estos años, vender principalmente gasolina etílica en las regiones abastecidas por la refinería de la costa norte. Afortunadamente el mercado de las regiones norte y oeste de Colombia ya está familiarizado con la gasolina etílica, y no es de esperar que se manifieste resistencia alguna contra este producto. Se hace esta declaración por entenderse que en el Norte de Santander se ha manifestado una resistencia considerable contra la gasolina "de color". La gasolina blanca Troco se trae a esta región, en pequeña escala, mediante camiones particulares a un costo considerable, y es preferida por algunos consumidores.

La gasolina a fabricar mediante cracking térmico tanto en Barrancabermeja como en la refinería de la costa tendrá un número de octanos de 70 a 71 aproximadamente. La mezcla de este producto del cracking con la gasolina de primera destilación y algo de gasolina natural, en Barrancabermeja, tendría un número neto de octanos de 68 aproximadamente, dependiendo ello naturalmente de la composición de la mezcla. De este modo la gasolina sin plomo de Barrancabermeja tendrá un número neto de octanos de al menos cuatro puntos más que la gasolina Troco actual. Este aumento en el número de octanos deberá mejorar su aceptación en la región central abastecida por Barrancabermeja. La adición de 1 cc. de P.T.E./-U.S. gal. aumentará el número de octanos de 68 a aproximadamente 73, y este material será casi igual en calidad a la gasolina etílica Esso que se importa en la actualidad. En realidad, las ventas de gasolina Esso en la región central son muy pequeñas (véase más arriba) y se tiene entendido que actualmente no hay mucha demanda por parte de los consumidores para este producto.

#### Tractorina

La Tractorina es una gasolina pesada de baja volatilidad que se usa en los

tractores agrícolas valiéndose de un carburador calentado. Esta gasolina está exenta del impuesto federal a la gasolina en Colombia toda vez que se usa para fines agrícolas. La Tropical Oil Company vende tractorina exenta de impuestos a los agricultores fidedignos. Las especificaciones vigentes en la actualidad se indican en el Cuadro II.

La tractorina se fabrica actualmente en Barrancabermeja mediante la mezcla de gasolina de primera destilación con kerosene. Puede observarse que hay una especificación de octanos de 54 como mínimo. La volatilidad también se especifica aunque en forma no muy estricta. En la especificación no se indica punto de inflamación, y la tractorina en este respecto presenta los mismos peligros que la gasolina motor.

Cuando se instalen las unidades de cracking en Barrancabermeja, se propone que la elaboración de tractorina se haga mezclando una gasolina pesada procedente del cracking con gasolina pesada de primera destilación a fin de mantenerla dentro de la especificación de volatilidad. La presencia de material procedente del cracking contribuirá a mantener el número de octanos.

Tal como se estudió al tratar "del Mercado", el consumo de tractorina ha incrementado muy rápidamente en los últimos años, y se espera que aumente en la misma forma durante los próximos años debido a la considerable importación de tractores que el Gobierno proyecta.

El sistema actual de exención de impuestos para la tractorina ha sido criticado en el sentido de que representa una carga excesiva a la compañía petrolera que distribuye un volumen pequeño de gasolina para tractores, cuando éstos podrían usar gasolina motor con lo cual se mantendrían existencias y se haría la distribución de un sólo producto. Según el sistema en vigor en los Estados Unidos, el consumidor solicita directamente al Gobierno la devolución de los impuestos cobrados por la compañía petrolera sobre todas las ventas de gasolina.

Si la distribución continúa como hasta ahora, la tractorina es uno de los productos que debería elaborarse en la refinería de la costa norte, puesto -- que en la región del norte se consume una gran cantidad de este producto. La tractorina puede ser manejada en cantidad, exactamente en la misma forma que la gasolina, excepto que los volúmenes que se venden son mucho menores.

### Kerosene

230) El kerosene tal como se elabora en Barrancabermeja es un producto de primera destilación del petróleo crudo de De Mares. Debido a la calidad naftónica de este crudo, el kerosene que se obtiene posee solamente una calidad de combustión mediana. Las especificaciones para el kerosene que en la actualidad distribuye la Tropical Oil Company se indican en el Cuadro II.

Sin embargo, la mayor parte del kerosene que se consume en Colombia se usa en estufas de cocina, y para este fin la calidad de combustión no tiene demasiada importancia. El kerosene que se usa en lámparas conviene que sea de mejor calidad.

La calidad del kerosene hecho con el crudo de De Mares puede mejorarse mediante la extracción de  $SO_2$ , o proceso Edeleanu, pero este proceso es relativamente caro y no se justifica en las circunstancias actuales. Además, la demanda de kerosene para lámparas puede decaer a medida que se produzca más electricidad en Colombia, y la demanda mayor será para los calentadores que no requieren tan buena calidad.

Se dice que el kerosene procedente de Barrancabermeja no quema muy bien en las grandes altitudes, tales como en Bogotá, pero es probable que el kerosene de mejor calidad tendría también este inconveniente que se debe a la baja presión barométrica y a la necesidad de mantener en debidas condiciones los aparatos quemadores.

En la actualidad el kerosene importado está sujeto a una tarifa muy elevada, y esto da por resultado que todo el consumo doméstico sea abastecido desde

**Barrancabermeja.**

231) Cuando el crudo de Barco sea trabajado en Barrancabermeja y en la refinería de la costa norte, se dispondrá de kerosene de calidad mucho mejor. La calidad de combustión está en relación aproximada con el factor de caracterización, (Véase la sección sobre "Calidad del Petróleo Crudo"), y los factores de caracterización para kerosene correspondientes al crudo De Mares y al crudo liviano de Barco, son 11,5 y 11,9 respectivamente. De este modo será posible dar a la venta una calidad de kerosene ciertamente superior cuando se hayan instalado los nuevos equipos de refinación.

**ACPM (Aceite Diesel)**

Este producto se hace en Barrancabermeja con el crudo de De Mares, y tiene un índice Diesel de 44-46. Esta cifra es algo menor que la especificada de 48 como índice diesel mínimo, que es el corriente en casi todas las partes del mundo donde se usan motores diesel de alta velocidad. Sin embargo en 1948 alrededor del 42% del ACPM usado en Colombia se importó, y este material importado es de un índice diesel mayor que el hecho en Barrancabermeja. El ACPM importado se vende como Esso diesel No. 1 y el producto local de Barrancabermeja se vende como Esso Diesel No. 2, lo cual indica una calidad más pesada. Las especificaciones para la calidad de Barrancabermeja se indican en el Cuadro III. Algunos tipos de motores diesel son muy sensibles a la calidad del combustible empleado, y en lo posible se suministra ahora aceite diesel de la calidad No. 1 a quienes usan tales motores.

Tal como se indica en otra parte de este estudio, se ha propuesto que se suministre petróleo crudo de Barco tanto a la refinería de Barrancabermeja como a la refinería de la costa norte. El ACPM obtenido con el crudo de Barco, es de muy buena calidad. Los índices diesel calculados para los ACPM obtenidos con varios de los petróleos crudos de Colombia se indican en el Cuadro III de la sección titulada "Calidad de Petróleos Crudos" de este informe. Los datos pertenecen

tes de este cuadro sobre los crudos de De Mares y de Barco, se indican a continuación:

Calidad de Combustibles Diesel de los Crudos Colombianos

<u>Petróleo Crudo</u>	<u>Indice Diesel</u>	<u>Factor de Caracterización</u>
De Mares Zona "B"	40	11,4
De Mares Zona "C"	44	11,5
Cretáceo de Barco	65	11,95
Terciario de Barco	61	11,9

Puede verse que el ACPM de ambos crudos de Barco es de un alto índice diesel. Si es necesario, se podría mezclar gas oil obtenido del crudo de De Mares y gas oil hecho del crudo de Barco, para producir en Barrancabermeja ACPM de igual calidad de combustión que el Esso diesel No. 1 que actualmente se importa.

Con respecto a la nueva refinería de la costa norte, la región a abastecer por esta refinería corresponde más o menos con la que actualmente se abastece con ACPM importado. Como que se elaborarán productos con el crudo de Barco, será posible reemplazar el aceite diesel de alta calidad que actualmente se importa por un producto local de la misma calidad.

Ácidos Nafténicos

Los gas oils obtenidos con los crudos de De Mares contienen grandes cantidades de ácidos nafténicos que se extraen mediante lavados con soda. Estos ácidos nafténicos pueden recuperarse de la solución de soda por medio de una neutralización con ácido sulfúrico, y pueden alcanzar un precio elevado en el mercado mundial. Se entiende que los ácidos nafténicos se fabrican en Barrancabermeja en forma intermitente, dependiendo del precio cotizado en el mercado mundial.

Aceites, Lubricantes y Grasas

La refinería de Barrancabermeja cuenta con facilidades completas para la fabricación de lubricantes y grasas, que consisten principalmente en las unidades

de tratamiento de aceites con fenol y con arcilla, y las pailas y demás aparatos que se requieren para fabricar grasas. El número de diferentes calidades de estos dos productos que se venden en Colombia alcanza a cerca de 100, y para todas las aplicaciones, excepto alguna muy especial, se dispone de una calidad adecuada.

Los tipos del petróleo crudo de la Zona "B" y Zona "C" de De Mares, se hallan más o menos exentos de cera, lo cual es una gran ventaja en la fabricación de aceites lubricantes ya que evita tener que recurrir a los costosos procesos de extracción de la cera para reducir el punto de fluidez. Aunque ambos tipos de aceite son esencialmente de bajo punto de fluidez, las fracciones lubricantes del crudo de la Zona "C" tienen la peculiaridad de enturbiarse algo a bajas temperaturas atmosféricas, debido a la cristalización de las finas partículas de cera. Por esta razón para fabricar aceite lubricante en Barrancabermeja se usa solamente el crudo de la Zona "B", obteniéndose así un aceite que es claro y nítido en cualquier punto de Colombia donde se le observe.

Ambos tipos de crudos son muy nafténicos en las fracciones lubricantes, tal como lo indican los índices de viscosidad de solamente 20 y 25 en las fracciones de viscosidad mediana. Para alcanzar un índice de viscosidad de 70-75, que corresponde a aceites buenos de calidad mediana, se necesita un severo tratamiento con solvente. La planta de extracción con fenol de Barrancabermeja rinde cantidades totales de aproximadamente 50% en volumen, de aceite refinado, cuando se elaboran productos terminados de un índice de viscosidad de 75.

Es posible que los aceites lubricantes hechos con los crudos pesados de Barco serían de mejor calidad y necesitarían menos tratamiento con solvente. Sin embargo, la extracción de cera también sería necesaria debido al alto punto de fluidez.

Técnicamente es casi imposible fabricar aceite lubricante de máxima calidad con el crudo de De Mares y otros crudos nafténicos similares. Estas cali

dades, por lo tanto, deberán seguir importándose como hasta ahora. Tales aceites como los aceites lubricantes para aviación se encuentran entre los que conviene importar. En realidad, más del 50% de los aceites lubricantes usados en Colombia durante los años recientes han sido importados. Una parte de estas importaciones han sido hechas por la Tropical Oil Company, pero ha habido un gran porcentaje de productos de marca que han sido traídos por las compañías petroleras más importantes que efectúan trabajos de exploración de petróleo en Colombia. La importación de aceites lubricantes, grasas y otros productos especiales permite a estas compañías ahorrar importaciones en dólares para sus trabajos de perforación en el país. Es probable que esta situación siga hasta cierto punto, pero se cree que de vencerse cierta resistencia que oponen los consumidores a adquirir productos nacionales, se podría usar una proporción mucho mayor de aceites lubricantes del país. Esta resistencia proviene de la época en que había -- equipos de refinación deficientes en Barrancabermeja y la calidad del producto nacional era pobre. Los aceites lubricantes Esso que se hacen actualmente en Barrancabermeja se pueden comparar muy bien con muchos de los aceites importados que se venden bajo sus propias marcas.

#### Asfalto

Los crudos de De Mares contienen aproximadamente 25% de asfalto, y algunos de los crudos más pesados del Valle del Magdalena contienen más del 40% de este material (véase el Cuadro V en la sección titulada "Calidad del Petróleo Crudo" de este Informe). El asfalto de estos crudos nafténicos es de alta calidad y se puede comparar con productos similares fabricados en otras partes del mundo.

El asfalto se fabrica en Barrancabermeja por destilación al vacío que, en el caso de las calidades más duras, es seguida por un soplado de aire. El pronóstico sobre el mercado ha indicado que la demanda de asfalto irá en aumento durante los próximos años, para poder completar el programa de construcción de carreteras del Gobierno. Los actuales equipos de fabricación tienen una capaci

dad limitada a unos 17,5 millones de galones por año, y solamente mediante inversiones en las plantas se puede aumentar la producción por encima del límite indicado. Por eso en ciertos años en que la demanda es excepcionalmente alta, puede ser más económico importar asfaltos y mezclarlos con otros productos en vez de hacer inversiones considerables en nuevas plantas.

Se recomienda que no se provea a la refinería de la costa norte de instalaciones para la elaboración de asfalto. Por lo tanto, durante los primeros años del nuevo programa petrolero, se debe seguir fabricando todo el asfalto en Barrancabermeja y enviarlo desde allí hacia los varios puntos de consumo.

Hay una pequeña cantidad del crudo asfáltico extra pesado de las arenas de Carbonera, en la concesión Barco, que se produce y se usa localmente para la construcción de carreteras. Además, en las tierras altas de Boyacá, se presenta el asfalto natural mezclado con rocas, el cual se extrae, empleándose en las carreteras locales. Con estas excepciones las necesidades de asfalto del país se pueden satisfacer con la refinería de Barrancabermeja excepto, posiblemente, en ciertos períodos de máxima demanda que corresponden con alguna aceleración en el programa de construcción de carreteras del Gobierno.

En este informe no se incluyen especificaciones sobre asfaltos, cuyo tema es algo técnico pero no de gran interés general.

### Fuel Oil

La refinería de Barrancabermeja que funciona sin cracking produce crudo reducido en gran cantidad, una parte del cual se vende en Colombia como fuel oil. Este material es de una gravedad mayor que la mayoría del fuel oil pesado que se vende en los mercados mundiales, y puede ser considerado como de calidad excepcionalmente alta. Esta alta calidad no es necesaria en la mayoría de las aplicaciones. Los datos de inspección sobre la producción actual de fuel oil, del Cuadro III, indican los límites de calidad que establece la Tropical Oil Company.



CUADRO IIIESPECIFICACIONES ACTUALES DE LOS PRODUCTOSFUEL OILS Y COMBUSTIBLE DIESEL

	Fuel Oils					Spec. de Refinería #6	Diesel No. 2
	<u>Límite</u>	Esso 277	Esso Bunker	ASTM #5	D-2 #6		
Gravedad API	Mín.	15	17,0	Sin Límite	Sin Límite	10	32,8
Punto de Inflamación (Pensky Martens)°F	Mín.	150	150	150	150	150	150
Viscosidad a 100°F SSU	Mín. Max.			150			35 42
Viscosidad a 122°F SSF	Mín. Máx.	150 300	30 150	40	45 300	45 300	
Punto de Fluidez - °F	Máx.						0°F
Potencia Calorífica BTU/lb.	Mín.		18.000			18.000	
Color, ASTM	Mín. Máx.						1-1/2 2-1/2
Bomba de Azufre %	Máx.	3,0	1,5	Sin Límite	Sin Límite		0,50
Agua y Sedimento % en vol.	Máx.	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	0,05
Sedimentación por Filtración Caliente %	Máx.	0,25	0,25		0,5	0,5	
Depósito Sólido en Chimenea %	Máx.	10,0	10,0				
Explosibilidad del Vapor % Limite inferior	Máx.	50	50	Sin Límite	Sin Límite	50	
Cenizas %	Máx.		0,10	0,10			
Residuo de Carbón, Conradson, Sobre 10% de los fondos	Máx.						0,15
Indice Diesel	Mín.						46

En Barrancabermeja, no vale la pena sacar los componentes livianos del fuel oil para obtener un producto más pesado de características más parecidas a las del fuel oil de calidad promedio en el mundo. En realidad, cualquier gasto que se haga para extraer estos componentes en cantidad mayor de lo que se necesita para satisfacer los requisitos de punto de inflamación y de seguridad, es inútil ya que no existe mercado local para los productos extraídos.

236) Cuando un vendedor dispone de un producto cuya calidad es mejor de la que se requiere en el mercado, tiene tendencia a establecer especificaciones lo más altas posible sin perjudicarse a sí mismo. Esto es lo que ocurre con el fuel oil en Colombia, y hay que reconocerlo así. Para fines de comparación se ofrece el Cuadro III donde se indican las especificaciones de la American Society of Testing Materials mostrando la calidad del fuel oil mundial. El fuel oil número 5 es de una calidad especial de bajo contenido de cenizas, que se emplea principalmente en la producción de gas de agua para las ciudades. El número 6 es el combustible principal para la industria y el transporte que generalmente se vende para generar corriente eléctrica y vapor y para abastecimiento de buques.

La mayor densidad y viscosidad más alta del fuel oil mundial son el resultado del funcionamiento competitivo de las refinerías que generalmente tratan de producir la máxima cantidad de productos de precio elevado por barril de petróleo crudo, que después del cracking y demás operaciones deja un residuo que es el fuel oil que compete con el carbón y otros combustibles en el importante mercado de la industria y el transporte. En realidad, el aceite de gravedad mayor de 10° API (densidad específica = 1) se vende para otras aplicaciones que el abastecimiento de buques. Lo que se acostumbra a bordo es pedir que el aceite (que siempre se calienta), pueda flotar en el agua.

Los límites que se espera alcanzar con los fuel oils que se produzcan en las nuevas refinerías colombianas, se indican también en el Cuadro III. La gravedad se ha fijado en 10° API como mínimo. Se espera que los límites de viscosidad se

FOSTER WHEELER CORPORATION

hallen dentro de los usuales de 45 a 300 segundos Furol a 122° F., que como promedio pueden ser 100, aproximadamente. Se espera también alcanzar o mejorar -- las especificaciones restantes del mercado libre.

#### Otros Productos

237)

Barrancabermeja produce unos 100 productos del petróleo, muchos de ellos, desde luego, en volúmen muy pequeño. Los que se han estudiado anteriormente constituyen probablemente un 97% del total. Lógicamente los restantes no se pueden tratar con tanto detalle. Deben seguir fabricándose en Barrancabermeja, donde se cuenta con las facilidades necesarias para su preparación.

GASOLINA DE AVIACIONIntroducción

238) Esta sección trata primero del tema importante de la producción de gasolina de aviación en Colombia. Se concluye que instalaciones completas para este fin no pueden justificarse. Comprende también un análisis del aspecto técnico de la elaboración de gasolina de aviación, seguido de una breve investigación acerca de las posibilidades de efectuar el procedimiento de fraccionamiento preciso en Barrancabermeja, como un medio de reducir las importaciones. Sin embargo se llega a la conclusión de que este procedimiento no puede justificarse en los momentos actuales.

Manufactura en Colombia

La cuestión de recomendar o no la erección de instalaciones completas para la elaboración de gasolina de aviación ha sido cuidadosamente investigada, en vista de la importancia vital y creciente de la aviación comercial en Colombia y el costo unitario elevado de la gasolina de aviación importada. Sin embargo, después de examinar todos los factores se ha decidido no recomendar la erección en Colombia de tales instalaciones en los momentos actuales, ya sea para el Grado 100/130 o para el Grado 91/98.

El grado 91/98, que es el tipo que más se usa en Colombia, en la actualidad se hace mayormente mezclando el Grado 100/130 importado con un material de base hecho localmente, para el mercado de la región central (véase lo que sigue). El resto del Grado 91/98 se importa como tal. Sin embargo, ambos son mezclas de componentes básicamente iguales. El tipo de planta de proceso que se requiere para la porción pesada de elevado octano es la misma para ambos. Este componente de costo elevado es el alquilato, el cual tiene que elaborarse sintéticamente por un procedimiento químico. La materia prima para la elaboración del alquilato es la fracción (C<sub>4</sub>) de butano, obtenida por cracking.

Como se han recomendado instalaciones para cracking tanto en Barrancabermeja como en la refinería de la costa norte, la disponibilidad de parte de la materia prima para la elaboración del alquilato fué un incentivo más para estudiar el problema a fondo. Más adelante se ofrece en esta sección una discusión de los procedimientos de elaboración de la gasolina de aviación.

### Factores Desfavorables

La decisión de no recomendar la erección de instalaciones completas de gasolina de aviación en Colombia, se ha basado en las siguientes consideraciones:

#### 1) Incremento lento del Consumo

A pesar de la reciente expansión rápida de la aviación comercial en Colombia hay indicaciones de que la expansión durante los próximos cinco o seis años será mucho más lenta. Esta conclusión se basa en los resultados del estudio de mercado de McGraw-Hill. Desde 1945 a 1948 (tres años), el consumo de gasolina de aviación aumentó un 133 por ciento, o un 33% anual, mientras que el aumento calculado de 1948 a 1955 (siete años) será de un 52%, o solamente un 6,2% anual.

#### 2) La capacidad de la Planta Inferior al Mínimo

El consumo nacional de todos los grados de gasolina de aviación en 1948 fué de cerca de 11,3 millones de galones, o 735 barriles por día. De este total se produjeron en Colombia 340 barriles por día aproximadamente (véase lo que sigue), importándose 395 barriles por día. La mayor parte de estas importaciones fué del Grado 100/130.

Esta cifra de cerca de 400 barriles por día del Grado 100/130 importado, es demasiado reducida para justificar el costo del complicado equipo de elaboración necesario, por la razón de que la capacidad requerida sería considerablemente inferior al mínimo económico para este tipo de planta. En verdad, el costo de la

planta sería solamente un poco menos de lo que costaría una de un tamaño doble o triple.

Esta cuestión de la capacidad de la planta es tal vez la razón principal y dominante para no recomendar la erección de instalaciones completas para la manufactura de gasolina de aviación en los momentos actuales. Si la demanda para el Grado 100/130 llegara a duplicarse o triplicarse, es posible que la situación cambie completamente, y se pudiera entonces instalar una planta de tamaño económico, dependiendo de las circunstancias prevalecientes.

Según se hace notar en el párrafo anterior, durante 1948 se elaboraron en Colombia componentes de gasolina de aviación a razón de 340 Bls. por día. Esta producción provino completamente de la gasolina natural de los campos de De Mares. Debido a su calidad de alto octano, el Grado 91/98 y el Grado 74/75 de gasolina de aviación se elaboran en Barrancabermeja estabilizando la gasolina natural y mezclándola ya sea con el Grado 100/130 o con el alquilato, ambos productos importados. Gracias a este procedimiento de mezcla se logra un ahorro considerable de dólares para importaciones, y naturalmente reduce la urgencia de elaborar en el país todos los componentes de la gasolina de aviación. El Grado 91/98 se usa para aviones DC-3 empleados profusamente por las líneas aéreas en Colombia, y el Grado 74/75 se emplea para pequeños aviones y en aviones de entrenamiento del Ejército.

No obstante, es un hecho cierto que las líneas de aviación en todo el mundo tienden a usar más y más los tipos de aviones que consumen el Grado 100/130 tales como el DC-4 de cuatro motores y los más recientes Convair y Constellation. Este grado debe continuar siendo importado, según se analiza en los párrafos anteriores, y por esta razón, las importaciones de gasolina de aviación pudieran finalmente tender a aumentar tanto en volumen como en valor en dólares más rápidamente que el consumo total.

Al final de esta sección se describe el procedimiento de fraccionamiento --

preciso para el mejoramiento de la calidad de la base de gasolina de primera destilación, o natural, para aviación; proceso que reduce las necesidades de importar los agentes de mezcla de elevado octano. Este procedimiento pudiera reducir considerablemente las importaciones, pero no podrá eliminarlas completamente. La realización económica del fraccionamiento preciso no aparece favorable en los momentos actuales, parcialmente debido a la pequeña capacidad relativa de la planta que pudiera justificarse.

241) 3) Combustibles Alternos

Además, el desarrollo reciente de los motores de aviación de propulsión a chorro y de turbo propulsión ambos quemando kerosene, pudiera tener grandes consecuencias en un corto tiempo en la aviación comercial. Casi todos los perfeccionamientos en aviones militares están encaminados en esta dirección, evidenciándose también una gran rivalidad. Este pudiera especialmente ser el caso en países como Colombia, no poseyendo provisiones de gasolina de aviación de elevado octano, pero teniendo una industria nacional de refinación. Debe admitirse, que esta contingencia es solamente una nube en el horizonte en los momentos actuales, pero la mejor política parece ser la de demorar la manufactura completa de combustible para aviación, a menos que razones poderosas lo hagan necesario, las cuales no son evidentes en la actualidad.

4) Complejidad del Procedimiento de Elaboración

La manufactura de gasolina de aviación comercial, tanto del Grado 100/-130 como del Grado 91/98, es técnicamente muy complicada, particularmente en lo que se refiere al componente alquilato (de elevado octano). En relación con esto, se ofrece más adelante un esbozo de los métodos modernos de manufactura y pruebas.

Colombia tendrá que resolver muchos problemas técnicos difíciles durante los próximos cinco años con el montaje de nuevas refinerías y ampliación de las

antiguas, y se estima que la manufactura de la gasolina de aviación pudiera resultar una carga demasiado pesada sobre los recursos técnicos del país durante este período.

#### 5) Expansión Excesiva de las Instalaciones

242) Como resultado de la inmensa expansión de las plantas de gasolina de aviación durante la Segunda Guerra Mundial, el mundo tiene en general un gran exceso de capacidad para elaboración. Esta afirmación se aplica particularmente a los Estados Unidos y la zona del Caribe. Como resultado, el precio mundial actual de la gasolina de aviación no es muy superior al costo de elaboración. Esta situación, por supuesto, hace que resulte más favorable comprar combustible de aviación, particularmente los componentes más caros, en vez de construir en Colombia una nueva planta de pequeña capacidad.

#### Consumo y Distribución de la Gasolina de Aviación

Las razones por las cuales no se recomienda la erección de instalaciones completas para la elaboración de gasolina de aviación en Colombia fueron esbozadas en la sección precedente. Sin embargo, es importante examinar con algún detenimiento las manifestaciones del consumo de la gasolina de aviación, ya que difieren marcadamente de las manifestaciones correspondientes a otros productos.

El consumo aproximado de los diferentes grados de gasolina de aviación en 1948 por regiones se indica en el Cuadro I. En este cuadro, la columna con el encabezamiento "Grado 91/98" incluye otros grados de menor octano para los cuales no se dispone de información estadística por separado. El Cuadro II muestra las cifras de 1948 para el Grado 91/98 y grados meno-



FOSTER WHEELER CORPORATION

res, clasificada para indicar separadamente las importaciones y la producción nacional.

CUADRO ICONSUMO DE GASOLINA DE AVIACION EN 1948 POR REGIONES

	<u>Grado 100/130</u>		<u>Grado 91/98<sup>(1)</sup></u>		<u>TOTAL</u>	
	<u>M Gals/Año</u>	<u>%</u>	<u>M Gals/Año</u>	<u>%</u>	<u>M Gals/Año</u>	<u>%</u>
<u>Región del Norte</u>						
Barranquilla	1259	67,3	2187	23,4	3446	30,7
Cartagena	-	-	745	8,0	745	6,6
Otros Centros	<u>5</u>	<u>0,2</u>	<u>12</u>	<u>0,1</u>	<u>17</u>	<u>0,2</u>
Sub-total	1264	67,5	2944	31,5	4208	37,5
<u>Región del Oeste</u>						
Cali	35	1,8	1236	13,2	1271	11,3
Otros Centros	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>149</u>	<u>1,6</u>	<u>149</u>	<u>1,3</u>
Sub-total	35	1,8	1385	14,8	1420	12,6
<u>Norte y Oeste</u>	1299	69,3	4329	46,3	5628	50,1
<u>Región Central</u>						
Bogotá	487	26,0	2431	26,0	2918	26,0
Medellín	85	4,6	1458	15,6	1543	13,7
Otros Centros	<u>1</u>	<u>0,1</u>	<u>1138</u>	<u>12,1</u>	<u>1139</u>	<u>10,2</u>
Sub-total	573	30,7	5027	53,7	5600	49,9
TOTAL	<u>1872</u>	<u>100,0</u>	<u>9356</u>	<u>100,0</u>	<u>11,228</u>	<u>100,0</u>

(1) Las cifras en esta columna incluyen otros grados de octano menores.

FUENTE: Calculado por la Foster Wheeler, de datos de la - Tropical Oil Company.

CUADRO IICONSUMO DE GASOLINA DE AVIACION DEL GRADO 91/98\* EN 1948MEZCLA NACIONAL E IMPORTACIONES

	<u>Importaciones</u>		<u>Nacional**</u>		<u>Total</u>	
	<u>M Gals/Año</u>	<u>%</u>	<u>M Gals/Año</u>	<u>%</u>	<u>M Gals/Año</u>	<u>%</u>
<u>Región del Norte</u>						
Barranquilla	2012	48,3	175	3,4	2187	23,4
Cartagena	653	15,6	92	1,8	745	8,0
Otros Centros	<u>10</u>	<u>0,2</u>	<u>2</u>	<u>-</u>	<u>12</u>	<u>0,1</u>
Sub-Total	2675	64,1	269	5,2	2944	31,5
<u>Región del Oeste</u>						
Cali	861	20,6	375	7,2	1236	13,2
Otros Centros	<u>75</u>	<u>1,8</u>	<u>74</u>	<u>1,5</u>	<u>149</u>	<u>1,6</u>
Sub-Total	936	22,4	449	8,7	1385	14,8
<u>Norte y Oeste</u>	3611	86,5	718	13,9	4329	46,3
<u>Región Central</u>						
Bogotá	340	8,1	2091	40,4	2431	26,0
Medellín	211	5,0	1247	24,1	1458	15,6
Otros Centros	<u>17</u>	<u>0,4</u>	<u>1121</u>	<u>21,6</u>	<u>1138</u>	<u>12,1</u>
Sub-Total	568	13,5	4459	86,1	5027	53,7
<u>Total</u>	<u>4179</u>	<u>100,0</u>	<u>5177</u>	<u>100,0</u>	<u>9356</u>	<u>100,0</u>
<u>Porcentajes</u>	45%		55%		100%	

\* Incluye otros grados de octano menores.

\*\* Incluye Grado 100/130 importado, utilizado para mezcla en Barrancabermeja.

FUENTE: Calculado por la F.W. de datos de la Tropical Oil Company.

Se notará que el mayor centro de consumo de gasolina de aviación en Colombia considerado aisladamente, es Barranquilla. En 1948, este centro consumió el 30,7% del total de gasolina de aviación y el 67,3% del Grado 100/130 utilizado en el país. En segundo lugar estuvo Bogotá con un 26,0%

del total de gasolina de aviación y un 26,0% del Grado 100/130. Así que, Barranquilla y Bogotá conjuntamente consumieron casi la mitad del total de gasolina de aviación en el país y más del 93% del Grado 100/130.

La importancia de Barranquilla en relación con la aviación, es por supuesto, el resultado de tener un magnífico aeropuerto y de encontrarse en un punto estratégico en el Caribe.

No hay duda alguna que es el aeropuerto internacional de mayor importancia en Colombia siendo el terminal para los vuelos internacionales de Avianca y Pan-American. Muchas otras líneas aéreas sirven también a Barranquilla.

Prácticamente todo el Grado 100/130, tanto para usarse como tal, o para mezcla en la elaboración de grados inferiores, se importa por Barranquilla. Según se notara anteriormente, este centro usa aproximadamente dos terceras partes del total del consumo nacional del Grado 100/130 (excluyendo el material usado para mezcla).

El Grado 91/98 y grados inferiores se importan parcialmente como tales y se elaboran parcialmente en Barrancabermeja mezclando el Grado 100/130 con gasolina natural estabilizada. Una referencia al Cuadro II indicará que aproximadamente el 55% del total consumido en 1948 fué en esta forma. Más del 86% de esta producción nacional fué usada en la región central.

Se recomienda la continuación de este procedimiento de mezcla en Barrancabermeja para el suministro del Grado 91/98 y otras graduaciones octánicas inferiores a la región central. Se verá en el Cuadro I que esta región absorbió el 46,3% del consumo nacional de estos grados en 1948. Por otra parte, es evidente que Barranquilla y la región del norte del país no pueden ser abastecidas económicamente desde Barrancabermeja en esta forma y se recomienda que las instalaciones de mezcla para el Grado 91/98 y grados inferiores se sitúen en el norte. Aunque esto no viene haciéndose ahora a causa de la escasez de gasolina motor en Barrancabermeja, instalándose unidades de cracking, se dispondrá

de más base de mezcla de aviación para el Grado 91/98 procedente de Barrancabermeja, la cual puede usarse en la costa norte para mezclar con el Grado 91/98 reduciéndose en esta forma las importaciones de gasolina de aviación. Las instalaciones de mezcla abastecerían también la región occidental, a la cual correspondió 14,8% del consumo total del Grado 91/98 en 1948.

#### Ubicación de las Instalaciones para Mezcla en el Norte

La selección entre la refinería del Norte en Mamonal y Barranquilla para la erección de nuevas instalaciones de mezcla de gasolina de aviación, es más bien difícil de decidir en firme en estos momentos. Dado que Barranquilla -- consumió (en 1948) cerca del 75% del consumo total de la región del norte, la selección lógica sería en esta ciudad. La distancia por aire desde Mamonal -- es solamente cuestión de unos minutos así que el personal de la refinería de Mamonal podría mantener un control técnico completo y permanente de una planta de mezcla en Barranquilla. Considerando que no haya limitación de espacio en Barranquilla y que no existen dificultades legales, parece lógico que este sea el mejor sitio. Si el grado 91/98 se mezcla en la refinería de Mamonal, habría que considerar los gastos suplementarios de doble transporte para el material de base para mezcla de gasolina de aviación (2/3 del Grado 91/98 mezclado) desde Barrancabermeja a Barranquilla, lo cual se evitaría si las instalaciones de mezcla se instalaran en esta última ciudad.

Toda la gasolina natural que se usa para mezcla de gasolina de aviación debiera continuar estabilizándose en Barrancabermeja, donde existen instalaciones para este fin, y el material de base para mezcla de gasolina de aviación se embarcará entonces por lanchas por el río Magdalena hasta Barranquilla. Según se señalara en el epígrafe "Provisiones de Petróleo Crudo", la -- producción de gasolina natural del campo De Mares va a disminuir rápidamente durante la próxima década. Por ejemplo, la producción en 1958 se calcula que

será de solamente 967 barriles por día. Por otra parte, debido al incremento continuo en el consumo del Grado 100/130, la demanda de gasolina natural para hacer el Grado 91/98 se estima que permanecerá bastante constante y la producción del material de base para mezcla de gasolina de aviación en Barrancabermeja será adecuada para satisfacer la demanda que se calcula por lo menos hasta 1958.

#### Abastecimiento de la Región Occidental

En 1948, la región occidental absorbió solamente una pequeña proporción (12,6%) del total de gasolina de aviación consumido en el país, pero no obstante, la cantidad verdadera fué bien grande y se espera que el consumo aumente junto con el incremento de la demanda en el resto del país.

Pueden considerarse tres medios para el abastecimiento de la demanda de este producto en la región occidental:-

1. Importación directa por Buenaventura desde fuentes de abastecimiento extranjeras. Esto deberá evitarse si resultara económicamente posible.
2. Dado que la gasolina de aviación es un producto de costo elevado, pudiera suministrarse a través de las montañas desde Barrancabermeja sin que los gastos de transporte resulten demasiado elevados en proporción al costo.

Como una alternativa posible, pudiera transportarse la gasolina natural estabilizada en esta forma desde Barrancabermeja, mezclándose en Cali con el Grado 100/130 traído por la vía de Buenaventura. Sin embargo, esta alternativa no se recomienda dado que habría dificultades en la provisión de suficiente control técnico en el procedimiento de mezcla en un punto tan remoto de cualquiera de las refinerías. No obstante, sería posible abas-

tecer directamente el grado de mezcla 91/98 a Cali y el oeste, directamente desde Barrancabermeja y tal vez resultara práctico y económico para tales puntos como Manizales y Armenia.

3. El embarque por la costa norte vía el Canal de Panamá y Buenaventura.- La principal desventaja de este proyecto es -- que si se usa la gasolina natural de Barrancabermeja para mezcla, tiene que transportarse desde Barrancabermeja hasta Mamonal o Barranquilla y luego a Buenaventura, aumentando -- así considerablemente al costo de transporte de la base de mezcla en el caso del Grado 91/98. Sin embargo, se considera que lo mejor es el acarreo corriente de toda la gasolina de aviación para el oeste embarcándola desde la costa norte.

Según se señalara en otra parte, el pronóstico del mercado ha indicado que muy probablemente la proporción del Grado 100/130 consumido en Colombia aumentará durante los próximos años, mientras que el consumo del Grado 91/98 tenderá a aumentar más lentamente y finalmente comenzará a disminuir. Esto quiere decir que el Grado 91/98 se tornará menos importante y se usará más y más gasolina de aviación tal cual como se importa. Por estas razones, se recomienda que la costa del oeste se abastezca por buque petrolero desde la refinería de Mamonal o desde Barranquilla.

#### Consumo Futuro

Es particularmente difícil pronosticar la demanda futura de gasolina de aviación por grados y por regiones, a menos que se acepte de antemano que -- las manifestaciones del consumo de 1948 se mantendrán en una forma aproximada. Sobre esta base, en el Cuadro III a continuación se ofrecen cálculos --

FOSTER WHEELER CORPORATION

del consumo por regiones y por grados.

CUADRO III

## CALCULO DEL CONSUMO DE GASOLINA DE AVIACION POR REGIONES

Grados	1950		1955		1960	
	<u>91/98</u>	<u>100/130</u>	<u>91/98</u>	<u>100/130</u>	<u>91/98</u>	<u>100/130</u>
<u>Región del Norte</u>						
Barranquilla	2.390	1.400	2.920	3.060	2.680	10.150
Cartagena y Otras	<u>830</u>	<u>Neg.</u>	<u>1.000</u>	<u>20</u>	<u>1.090</u>	<u>70</u>
Sub-total	3.220	1.400	3.920	3.080	3.770	10.220
<u>Región del Oeste</u>						
Cali	1.345	55	1.650	150	1.520	570
Otros Centros	<u>165</u>	<u>Neg.</u>	<u>220</u>	<u>Neg.</u>	<u>750</u>	<u>Neg.</u>
Sub-total	1.510	55	1.870	150	1.770	570
<u>Norte y Oeste</u>	4.730	1.455	5.790	3.230	5.540	10.790
<u>Región Central</u>						
Bogotá	2.650	536	3.250	1.220	2.970	4.090
Medellín	1.590	96	1.950	220	1.840	720
Otros Centros	<u>1.230</u>	<u>13</u>	<u>1.510</u>	<u>30</u>	<u>1.650</u>	<u>100</u>
Sub-total	5.470	645	6.710	1.470	6.460	4.910
TOTAL DEL PAIS	<u>10.200</u>	<u>2.100</u>	<u>12.500</u>	<u>4.700</u>	<u>12.000</u>	<u>15.700</u>
Pronóstico Total	12.300		17.200		27.700	

FUENTE: Calculado por F. W. del pronóstico de McGraw-Hill, datos de ventas de 1948, y notas de los análisis en Colombia.

Debe indicarse claramente que los datos en este cuadro son muy aproximados y no tienen una base tan sólida como las cifras que se ofrecen en otras secciones de este informe para otros productos. Esto se debe principalmente al incremento extraordinariamente rápido en el consumo de la gasolina de aviación durante los dos o tres últimos años (1945-1948), lo cual dificulta

en extremo la formulación de pronósticos con exactitud. Además, el cambio posible de gasolina de aviación a kerosene según se perfeccionen nuevos tipos de motores y la fecha en que este cambio pudiera ocurrir, resultan casi imposibles de predecir.

En el cuadro, se han agrupado en dos regiones los varios centros consumidores; abasteciéndose a la región central del Grado 91/98 desde Barrancabermeja, y el norte y oeste desde Barranquilla. El Grado 100/130 será totalmente importado, la inmensa mayoría por Barranquilla, con pequeñas cantidades abastecidas por Buenaventura.

Una de las dificultades en hacer estos cálculos fué la falta de cifras de importaciones clasificadas en grados para 1948. Consiguientemente sólo debe tomarse este total como una indicación de la magnitud de las cantidades que comprende, pero se considera que es lo suficientemente exacto para justificar las recomendaciones que se hacen.



## FACTORES EN LA ELABORACION DE GASOLINA DE AVIACION

### Grados de Gasolina de Aviación

En la actualidad, la mayor parte de los aviones modernos comerciales usan como combustible de aviación o el Grado 91/98 o el Grado 100/130. El primer número se refiere a la mezcla delgada o de condición de funcionamiento antide-tonante del combustible durante la marcha y el segundo número se refiere a la mezcla rica o de funcionamiento de fuerza máxima. Los aviones más antiguos - como el DC-3 usan el Grado 91/98, mientras que el DC-4, Convairs, etc., usan el Grado 100/130.

La gasolina de aviación es una mezcla extremadamente especializada de hidrocarburos con tetraetilo de plomo, la cual se ha perfeccionado expresamente para utilizarse en el funcionamiento de los motores de aviación modernos. La importancia de una calidad antidetonante o de octano en la gasolina de aviación puede ilustrarse por el hecho de que si se usa un grado inferior de gasolina el motor fallará completamente en cuestión de minutos. Este fallo se debe normalmente al recalentamiento, seguido por fallos mecánicos de los émbolos y otras piezas del motor sometidas a presiones extremas.

### Pruebas

Además de las pruebas de inspección usuales de la gasolina tales como destilación, presión de vapor, gomosidad, etc., las pruebas de la gasolina de aviación conciernen mayormente al número de octanos o a la calidad antidetonante. Antes de describir estas pruebas, es conveniente examinar brevemente las condiciones de funcionamiento de los motores de aviación.

Cuando el avión se encuentra en marcha normal de vuelo, el motor funciona a aproximadamente 60 por ciento de toda su potencia, y el ahorro de combustible es de suma importancia. Naturalmente, se obtiene el máximo ahorro de combustible, haciendo funcionar el motor con la mezcla más pobre posible y bajo

estas circunstancias desdichadamente existe la tendencia al recalentamiento. Bajo las condiciones de una mezcla pobre o sea de marcha normal, el recalentamiento es la dificultad principal.

251) La eficacia de la mezcla pobre se determina por el método llamado F-3, en el cual la temperatura de operación del combustible dado se compara con la temperatura de operación de ciertos combustibles de referencia "standard". El motor se hace funcionar con glicol etileno en vez de agua en la camisa de enfriamiento para simular la operación a alta temperatura del motor de tamaño normal. Se ha descubierto que el número de octano determinado por este método F-3 corresponde muy próximamente con el número de octano usual de la ASTM que se determina por el método F-2 en el caso de gasolina motor. Los requisitos del número de octanos F-3 de los dos grados de gasolina de aviación son 91 y 100 respectivamente.

Durante el período que un avión está despegando y ganando altura, el factor importante es obtener el máximo de fuerza del motor sin tener en cuenta la economía de combustible. Se obtiene el máximo de fuerza aumentando la sobrealimentación o presión de inducción del motor hasta el punto en que empieza la detonación y las temperaturas comienzan a aumentar rápidamente. Aumentando la proporción del combustible en relación con el aire, en la mezcla que entra en el motor, es posible obtener una mayor producción de fuerza antes de tropezarse con dificultades relativas a la detonación y aumento de la temperatura. Por eso el funcionamiento de fuerza máxima del motor se conoce a menudo como el funcionamiento de mezcla rica, refiriéndose a la calidad antidetonante del combustible bajo estas condiciones como el régimen de mezcla rica del combustible. El segundo número en la especificación de grado para combustibles de aviación se refiere a esta clasificación de mezcla rica, como por ejemplo 98 y 130, respectivamente.

La clasificación de mezcla rica se determina por el método llamado F-4 en

un motor especial de pruebas sobre-alimentado. Durante esta prueba la presión de inducción del motor se aumenta progresivamente hasta que se tropieza con una detonación audible, mientras que al mismo tiempo la proporción de combustible en relación con el aire en la mezcla se aumenta para reducir la detonación a un mínimo. Mientras se hace la prueba, se determina y registra en un dinamómetro la producción de fuerza en el motor con diferentes mezclas de combustible y aire.

32) Debiera notarse que los equipos requeridos para hacer la prueba de clasificación rica F-4 del combustible de aviones son verdaderamente complicados y de un costo elevado de instalación. Además, se requiere un personal eminentemente adiestrado técnicamente para el manejo de este motor. La determinación de la clasificación de mezcla rica es probablemente el detalle más importante en la especificación de combustible para aviación, debido al peligro -- que envuelven los fallos del motor durante el despegue o ascensión.

Los tipos de hidrocarburos que dan un buen grado de clasificación pobre no son necesariamente los mismos que dan un buen grado de clasificación rica. Así que las isoparafinas generalmente tienen una clasificación pobre muy elevada y sólo una clasificación rica regular, mientras que los aromáticos y nafténicos tienden a dar un rendimiento excelente bajo fuerza máxima, es decir, condiciones ricas, y tienen generalmente una clasificación pobre más bien baja. En consecuencia, los combustibles modernos consisten de una mezcla equilibrada de estos varios hidrocarburos. A continuación se ofrecen detalles acerca de la manufactura y mezcla de la gasolina de aviación.

Aunque se ha hecho hincapié anteriormente sobre la calidad antidetonante de la gasolina de aviación, los otros puntos en la especificación, particularmente la escala de destilación y la presión de vapor, son también extremadamente importantes. Así que se verá que la mezcla y manufactura de gasolina de aviación comprende pruebas muy detalladas y requiere instalaciones de la-

boratorio muy completas.

### Mezcla de Gasolina de Aviación

Una mezcla típica de gasolina de aviación para el Grado 91/98 o el Grado 100/130 consiste de tres componentes básicos. Estos componentes pueden designarse como agente de mezcla de alto octano, material de base e isopentano. Será conveniente tratar cada uno de estos componentes individualmente.

#### a) Isopentano

253) Este componente es un hidrocarburo relativamente puro, de una presión de vapor elevada (20 lbs. Reid), teniendo excelentes clasificaciones pobre y rica. El isopentano se usa en mezclas de gasolina de aviación principalmente con el fin de controlar la presión de vapor y la volatilidad de las primeras fracciones. Se obtiene por fraccionamiento preciso usualmente de gasolina de primera destilación, pero algunas veces de los productos de cracking catalítico. Debido a su elevada presión de vapor, el isopentano requiere almacenamiento a presión. Una mezcla típica de gasolina de aviación contiene aproximadamente un 20% por volumen de isopentano.

#### b) Material de Base

El material de base constituye generalmente la mayor parte de la mezcla y consiste de una gasolina depentanizada, de aproximadamente 320° F de temperatura límite. El material de base tiene normalmente clasificación ASTM de octano con 4 cc P.T.E./US galón de 85 a 95. Debido a este requisito del número de octano elevado, es necesario generalmente que el material de base sea o una gasolina de primera destilación escogida o un material procedente de cracking catalítico. La gasolina de cracking térmico no es apropiada debido a los tipos de hidrocarburos presentes en este material y a la tendencia a formar gomosis. Casi nunca se usan las gasolinas de cracking térmico en la manufactura de gasolina de aviación.

Debe notarse que los petróleos crudos colombianos son eminentemente nafténicos y que las gasolinas livianas de primera destilación de estos crudos son completamente adecuadas como material de base para mezcla de aviación. Sin embargo, es posible hacer un material de base de mejor calidad por fraccionamiento preciso de la gasolina de primera destilación para segregar las fracciones de elevado octano. Por este medio la calidad del octano puede aumentarse materialmente mediante, por supuesto, una reducción en el rendimiento. Como el material de base es el componente más barato de la gasolina de aviación, es importante usar material de la mejor calidad disponible para reducir la proporción del agente costoso de mezcla de elevado octano requerido para satisfacer la especificación final exigida. Al final de esta sección se ofrece un análisis de la aplicación del procedimiento de fraccionamiento preciso a la gasolina natural de De Mares.

Se verá que en la manufactura de gasolina de aviación, hay una selección básica entre el material de base seleccionado de primera destilación y el material de base proveniente de cracking catalítico. La selección del procedimiento, sin embargo, pudiera no determinarse enteramente por esta consideración, ya que en una situación dada es posible que se requiera la instalación de cracking catalítico para fabricar la materia prima (fracción  $C_4$ ) para la producción del agente de mezcla de elevado octano (véase lo siguiente).

c) Agente de Mezcla de Elevado Octano

Este material se usa para mejorar la clasificación pobre y rica del material de base, y es claro que el agente de mezcla de elevado octano debe siempre tener una clasificación, después de la adición del plomo tetraetilo, considerablemente más elevada que la especificación para la mezcla final.

En la práctica solamente dos agentes de mezcla de elevado octano necesitan considerarse, a saber, el alquilato y el hidrocodimero. Estos dos materiales consisten principalmente de mezclas de parafinas  $C_8$  de cadena molecu

lar elevada, siendo un ejemplo típico de tales hidrocarburos el iso-octano o trimetilpentano 2,2,4. Los dos agentes de mezcla tienen números octanos netos entre 93 y 98, aumentando hasta considerablemente más de 100 con 4 cc -- P.T.E./US galón. Aunque tanto el alquilato como el hidrocodimero tienen en general el mismo tipo de composición química, el método de manufactura es -- bien diferente en cada caso.

255) 1) Alquilato

El alquilato se hace por reacción química entre el iso-butano y una olefina, usualmente el butileno. Sin embargo, tanto el propileno como el amileno pueden usarse en ciertos casos. La reacción entre el iso-butano y el butileno requiere la presencia de un catalizador. Hay solamente dos catalizadores en uso comercial, a saber, el ácido sulfúrico y ácido hidrofúrico, y la mayoría de las unidades de alquilación en operaciones comerciales emplean ácido sulfúrico.

En el proceso de alquilación, se pone en contacto una mezcla de iso-butano y butilenos, conteniendo un exceso muy considerable de isobutano, con un volumen igual de ácido sulfúrico fuerte a baja temperatura (Ca 40° F). La mezcla del ácido e hidrocarburo, en forma de emulsión, se deja entonces reaccionar en tanques de tiempo o equipo semejante. El ácido se separa por sedimentación, y el producto de hidrocarburo se fracciona en sus componentes. El exceso de isobutano se vuelve a circular por la cámara de reacción. El butano normal presente en la carga original se desecha como gasolina motor o se isomeriza en isobutano en una planta auxiliar.

Desdichadamente, el procedimiento de alquilación tiene la desventaja de gastar aproximadamente una libra del ácido por cada galón de alquilato que se elabora. Este ácido no se pierde pero requiere una planta relativamente complicada para su recuperación, añadiendo así apreciablemente a los costos de --

instalación del equipo completo de procedimiento. Una de las principales ventajas del procedimiento de ácido hidrofúrico es la eliminación de este complicado equipo de recuperación de ácido. Por otra parte, el procedimiento de ácido hidrofúrico comprende una sustancia química venenosa muy peligrosa y generalmente no se considera conveniente por este motivo.

Según se produce el alquilato, es una gasolina de blancura como el agua, consistiendo enteramente de hidrocarburos parafínicos de cadena ramificada. Tiene una presión de vapor de 3,0 a 4,0 lbs. Reid; y un número octano neto ASTM entre 92 y 95. La gasolina de aviación de Grado 100/130 puede contener aproximadamente de 30 a 35 por ciento por volumen de alquilato en una mezcla típica, pero por supuesto la verdadera proporción depende enteramente de la calidad del material de base que se emplea.

## 2) Hidrocodímero

El hidrocodímero se hace de la fracción  $C_4$  por un procedimiento en dos etapas, la primera comprendiendo la polimerización de los butilenos en presencia de un catalizador de ácido fosfórico para producir dímero. Este dímero - consiste enteramente de hidrocarburos no saturados de cadena ramificada, (mayormente isooctenos) los cuales por hidrogenación se convierten en parafinas de cadena ramificada (isooctanos), usualmente sobre un catalizador de nickel. La etapa de hidrogenación es muy costosa, ya que se requieren grandes cantidades de hidrógeno muy puro. El hidrocodímero tiene una presión de vapor algo más baja que el alquilato, pero es de una calidad de octano ligeramente más elevada. El procedimiento de hidrocodímero fué perfeccionado antes del de la alquilación y la mayoría de la gasolina de aviación se hace ahora por este último procedimiento.

El procedimiento de hidrocodímero resulta más desventajoso en comparación con la alquilación ya que utiliza solamente los butilenos de la fracción  $C_4$ ,

mientras que la alquilación utiliza tanto butilenos como butanos. Como la fracción  $C_4$  de cracking puede contener sólomente 50% de substancias no saturadas (butilenos), el rendimiento total del material de base para mezcla de elevado octano, procedente de la alquilación, es considerablemente mayor que el de otro procedimiento proveyendo suficiente isobutano disponible.

Aunque el procedimiento de alquilación mismo usa isobutanos (y nó butano normal), se dispone de un procedimiento conocido como isomerización para convertir el butano normal en isobutano. Este procedimiento es relativamente barato, y emplea un catalizador de cloruro de aluminio promovido por ácido hidroclicórico. En general, una unidad de isomerización es un auxiliar indispensable en una planta de alquilación para equilibrar la relación de isobutanos a butilenos. Sin embargo, no se requiere donde se dispone de una gran provisión de isobutano, como de la gasolina natural o de cracking catalítico.

Para mayor conveniencia, se ofrece a continuación una lista de las plantas auxiliares requeridas para los dos procedimientos. En ambos casos, se requiere una planta para retirar el azufre de la fracción  $C_4$ .

#### Procedimiento de Alquilación

- 1) La unidad de alquilación propiamente
- 2) Unidad para la recuperación de ácido sulfúrico
- 3) Unidad de isomerización

#### Hidrocodímero

- 1) Unidad de polimerización selectiva
- 2) Unidad de hidrogenación
- 3) Planta generadora de hidrógeno

#### Fraccionamiento Preciso

La calidad de la gasolina liviana para usarse como material de base en la mezcla de gasolina de aviación puede mejorarse con la segregación de fraccio-



nes de alto grado octánico. Esta segregación puede efectuarse por fraccionamiento preciso, usando torres de 70 a 100 bandejas de burbujeo operando en una relación de reflujo elevada. Las fracciones de bajo grado octánico se desearían para gasolina motor.

Las fracciones básicas en las que se desintegra la gasolina son las siguientes:

<u>Fracción</u>	<u>Cualidad Antidetonante</u>	<u>Límite Aproximado de Ebullición, °F</u>
Isopentano	Alta	75 - 89,5
Pentano normal	Baja	89,5 - 109
Isohexanos	Alta	109 - 151
Normal Hexano	Baja	151 - 156,5
Isoheptanos	Alta	156,5 - 203
Residuos	Baja	Sobre 203° F

Las temperaturas se refieren a las temperaturas de desintegración entre fracciones.

Se notará que las fracciones de alto y bajo grado octánico alternan en la gasolina. Usando equipo de fraccionamiento disponible en el comercio, tal como se han perfeccionado especialmente para este procedimiento, se estima que los rendimientos de las fracciones de alto grado octánico desde 15 lbs. de la gasolina de la Concesión De Mares serían aproximadamente según se indica a continuación. Estos rendimientos fueron estimados de los datos de destilación analítica dados en el Cuadro VII de la sección titulada "Calidad del Petróleo Crudo", asumiendo un grado de fraccionamiento obtenible comercialmente.

<u>Fracción de Alto Grado Octánico</u>	<u>Rendimiento de la Gasolina Natural</u> <u>% por volumen</u>
Isopentano (90% de recuperación)	15,8
Isohexano	13,00
Isoheptano	<u>11,74</u>
Isohexano e Isoheptano combinados	24,74

El isopentano es un hidrocarburo puro cuyas propiedades son bien conocidas. En las refinerías que manufacturan gasolina de aviación, el isopentano se separa normalmente por fraccionamiento de materia prima virgen o de cracking catalítico, y se usa para controlar la volatilidad y presión del vapor de la mezcla final. Como es necesario hacer isopentano para cualquier procedimiento que se use para manufactura de gasolina de aviación, y como ya se dispone de instalaciones para este fin en Barrancabermeja, en el siguiente análisis se omitirá la manufactura de isopentano.

Excluyendo el isopentano, el material de base de alto grado octánico de fraccionamiento preciso consiste de una mezcla de 13 partes de isohexano y 11,74 partes de isohexano, según se indicara anteriormente. En el Cuadro I se ofrecen las propiedades calculadas de esta mezcla, junto con el análisis de hidrocarburo aproximado de cada fracción. Estas clasificaciones calculadas F3 y F4 de la fracción isohexano/isohexano se comparan a continuación con las especificaciones correspondientes a la gasolina de aviación del Grado 91/98 y Grado 100/130.

	Fracción Isohexano/Isoheptano	Especificación	
		Grado 91/98	Grado 100/130
Clasificación (pobre) F3	93	91 min.	100 min.
Clasificación (rica) F4	105	98 min.	130 min.

#### Manufactura del Grado 91/98

Se verá que el material de base de fraccionamiento preciso posee clasificaciones calculadas F3 y F4 que son más elevadas que la especificación para la gasolina del Grado 91/98. Desdichadamente, el material de base y el isopentano solos no pueden usarse como Grado 91/98 para satisfacer las especificaciones de destilación que corresponden a la gasolina de aviación. Esta última -

FOSTER WHEELER CORPORATION

requiere un 90% de recuperación a 212° F como mínimo mientras que el límite de la temperatura del material de base de fraccionamiento preciso está muy por debajo de los 200° F. Así que se requiere algún tipo de material de mezcla pesado. El alquilato pudiera usarse pero éste es un uso que no resulta económico tratándose de un material tan caro, y por eso no se recomienda.

CUADRO ICALCULO DE LA COMPOSICION Y CALIDAD DEL MATERIAL DE BASEDE FRACCIONAMIENTO PRECISO PROVENIENTE DE LA GASOLINA NATURAL DE MARES

<u>Hidrocarburo</u>	<u>Composición*</u>	<u>% Volumen</u>
	<u>En la Gasolina Natural</u>	<u>En Fracción</u>
<u>Fracción Isohexano</u>		
Pentano Normal	0,50	3,8
Dimetilbutano	1,02	7,8
Ciclopentano	0,36	2,8
Metilpentano	11,00	84,7
Hexano Normal	<u>0,12</u>	<u>0,9</u>
Rendimiento total	<u>13,00</u>	<u>100,0</u>
<u>Fracción Isoheptano</u>		
Hexano Normal	0,24	2,0
Metilciclopentano	1,20	10,2
Benceno	0,45	3,8
Ciclohexano	3,62	30,9
Dimetilciclopentano	3,94	33,6
Metilhexano	2,09	17,8
Sobre 203°F.	<u>0,20</u>	<u>1,7</u>
Rendimiento Total	<u>11,74</u>	<u>100,0</u>
Rendimiento Combinado de Fracciones 1-C6 + 1-C7	23,74	

Calidad de las Fracciones

<u>Fracción</u>	<u>Lbs. Reid Press. Vap.</u>	<u>Clasificación F-3</u>	<u>Clasificación F-4</u>
		<u>4 cc P.T.E./U.S.G.</u>	<u>4 cc P.T.E./U.S.G.</u>
Isohexano	7,5	96	89
Isoheptano	3,2	90	125
Fracciones combinadas	5,4	93	106

\*Se ofrecen cifras con dos lugares decimales para mayor conveniencia solamente, y no se quiere implicar que tienen este orden de exactitud.

Tal vez fuera posible lograr una mezcla conteniendo algún material de base de fraccionamiento preciso y alguna gasolina natural sin fraccionar de un límite de temperatura más elevado que pudiera satisfacer las especificaciones del Grado 91/98. Este punto no ha sido investigado, ya que se requerirían -- pruebas extensivas de motor en el laboratorio, lo que se consideró no valía -- la pena en vista a la merma en la producción de la gasolina natural.

21) Manufactura del Grado 100/130

El procedimiento de fraccionamiento preciso tendría considerables ventajas si se decidiera a fabricar el Grado 100/130 en Barrancabermeja usando alquilato importado e isopentano y material de base del país.

Por ejemplo, se estima que una mezcla teniendo la siguiente composición aproximada y conteniendo 4 cc P.T.E./U.S. galón, llenaría las especificaciones del Grado 100/130 de gasolina de aviación:-

<u>Composición de Mezcla</u>	
<u>% por Volumen</u>	
Isopentano	18
Fracción de Isohexano/ Isheptano	42
Alquilato	<u>40</u>
Gasolina de 100 octanos	100

Como ilustración, puede calcularse la cantidad de gasolina de aviación del Grado 100/130 que puede elaborarse de gasolina natural en 1955. La producción calculada de gasolina natural en 1955 es de 1.400 barriles por día de carga -- (véase "Provisiones de Petróleo Crudo", Cuadro III). Asumiendo que el rendimiento de la fracción isohexano-isheptano es de 34,7% por volumen, según se indica más arriba, la producción potencial de esta fracción en 1955 sería de 346 barriles diarios. Las cantidades requeridas de los otros componentes han sido calculadas directamente de la composición de mezcla, indicándose a continuación:-

FOSTER WHEELER CORPORATION

	<u>Composición</u> <u>% por Vol.</u>	<u>Barriles por</u> <u>día de carga</u>
Isopentano (90%)	18	150
Fracción Isohexano/isoheptano	42	345
Alquilato	<u>40</u>	<u>330</u>
Gasolina de 100 octanos	100	825

262) Sobre la base de la mezcla anterior, los requisitos de isopentano son de 150 barriles por día de carga, equivalente al 10,7% por volumen en los 1.400 barriles diarios de gasolina natural disponible. Como hay aproximadamente un 16% de isopentano recuperable de la gasolina natural (véase más arriba), se dispondrá de este componente en cantidades adecuadas. En consecuencia sobre la base de la mezcla anterior, cada barril de alquilato importado hará 2,5 barriles del Grado 100/130 de gasolina de aviación, siendo el resto material de base colombiano.

Debido al elevado costo de las torres de planchas múltiples y equipos -- anexos requeridos, no se recomienda la erección de instalaciones de fraccionamiento preciso en los momentos actuales. No obstante, el análisis anterior indica que la gasolina natural de De Mares resultaría un buen material de mezcla en el procedimiento, y facilitaría que se elaborara la mayor parte (60%) de la gasolina de aviación del Grado 100/130 utilizándose materia prima colombiana, en vez de ser un producto enteramente importado como sucede en la actualidad.

Puede concluirse diciendo que el fraccionamiento preciso es técnicamente posible. No obstante, resulta muy difícil el establecimiento de los principios económicos de este plan, ya que el alquilato no se vende libremente en el mercado. La recomendación de este Informe es que en una fecha futura vuelva a evaluarse este procedimiento.

REFINERÍA DE LA REGIÓN CENTRAL EN BARRANCABERMEJA

Esta sección trata principalmente de los procesos en la refinería de Barrancabermeja, y de los tipos y capacidades de la nueva planta que se requiere.

Primeramente se tratará el asunto de los productos que deban elaborarse en la refinería y el problema de balancear la producción de la refinería en relación con la demanda del mercado. Se concluye que el proceso de cracking térmico es conveniente, y en seguida se hace un análisis de los varios factores que determinan la capacidad de la unidad que debe instalarse. Esta decisión depende en gran parte de los tipos de petróleo crudo disponibles para procesar.

Se concluye finalmente que el petróleo crudo Barco debe traerse hasta la refinería de Barrancabermeja para (a) evitar un exceso de producción de fuel oil, y (b) reducir la capacidad requerida y costo de la unidad de cracking. Otras posibles soluciones se analizan también brevemente.

Las nuevas instalaciones para la planta de Barrancabermeja se describen en una sección separada de este informe.

Productos que deben elaborarse en Barrancabermeja

La cuestión de cuáles son los productos que pueden producirse económicamente en Colombia de los crudos colombianos y cuáles deben importarse ha sido tratada con bastante extensión. La mayor parte de las conclusiones de este análisis se aplican específicamente a Barrancabermeja.

Se recomendó que en relación con productos a granel (grandes volúmenes), la refinería de Barrancabermeja debe abastecer solamente a la región central del país donde tiene decididamente mayores ventajas de transporte sobre otras fuentes de abastecimiento. La demanda de productos a granel en otras partes del país puede satisfacerse mejor y más económicamente por las refinerías de la costa norte y de La Petrólea. Sin embargo, Barrancabermeja continuará abasteciendo todo el país de la mayor parte de los productos especiales, los cuales

se acarrean en menor volumen.

La gasolina de aviación del Grado 100/130 debe continuar siendo importada tanto para usarse como tal, como para mezclarse con materia prima colombiana en la elaboración de la gasolina de aviación del Grado 91/98.

Barrancabermeja debe continuar elaborando el Grado 91/98 de gasolina de aviación y las otras graduaciones octánicas inferiores, mezclando el Grado 100/130 importado, o el alquilato importado con gasolina natural estabilizada. Sin embargo, sería probablemente más económico hacer una parte de esta mezcla, ya sea en la nueva refinería de la costa norte o en la planta receptora de Barranquilla, embarcándose en planchones la gasolina natural estabilizada desde Barrancabermeja. Este procedimiento tiene la ventaja de evitar el costo doble de -- transporte para movilizar el Grado 100/130 desde la costa hasta Barrancabermeja y regreso.

Es evidente que la demanda de gasolina natural estabilizada en Barrancabermeja será independiente del sitio en que se verifique la mezcla.

También se concluyó que no es práctica la manufactura en Colombia de ciertos grados de aceite lubricante, debido a la falta de los petróleos crudos especiales requeridos. Sin embargo, Barrancabermeja debiera elaborar cuanto fuera posible de la demanda de aceites lubricantes y grasas de calidad corriente. En la actualidad estos aceites lubricantes abastecen solamente cerca del 50% del mercado nacional y esta cifra pudiera ser aumentada.

Ciertos solventes especiales y materiales semejantes continuarán siendo importados. El consumo de estos productos en Colombia es insuficiente para justificar el costo del equipo para sintetizarlos o aislarlos y es más económico continuar importándolos.

Con las excepciones anteriores, la refinería de Barrancabermeja debe continuar elaborando la variedad completa de productos misceláneos, incluyendo solventes, aceites lubricantes, grasas y asfaltos.



En cuanto sea posible, todos los productos envasados deben continuar siendo distribuidos desde Barrancabermeja.

### Balance de Productos

La refinación en Barrancabermeja se ve complicada por el hecho de que la proporción de productos blancos o destilados requeridos es mucho mayor de lo que puede hacerse por destilación simple de los crudos pesados que se encuentran en la región central. Este punto se desarrollará con más detalle ya que constituye la justificación principal para la instalación de equipos de cracking en la refinería de Barrancabermeja.

Las demandas calculadas de los derivados que habrán de demandarse de refinerías de Colombia durante varios años futuros se presentan en el cuadro titulado "Demanda del Consumo por Regiones - Años Específicos, Cuadro II", bajo el epígrafe "Refinación - Productos Refinados". Los datos que aparecen en el Cuadro relacionado con la refinería de Barrancabermeja se repiten a continuación. Las cantidades expresan barriles por día.

### Cálculo de la Demanda de Derivados de la Refinería de la Región

#### Central (Barrancabermeja) - Barriles diarios

<u>Producto</u>	<u>1950</u>	<u>1955</u>	<u>1960</u>	<u>1965</u>
M. Bas. Gas. Av.	458	542	523	523
Gas. Motor	4700	6650	10.000	13.680
Solventes	65	98	131	163
Tractorina	346	528	712	895
Kerosene	288	444	660	797
ACPM	<u>730</u>	<u>855</u>	<u>1.169</u>	<u>1.635</u>
SUB-TOTAL, PETROLEOS BLANCOS	6587	9117	13.175	17.693
Aceites Lubs.	176	235	261	294
Asfalto	719	1140	1.370	1.140
Fuel Oil	<u>3600</u>	<u>4620</u>	<u>5.890</u>	<u>7.620</u>
SUB-TOTAL, PETROLEOS NEGROS	<u>4495</u>	<u>5995</u>	<u>7.521</u>	<u>9.054</u>
TOTAL	11.082	15.112	20.696	26.747

## FOSTER WHEELER CORPORATION

Se notará que bajo el término "petróleos negros" están incluidos los aceites lubricantes y el asfalto, así como el fuel oil residual.

Para indicar el aumento progresivo de la relación entre la demanda de petróleos blancos y petróleos negros de la refinería de Barrancabermeja, se resumen a continuación las cifras de algunos años pasados y futuros. Los datos para años anteriores se basan en el consumo verdadero de la región central (para todo el país en el caso de los aceites lubricantes, asfalto y solventes de producción nacional), y sirven para indicar el volumen que la refinería de Barrancabermeja hubiera tenido que producir si en esa época hubiera estado abasteciendo la región central solamente, según se prevee en este informe para el futuro.

Cálculo de la demanda de Petróleos Blancos y Petróleos Negros  
de la Refinería de Barrancabermeja  
(Volumenes en barriles por día)

Año	Petróleos Blancos	Petróleos Negros	Total	Petróleos Blancos como Porcentaje - del Total
1940	1.900	2.100	4.000	48%
1945	2.800	3.000	5.800	48%
1948	5.100	3.600	8.700	59%
1955	9.100	6.000	15.100	60%
1960	13.200	7.500	20.700	64%
1965	17.700	9.000	26.700	66%

El detalle más sobresaliente del cuadro anterior es el aumento rápido del porcentaje de la demanda de petróleos blancos entre 1945 y 1948. De 1948 en adelante, esta demanda aumenta más lentamente, llegando al 66% para 1965.

En contraste con las cifras anteriores para la demanda de derivados, el rendimiento promedio de productos blancos obtenible por destilación de los petróleos crudos pesados que se encuentran en la región central varía desde cerca de un 30% para el crudo de Casabe hasta 35-45% para los crudos de las zonas

C y B de De Mares (véase "Calidad del Petróleo Crudo", Cuadro I.). Es aparente, por lo tanto, que se hace indispensable algún procedimiento, tal como el de cracking, para balancear la producción de la refinería con la demanda del mercado.

### Procedimientos de Cracking Disponibles

El rendimiento de productos blancos, particularmente la gasolina, de los petróleos crudos pesados puede aumentarse grandemente por varios procedimientos de refinación, pero existe en cada caso un límite técnico definido para el rendimiento de los productos obtenibles de un crudo dado. Este punto se discute más a espacio a continuación.

Entre los procedimientos disponibles que deben considerarse para aumentar el rendimiento de productos blancos de los petróleos crudos pesados, se encuentran los siguientes:

- a) Hidrogenación
- b) Cracking térmico al coque
- c) Cracking catalítico
- d) Cracking térmico al fuel oil residual

Cada uno de estos procedimientos será examinado brevemente. La hidrogenación probablemente ofrece el mayor rendimiento de productos blancos obtenibles de un petróleo crudo dado, pero el costo de este procedimiento es tan elevado que lo elimina generalmente, excepto en circunstancias especialísimas, tales como las ocurridas en Alemania durante la guerra.

El cracking al coque ofrece rendimientos de gasolina algo más elevados que el cracking a fuel oil, pero con este procedimiento surge el problema difícil de disponer del coque económicamente. No se vislumbra una solución satisfactoria a este problema en Barrancabermeja. El costo de inversión de una unidad de coque es más elevado que el de una unidad de cracking térmico para fuel oil re-

sidual.

El cracking catalítico ofrece ventajas en muchos casos, pero los gastos de inversión y de funcionamiento son siempre considerablemente mayores que para la unidad de cracking térmico. El cracking catalítico requiere un destilado como material de carga y no es capaz de procesar crudos reducidos asfálticos directamente. Como resultado, sería necesario instalar equipo adicional de destilación al vacío para eliminar el asfalto del material de carga al cracking catalítico, y, por lo tanto, aumentar considerablemente los costos de las inversiones. Alternativamente, pudiera usarse desasfaltación por propano o coquización en vez de destilación al vacío para preparar el material de carga, pero, de nuevo, la inversión y los gastos de operación son muy elevados. De estos métodos de preparación del material de carga, la coquización da probablemente el rendimiento máximo de productos destilados del crudo reducido.

Una de las justificaciones usuales para una planta de cracking catalítico, es el octanaje excepcionalmente elevado de la gasolina producida, normalmente 80-81 ASTM por el Método Motor, y de 90-95 por el Método Research. Sin embargo, esta ventaja pierde mucho de su importancia en el caso actual, dado que la gasolina motor de número octano 72-73 puede elaborarse sin dificultad de los petróleos crudos nafténicos de Colombia, mediante cracking térmico, y que la elevada altitud de gran parte de la región central de Colombia elimina la necesidad de gasolina de octano muy elevado.

Después de un examen detallado de los procedimientos anteriores, se ha decidido recomendar para la refinería de Barrancabermeja una unidad simple de cracking térmico a base de gas oil y crudo reducido. Este procedimiento implica la más baja inversión, y, según se indica a continuación, puede integrarse eficazmente con los equipos de proceso existentes.

#### Estudio del Cracking Térmico

El rendimiento de gasolina mediante el cracking térmico de un material dado,

depende, en gran parte, de la gravedad del fuel oil que se produzca. A menor gravedad API de este fuel oil de cracking, mayor será el rendimiento de gasolina. Las especificaciones del mercado para fuel oil pesado establecen normalmente un límite de cerca a 10° API como mínimo, y así, en la práctica, el rendimiento comercial máximo de gasolina se obtiene operando en forma tal que el fuel oil de la refinería tenga aproximadamente esta gravedad. Sin embargo, - la viscosidad juega un papel muy importante en la determinación de cómo debe manejarse el fuel oil.

Se estima que el fuel oil de cracking de 10° API de De Mares o de un petróleo crudo semejante tendría una viscosidad de 80 segundos Saybolt Furol a 122° F., correspondiente a 2.500 segundos Saybolt Universal a 85° F., temperatura - aproximada de funcionamiento del oleoducto Andian. En comparación con esta cifra, el petróleo crudo de Casabe tiene una viscosidad de cerca de 1.200 segundos Saybolt Universal a 85° F. Bien sabido es que se viene experimentando -- gran dificultad en el manejo del petróleo crudo de Casabe en el oleoducto Andian, y debe tomarse por cierto que cualquier exceso de fuel oil de cracking - sería demasiado viscoso para ser transportado a la costa por este oleoducto.

Sin embargo, el fuel oil residual, es uno de los derivados de petróleo más baratos, pero el costo de transportarlo a la Costa por lanchas fluviales daría lugar a que fuera difícil de vender en el mercado internacional de abastecimiento de buques, con una ganancia para la refinería.

En la sección siguiente, se desarrolla en detalle un número de planes que comprenden la instalación de cracking térmico en la refinería de Barrancabermeja, particularmente desde el punto de vista de satisfacer la demanda que se anticipa para derivados en la región central.

#### Uso de Petróleo Crudo Pesado en Barrancabermeja

Aunque el cracking térmico de los crudos pesados de la región central, ta-

## FOSTER WHEELER CORPORATION

les como los de De Mares y Casabe ayudará mucho en el mejoramiento de la relación entre los productos blancos y los negros que hayan de producirse en Barrancabermeja, no es una solución completa. Sin embargo, es mejor considerar el problema cuantitativamente.

A este fin se hicieron un número de cálculos detallados para determinar la cantidad de petróleo crudo y la capacidad de cracking térmico correspondiente, requeridos en Barrancabermeja para satisfacer la demanda de derivados de la región central durante varios años. Los resultados de estos cálculos han sido trazados en el gráfico RC-503-2, adjunto a esta sección, y los datos del Cuadro I que aparece a continuación, fueron obtenidos de las curvas. Las cifras indican claramente la seria magnitud del problema del exceso de fuel oil en la región central, el cual se presenta cuando se pretende satisfacer la demanda de productos blancos mediante el uso de petróleos crudos pesados solamente.

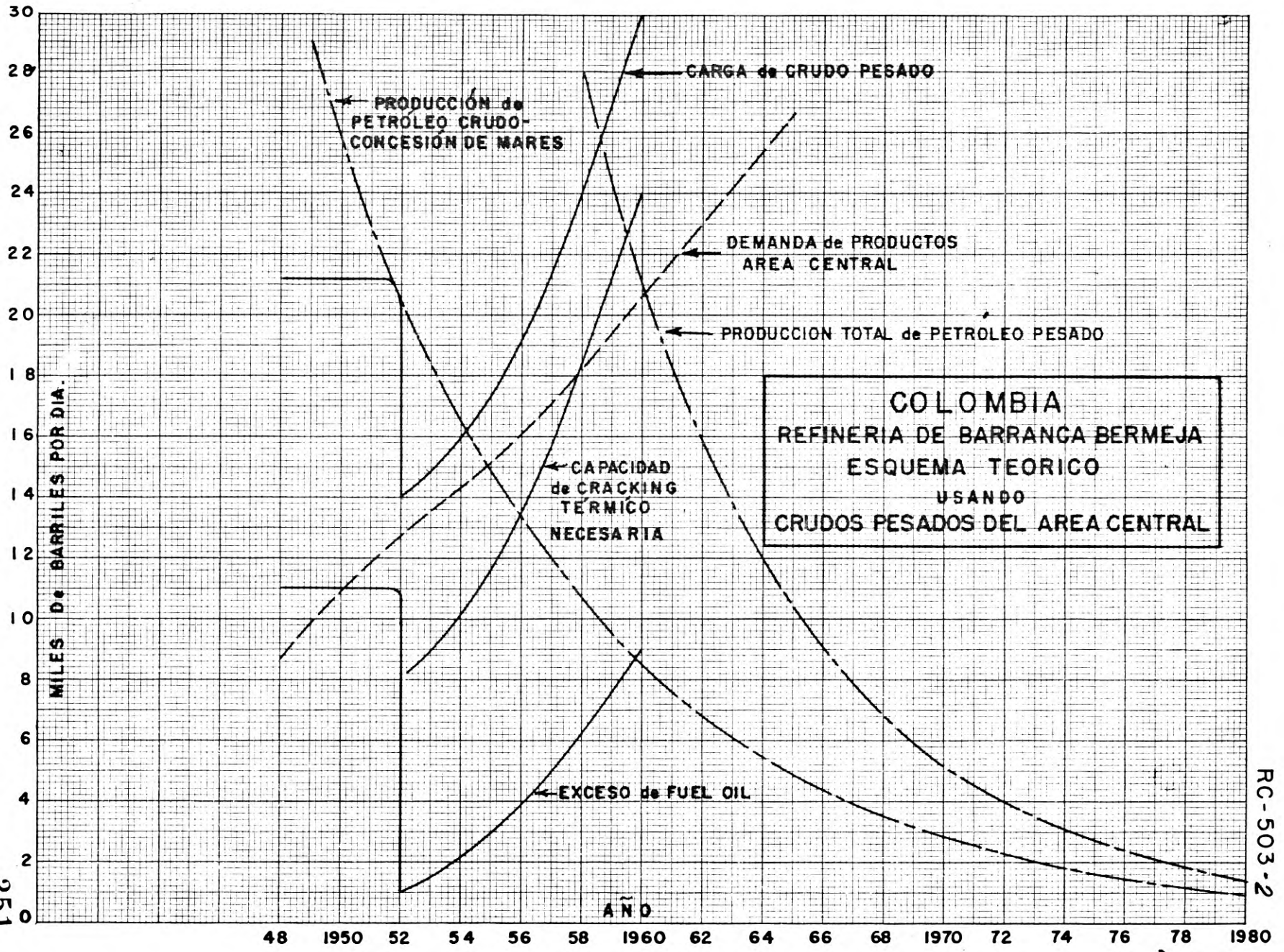
TRATAMIENTO DE PETROLEOS CRUDOS PESADOS SOLAMENTE

EN BARRANCABERMEJA CON CRACKING TERMICO

Año	Total Crudo De Mares Disponibles	Total Crudo Pesado Disponibles, BPD*	Crudo Pesado Requerido BPD	Exceso de Fuel Oil BPD	Capacidad de Cracking Necesaria BPD
1952	20.400	57.600	14.100	1.000	8.100
1953	18.300	55.200	14.900	1.500	9.000
1954	16.500	49.500	16.000	2.200	10.100
1955	14.900	43.500	17.300	3.000	11.600
1956	13.400	37.600	19.200	3.900	13.500
1957	12.000	32.600	21.400	5.000	15.700
1958	10.700	28.200	24.100	6.200	18.400
1959	9.500	24.500	26.900	7.600	21.200
1960	8.500	21.200	30.000	9.000	24.000

El gráfico RC-503-2 indica que el cracking térmico en la refinería de Barrancabermeja (para tratar solamente los crudos pesados producidos localmente),

\* Véase "Suministros de Petróleo Crudo - Cuadro I"



hará posible el balance de las necesidades en la región central hacia 1952. En verdad, hay un exceso ligero en la producción de fuel oil aún en ese año. Sin embargo, de 1952 en adelante, y sobre la misma base de procesar solamente crudos pesados, la creciente demanda de productos blancos podrá solamente satisfacerse procesando cantidades excesivas de crudo y, por lo tanto, elaborando grandes cantidades de fuel oil residual para el cual no existe mercado en la región central.

Según se indicara en otra parte, el problema de producir suficiente gasolina se hace aun más difícil en los últimos años debido a que la producción de gasolina natural disminuye en la concesión De Mares.

Un detalle sobresaliente de los datos del gráfico RC-503-2 y del cuadro correspondiente es el rápido aumento en la capacidad de cracking requerida, particularmente después de 1956, y, por consiguiente, el crecimiento rápido simultáneo en el exceso de producción de fuel oil. Por ejemplo, en 1958-1959 la capacidad de cracking necesaria sería de 18.000 BPD, o sea aproximadamente el doble de la capacidad necesaria en 1953. El exceso de fuel oil sería de más de 6.000 BPD, y es obvio que la capacidad necesaria de cracking estaría completamente fuera de balance con el volumen total procesado en la refinería.

Es también aparente, de las curvas del gráfico RC-503-2 y de los datos en el cuadro correspondiente, que en este plan, la producción del petróleo crudo de De Mares será solamente adecuada para abastecer la refinería de Barrancabermeja hasta 1954. Sin embargo, reduciendo la producción en el campo De Mares durante el período 1951 a 1954 a la cantidad que realmente necesita la refinería sería posible proveer suficiente cantidad de este crudo para abastecer la refinería hasta 1955 y tal vez por algún tiempo más.

Desde 1954 hasta 1958, se dispondrá del crudo de Casabe en cantidades suficientes para satisfacer la demanda de refinación, pero para 1958-1959 no habrá suficiente petróleo crudo de todos los tipos disponibles en la región central



para las necesidades de refinación. Todas estas cifras se basan en el supuesto de que resulta conveniente satisfacer toda la demanda de productos blancos en la región central, procesando solamente petróleo crudo pesado en Barrancabermeja.

Para resumir todo lo expuesto anteriormente, el relativo aislamiento de la región central hace que resulte muy atractivo económicamente abastecer su demanda de productos mediante una refinería local, pero consideraciones técnicas indican que la sola refinación de petróleo crudo pesado para satisfacer esta demanda, conduciría a la producción de cantidades excesivas de fuel oil, y ocasionaría un costo elevado de inversiones. Así, pues, resulta conveniente considerar otras soluciones del problema, las cuales se discuten en las próximas secciones.

#### Producción de Petróleo Crudo Sintético

Este plan es realmente una extensión del anterior, pero tiene la ventaja de permitir que el fuel oil de cracking sea bombeado a través del oleoducto Andian, fuera de la región central. Disponiéndose del fuel oil pesado en esta forma se lograría mantener una relación adecuada de petróleo blanco a petróleo negro en la región central.

Se procesaría solamente petróleo crudo pesado en la refinería de Barrancabermeja y se instalaría suficiente capacidad de cracking para satisfacer la demanda de productos blancos de la región central, además de suficientes productos blancos adicionales para mezclar con el exceso de residuos de cracking para formar un petróleo crudo sintético. Este petróleo crudo sintético, que sería realmente un fuel oil diluido, tendría baja viscosidad y podría ser bombeado a través del oleoducto Andian hasta la refinería de la costa norte, donde sería separado de sus componentes mediante destilación. Al procesar suficiente crudo en esta forma, puede ser posible satisfacer la demanda de productos blancos de

la región central, así como abastecer fuel oil y algunos productos blancos a las regiones de la costa.

Existen desventajas evidentes. En particular, se necesitaría una instalación muy grande y costosa para cracking en Barrancabermeja, la cual solamente se justificaría sobre la base de ganancias, si hubiera reservas seguras de petróleo crudo pesado en la región central superiores a las que se conocen actualmente. Otra desventaja es la de mezclar productos de destilación primaria con productos de cracking. La contaminación del kerosene y del ACPM con productos de cracking en esta forma los haría inapropiados para el mercado, -- debido a la presencia de hidrocarburos no saturados. Sin embargo, es muy probable que los futuros descubrimientos de petróleo crudo en la región central sean de petróleos pesados, semejantes a los que vienen produciéndose de los campos De Mares y Casabe. Así pues, a menos que se descubran en Colombia nuevas reservas de petróleos livianos, semejantes a los de Barco, es muy probable que la refinería de Barrancabermeja tenga finalmente que operar por mucho -- tiempo con crudos pesados locales, y con crudos adicionales que pudiera obtenerse mediante la importación de petróleos crudos más livianos.

Caso de que ésto ocurriera, el problema del exceso de fuel oil en la región central resultaría muy crítico, según se analizó anteriormente, de modo que el transporte de petróleo crudo sintético a una refinería ampliada en la costa norte se convertiría en una solución posible.

En estos momentos, el plan tiene poco de recomendable, y el uso del crudo liviano de Barco en Barrancabermeja, según se analiza en la siguiente sección resulta más atractivo.

#### Uso del Petróleo Crudo Barco en Barrancabermeja

La solución que se recomienda en este informe para resolver el problema -- del exceso de fuel oil en la región central, es la de reemplazar parte de los

crudos pesados que se cargan a la refinería de Barrancabermeja con crudos más livianos de la Concesión Barco. Al usar crudo Barco en cantidad suficiente - será posible aumentar el rendimiento de productos blancos y disminuir el rendimiento de fuel oil lo suficientemente para balancear la producción de la refinería con la demanda del mercado de la región central.

Para este plan se dispone de dos tipos de petróleo crudo Barco (véase "Calidad del Petróleo Crudo"), siendo uno de ellos de una gravedad aproximada de 43°API y el otro de una gravedad de 33°API. Estos petróleos crudos pueden -- rendir aproximadamente un 79% y 64% por volumen, respectivamente, de gasolina motor por destilación y cracking térmico. Estas cifras pueden compararse con los rendimientos correspondientes de gasolina de los crudos de De Mares y Casabe, por destilación y cracking térmico, de aproximadamente 44% y 38% por volumen, respectivamente, y muestran la ventaja de cargar petróleo crudo más liviano a la refinería cuando se desea una proporción elevada de productos blancos.

Las gasolinas obtenidas por destilación primaria de los crudos Barco son algo inferiores en Número Octano, o sea, en sus característica antidetonante, a las gasolinas correspondientes de los crudos De Mares y Casabe. Sin embargo, el Número Octano de la gasolina Barco será satisfactorio cuando se mezcle con gasolina de cracking o después de añadirle tetraetilo de plomo. Tanto el kerosene como el gas oil de los crudos Barco son de mejor calidad que los productos correspondientes del crudo De Mares.

A continuación se discutirán los diferentes planes contemplados para el caso de usar petróleo crudo Barco en Barrancabermeja.

#### Esquema Teórico de Refinación con Petróleo Barco

Para determinar las consecuencias de cargar crudos Barco a la refinería de Barrancabermeja, se hicieron un número de cálculos para años específicos a fin de establecer (a) la cantidad mínima práctica de petróleo crudo Barco (una mez

cla de tipos pesados y livianos), y (b) la capacidad teórica de cracking necesaria para satisfacer la demanda de productos del mercado, sin producir excesos de fuel oil. Los puntos calculados han sido trazados en el gráfico adjunto, RC-503-3.

Con referencia al Gráfico RC-503-3, se notará que hay tres curvas calculadas además de las curvas de referencia, que indican la producción del petróleo crudo De Mares y la demanda de productos de la región central. La más baja de las tres curvas indica la cantidad mínima de crudo de Barco requerida durante los años de 1953 a 1958. La curva superior indica la cantidad de crudo pesado requerida, además del crudo Barco, durante el mismo período. La curva del medio indica la capacidad teórica del cracking térmico, necesaria para procesar estos tres petróleos crudos y elaborar los productos requeridos.

Para mayor conveniencia, las cifras leídas en el Gráfico RC-503-3 se muestran en el cuadro que sigue.

CASO TEORICO DE BARRANCABERMEJA

MEZCLA DE CRUDO DE BARCO Y PESADO CON CRACKING

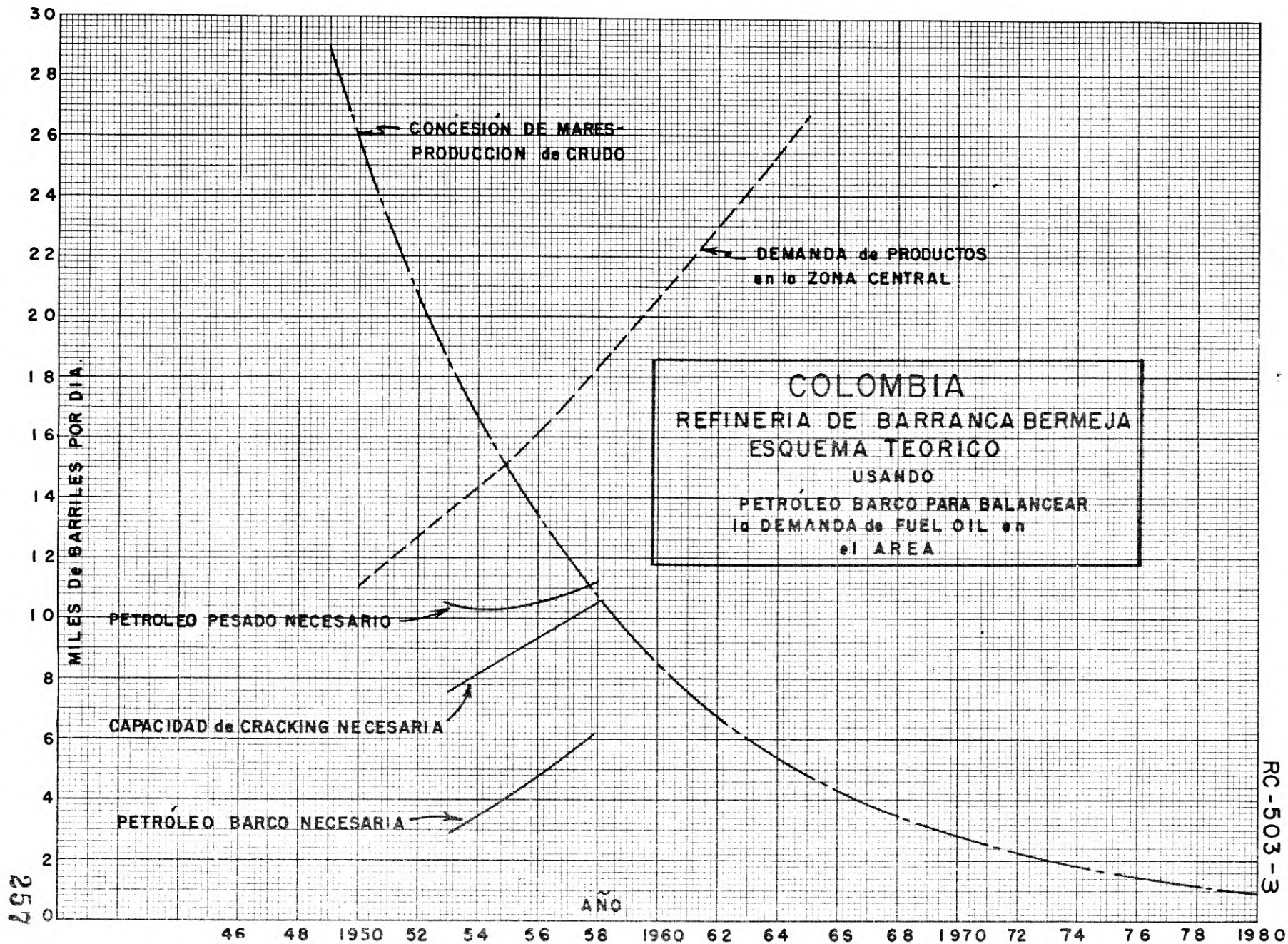
(Todas las cantidades en barriles diarios)

CAPACIDAD VARIABLE DE CRACKING

<u>Año</u>	<u>Crudos Pesados*</u>	<u>Crudo de Barco</u>	<u>Total de Crudo</u>	<u>Capacidad de Cracking Necesaria</u>
1952	10.600	2.300	12.900	7.000
1953	10.500	2.800	13.300	7.500
1954	10.300	3.400	13.700	8.200
1955	10.300	4.000	14.300	8.700
1956	10.500	4.800	15.300	9.300
1957	10.800	5.500	16.300	9.900
1958	11.200	6.200	17.400	10.500

\* Crudo de De Mares con algo de Casabe en los últimos años.

Se ve que tratando 2.800 barriles por día de crudos Barco en 1953, se necesitan solamente 10.500 barriles al día del crudo tipo De Mares y la capaci-



RC-503-3

257

dad de cracking térmico es de 7.500 barriles por día. Para el año 1958, se necesitan 6.200 barriles de crudo Barco, junto con 11.200 barriles de petróleos pesados, cargando a plena capacidad una unidad de cracking de 10.500 - barriles por día.

Debe notarse que en el plan teórico anterior, no se elabora exceso de - fuel oil y la producción de la refinería está balanceada con la demanda del mercado.

#### Plan de cracking propuesto para la refinería

El estudio de la refinería de la región central hecho hasta este punto ha mostrado la necesidad de cracking térmico y ha indicado la ventaja de traer crudo Barco para evitar la producción de excesos de fuel oil, lo cual es imposible si solamente se procesan petróleos pesados. El paso siguiente es el de determinar el tamaño óptimo de la unidad de cracking que debe instalarse en Barrancabermeja en 1952. Este problema se tratará después de que se haga un corto resumen de las conclusiones a que se llegue. Este resumen se hace comparando los varios planes en los años 1953, 1955 y 1958.

En 1953, según se vé del gráfico RC-503-2, cargando solamente los crudos del tipo De Mares a la refinería de Barrancabermeja se requiere una unidad de cracking térmico de una capacidad de 9.000 barriles por día para elaborar los productos blancos necesarios de la refinería, pero al propio tiempo se elaboran 1.500 barriles por día de excesos de fuel oil. En el mismo año, 1953, cargando 2.800 barriles diarios de crudos Barco, el exceso de fuel oil puede eliminarse y la capacidad requerida de cracking es solamente de 7.500 barriles diarios (véase Fig. RC-503-3).

Hacia 1955, sería necesario tener 11.400 barriles diarios de capacidad de cracking térmico si solamente se cargan los crudos del tipo De Mares, y el exceso de fuel oil llegaría a los 3.000 barriles diarios. En contraste -

con esto, utilizando cracking y una mezcla de los crudos de Barco y De Mares, en el mismo año, se requieren solamente 8.700 barriles diarios de capacidad de cracking, eliminándose completamente el exceso de producción de fuel oil. (véase el Gráfico RC-503-3).

Según se desprende del gráfico RC-503-2, si en 1958, la refinería de Barrancabermeja debe satisfacer la demanda del mercado de la región central, resultaría impráctico el tratamiento de cracking de los crudos pesados del tipo De Mares exclusivamente, debido tanto a la falta de petróleo crudo como a la excesiva capacidad de cracking necesaria. Por otra parte, al introducir crudo Barco en el mismo año, en la cantidad de 6.200 barriles por día, se necesitaría una unidad de cracking de capacidad de 10.500 barriles por día solamente y no se producirían excesos de fuel oil (véase el Gráf. RC-503-3).

Del resumen anterior, es aparente que si se traen a Barrancabermeja los crudos Barco, la unidad teórica de cracking necesaria variaría entre 7.500 barriles por día en 1953 y 10.500 barriles por día en 1958. Esta es una capacidad mucho más limitada que la necesaria en el caso en que o solamente se carguen crudos pesados. Después de un cuidadoso estudio, o se escogió como un buen término medio una capacidad de cracking de 9.000 barriles. Entonces se hicieron cálculos detallados para años específicos basados en la instalación de una unidad de cracking térmico de este tamaño. Los resultados de estos cálculos han sido trazados en el Gráf. RC-503-4. En el cuadro que sigue se muestran las cantidades derivadas de la lectura de las curvas:

FOSTER WHEELER CORPORATION

CASO PROPUESTO EN BARRANCABERMEJAMEZCLA DE CRUDO BARCO Y PESADO CON CRACKING

Unidad de Cracking Térmico de 9.000 BPD  
(Todas las cantidades en barriles diarios)

<u>Año</u>	<u>Petróleo Crudo*</u>	<u>Crudo de Barco</u>	<u>Total Crudo</u>	<u>Cantidad Cargada para Cracking</u>
1952	10.800	2.300	13.100	7.000
1953	10.600	2.800	13.400	7.500
1954	10.400	3.400	13.800	8.000
1955	10.200	4.000	14.200	8.700
1956	9.800	5.300	15.100	9.000
1957	9.600	6.700	16.300	9.000
1958	9.300	8.300	17.600	9.000

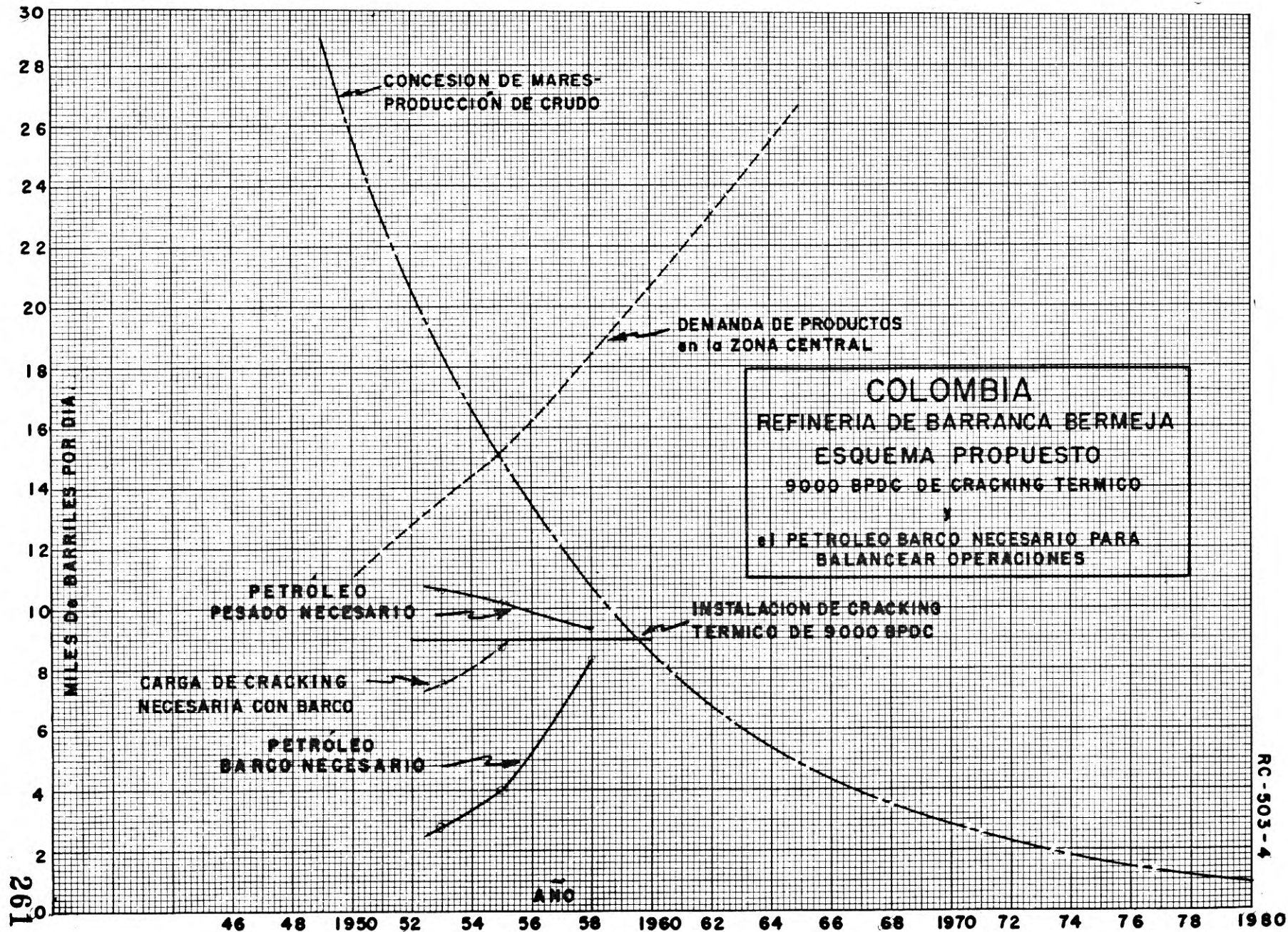
\* En su mayoría Crudo De Mares.

Es evidente, de los datos del Gráf. RC-503-4 y del cuadro anterior que, - como era de esperarse, el efecto de fijar la capacidad de cracking en 9.000 - BPD es el de aumentar las cantidades necesarias de crudo de Barco en los años 1956 a 1958, con la correspondiente reducción en las cantidades necesarias -- del tipo de crudo de De Mares. Una unidad de cracking de esta capacidad operaría a algo menos de la capacidad proyectada durante los primeros dos o tres años, pero después, dado que se dispone de reservas de petróleo crudo comprobadas, se facilitará su operación a plena capacidad hasta 1958. De esta fecha en adelante probablemente continuaría funcionando por muchos años ya sea con crudos colombianos recientemente descubiertos o con crudos importados. En consecuencia, la unidad tendrá suficiente duración en términos de reservas de crudo seguras para compensar la inversión de capital.

Cálculos para Programas de Refinación y Balances

Se han hecho muchas referencias en esta discusión a los cálculos que se -





RC-503-4

261

han hecho y de los cuales se han tomado datos para trazar curvas y elaborar cuadros. Para que el lector comprenda mejor el método usado, se adjunta a esta sección un resumen de los cálculos más importantes.

Los referidos cálculos indican en cuadros y para años específicos, (1) la demanda de productos que se espera para la refinería de Barrancabermeja, (2) las reservas de crudo, (3) las cantidades de crudo requeridas para refinación, (4) la producción en exceso de petróleos crudos y de derivados, y (5) los volúmenes cargados a la refinería y a la unidad de cracking. Estos cuadros se ordenan en tres grupos. Primero se agrupan los cálculos para Barrancabermeja solamente, con el fin de indicar los tipos y las cantidades de crudos cargados y las capacidades de cracking necesarias para equilibrar la carga de crudo a la refinería con los productos que se desean (años 1953 y 1955). A continuación se tabulan los resultados de cálculos comparables para la refinería de Mamonal. Volveremos a referirnos a los mismos al estudiar la refinería del norte.

El tercer grupo de cuadros muestra el balance nacional entre la demanda de productos y el crudo necesario, asignándose varios crudos a las dos refinerías e indicando las ventajas y desventajas de cada plan para balancear la oferta y la demanda.

Esta compilación final indica, a simple vista, la necesidad de que los crudos livianos de Barco satisfagan económicamente las necesidades del país. También muestra la pequeña deficiencia de los crudos de Barco que se espera en 1953 para balancear completamente la demanda de derivados si se usa solamente destilación simple del crudo. Una deficiencia semejante, aunque mayor, ocurre en 1958 si se emplea la cantidad de crudo liviano Barco que se necesita en Barrancabermeja y no se instala cracking en Mamonal. Sin embargo, el uso de cracking tanto en Barrancabermeja como en Mamonal en las capacidades que se recomiendan permite satisfacer la demanda de derivados con las reservas de crudo pro-

nosticadas.

### Recomendaciones Referentes a la Refinería de Barrancabermeja

Se recomienda en este Informe que se instale en Barrancabermeja una unidad de cracking térmico de 9.000 BPD tan pronto como sea posible.

El plan de instalar una unidad de cracking térmico de 9.000 BPD, en Barrancabermeja, trayendo crudo de Barco, tiene varias ventajas, que en seguida se enumeran:

1. Todo el mercado de la región central puede abastecerse de productos blancos hasta 1958.
2. La producción de excesos de fuel oil en la región central se elimina durante el mismo período.
3. Se prevee un tiempo adecuado para amortización y utilización de las nuevas instalaciones de cracking en términos de reservas conocidas de petróleo crudo colombiano.
4. La capacidad de cracking es pequeña y, por lo tanto, se mantienen bajos los gastos de inversión.
5. (a) Reduciendo la producción de petróleo crudo De Mares en los primeros años de la década 1950-60, a la demanda de la refinería y nada más, el régimen de producción de este crudo puede mantenerse a una proporción algo mayor a fines de la misma década y principios de la siguiente.  
  
(b) Alternativamente, el exceso del crudo de De Mares producido a principios de la década 1950-60 podrá transportarse a la refinería de la costa norte, en Mamonal, y usarse bien en lugar de otro crudo pesado, o darse como pago a cambio de petróleos livianos. Sin embargo esto agotaría las reservas nacionales de crudo más rápidamente.

La cuestión del agotamiento de las reservas de petróleo crudo en la re-

gión central, o en otras regiones razonablemente accesibles a la región central, tales como la de la Concesión Barco, es muy importante para Colombia, debido al elevado costo inherente a los transportes desde fuera. Así que el plan de traer crudo de Barco a Barrancabermeja es económicamente superior al de traer a la región central bien sea gasolina importada o refinada en Colombia y otros productos, desde la costa.

### Transporte del Crudo de Barco

En las etapas iniciales, el petróleo crudo de Barco tendrá que traerse - por lanchas fluviales desde La Gloria (donde el oleoducto de la South American Gulf Oil Co., cruza el río Magdalena) hasta Barrancabermeja, una distancia de aproximadamente 200 kilómetros. La magnitud de este problema de transporte puede compararse con la de traer productos refinados a la región central desde la costa norte por lanchas fluviales, una distancia de aproximadamente 600 kilómetros.

Finalmente, si no se descubren nuevas reservas en la región central, el flujo de crudo hacia el norte por el oleoducto de la Andian llegará a ser de la magnitud correspondiente a la capacidad de un ramal de esta línea. El otro ramal podría entonces utilizarse como un medio barato para transportar petróleo crudo o derivados hacia el sur, a la región central.

Sobre la base de las reservas de petróleo crudo conocidas actualmente en el Valle del Magdalena, parece que una inversión del flujo de un ramal del oleoducto Andian podrá ser posible hacia 1956-1957. Este ramal podría entonces usarse para traer crudo Barco desde La Gloria hasta Barrancabermeja. Los embarques de crudo Barco necesarios han sido estimados atrás en 5.000 a 6.000 BPD, lo cual es un volumen grande para ser acarreado por lanchas fluviales.

La disponibilidad del oleoducto Andian hacia 1957-1958 para traer crudo Barco a Barrancabermeja dependerá principalmente de que se hagan o nó, nuevos descubrimientos de petróleo crudo en la región central.

Una alternativa que ha sido considerada es la de construir un nuevo oleoducto desde La Gloria hasta Barrancabermeja, paralelo al de la Andian. Hay suficiente presión en el oleoducto Sagoc, en La Gloria, para acarrear el petróleo hasta Barrancabermeja sin necesidad de bombeo adicional. Esta nueva línea sería en realidad, un ramal del oleoducto Sagoc. Sin embargo, el proyecto es difícil de justificar económicamente debido a la corta duración que se anticipa para la línea en términos de reservas conocidas de petróleo crudo en la concesión Barco, y las posibilidades de que el oleoducto Andian resulte disponible para reversión de flujo en un futuro comparativamente próximo.

#### Importación de Productos para la Región Central

En el caso que no se descubran nuevas reservas en la región central u otras secciones de Colombia accesibles a Barrancabermeja, una y últimamente dos de las líneas del oleoducto Andian resultarán libres para el transporte de petróleo crudo o derivados desde la costa hasta la región central. La mayor parte del petróleo crudo que se produce en la región del Caribe es muy pesado y viscoso, y pudiera resultar conveniente tratar este petróleo por cracking en una refinería ampliada de la costa norte y bombear crudo sintético hasta Barrancabermeja. La planta de Barrancabermeja funcionaría entonces principalmente como una refinería de destilación primaria. En esta forma, sería posible evitar excesos de fuel oil en la región central, lo cual es inevitable si Barrancabermeja procesa solamente crudo pesado.

Aunque este esquema es solamente teórico, la posibilidad de que resulte práctico en el futuro puede constituir un argumento poderoso para la instalación en estos momentos de una unidad de cracking de tamaño mediano solamente en la refinería de Barrancabermeja.

ESQUEMAS DE REFINACION Y EQUILIBRIOS - REFINERIA DE BARRANCABERMEJA

26.

Año

1953

Caso

	Refinería de Bb. Crudo de De Mares Solamente			Bb. Crudo de De Mares y Crudo de Regalía		Bb. Crudo De Mares con Crudo Barco teórico	
	<u>Demanda</u>	<u>Refinacion</u>	<u>Excesos Locales</u>	<u>Refina- ción</u>	<u>Excesos Locales</u>	<u>Refina- ción</u>	<u>Excesos Locales</u>
<u>PRODUCTOS REFINADOS</u>	<u>Millones de Galones por Año</u>						
Base Aviación	8,0	8,0	-	8,0	-	8,0	-
Gasolina Motor	89,0	89,0	-	89,0	-	89,0	-
Tractorina	6,8	6,8	-	6,8	-	6,8	-
Solventes	1,3	1,3	-	1,3	-	1,3	-
Kerosene	5,8	5,8	-	5,8	-	5,8	-
ACPM	12,3	12,3	-	12,3	-	12,3	-
Aceites Lub.	3,2	3,2	-	3,2	-	3,2	-
Asfalto	17,5	17,5	-	17,5	-	17,5	-
Fuel Oil-Región Oeste	64,0	86,8	22,8	67,6	3,6	64,0	-
	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL - MM GPA	207,9	230,7	22,8	211,5	3,6	207,9	-
" - M BPD	13,6	15,1	1,5	13,8	0,2	13,6	-
<u>PETROLEOS CRUDOS</u>	<u>Miles de Bls./Día</u>						
	<u>Producido</u>	<u>Refinado</u>					
De Mares <sup>a</sup>	18,6	14,7	3,9	8,2	10,3	7,7	10,9
Casabe	35,0	-	35,0	2,6	32,4	2,7	32,2
Catangallo	1,4	-	1,4	0,1	1,3	-	1,4
Velázquez	0,2	0,2	-	0,2	-	0,2	-
TOTAL CRUDO PESADO	55,2	14,9	40,3	11,1	44,0	10,6	44,6
El Difícil	1,3	-	1,3	-	1,3	-	1,3
Pesado Barco	14,3	-	14,8 <sup>b</sup>	1,4	13,4 <sup>b</sup>	1,6	13,2 <sup>b</sup>
Liviano Barco	11,7	-	10,8 <sup>b</sup>	1,1	9,7 <sup>b</sup>	1,2	9,6 <sup>b</sup>
TOTAL CRUDO LIVIANO	27,3	-	26,9 <sup>b</sup>	2,5	24,4 <sup>b</sup>	2,8	24,1 <sup>b</sup>
TOTAL PETROLEOS CRUDOS	82,5	14,9	62,2 +1,5F.O.	13,6	68,4	13,4	68,7
<u>REFINACION</u>	<u>Miles de Bls./Día</u>						
CRUDO CARGADO	14,	14,9		13,6		13,4	
CRACKING		9,0		7,7		7,5	

a-Excluye Gasolina Natural

- b-La refinería La Petrólea refinará 400 BPD de derivados, de 900 BPD del crudo liviano Barco, exportándose los productos que no se quieran como Crudo Pesado de Barco.
- 1) Millones de galones por año.
- 2) Miles de barriles por día.

## ESQUEMAS DE REFINACION Y EQUILIBRIOS \* REFINERIA DE BARRANCABERMEJA

Caso	Refinería de Bb. Crudos Pesados Solamente			Bb. con Crudo de Regalía		B.b. con F.O. y Crudo Barco Equilibrados	
	<u>Demanda</u>	<u>Refinación</u>	<u>Excesos Locales</u>	<u>Refina- ción</u>	<u>Excesos Locales</u>	<u>Refina- ción</u>	<u>Excesos Locales</u>
<u>PRODUCTOS REFINADOS</u>	<u>Millones de Galones por Año</u>						
Base Aviación	8,3	8,3	-	8,3	-	8,3	-
Gasolina Motor	101,9	101,9	-	101,9	-	101,9	-
Tractorina	8,05	8,05	-	8,05	-	8,05	-
Solventes	1,5	1,5	-	1,5	-	1,5	-
Kerosene	6,85	6,85	-	6,85	-	6,85	-
ACPM	13,1	13,1	-	13,1	-	13,1	-
Aceites Lub.	3,6	3,6	-	3,6	-	3,6	-
Asfalto	17,5	17,5	-	17,5	-	17,5	-
Fuel Oil - Región	70,9	116,0	45,1	87,4	16,5	70,9	-
- Oeste	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL - MM GPA	231,7	-	45,1	248,2	16,5	231,7	0
" - M BPD	15,1	17,2	2,9	15,4	1,1	15,1	0
<u>PETROLEOS CRUDOS</u>	<u>Miles de Bls./Día</u>						
	<u>Producido</u>						
De Mares <sup>a</sup>	14,9	14,9	0	10,5	4,4	10,1	4,8
Casabe	27,4	2,1	25,3	2,1	25,3	-	27,4
Cantagallo	1,0	-	1,0	-	1,0	-	1,0
Velázquez	0,2	0,2	-	0,2	-	0,2	-
TOTAL CRUDO PESADO	43,5	17,2	26,3	12,8	30,7	10,3	33,2
El Díficil	0,7	-	0,7	-	0,7	-	0,7
Pesado Barco	10,4	-	10,9 <sup>b</sup>	1,0	9,9 <sup>b</sup>	2,1	8,8 <sup>b</sup>
Liviano Barco	15,6	-	14,7 <sup>b</sup>	1,6	13,1 <sup>b</sup>	1,9	12,8 <sup>b</sup>
TOTAL CRUDO LIVIANO	26,7	-	26,3 <sup>b</sup>	2,6	23,7 <sup>b</sup>	4,0	22,3 <sup>b</sup>
TOTAL PETROLEO CRUDO	70,2	17,2	52,6 <sup>b</sup> + 2,9F.O.	15,4	54,4 <sup>b</sup> + 1.1F.O.	14,3	55,5
<u>REFINACION</u>	<u>Miles de Bls./Día</u>						
CRUDO CARGADO	-	17,2	-	15,4	-	14,3	-
CRACKING	-	11,5	-	10,0	-	8,7	-

a- Excluyendo Gasolina Natural

b- La refinería La Petrólea refinará 400 BPD de derivados, de 900 BPD del crudo liviano Barco, exportándose los productos que no se quieran como Crudo Pesado de Barco.

## ESQUEMAS DE REFINACION Y EQUILIBRIOS - REFINERIA DE MAMONAL

Caso	1953		1955			
	Refinería del Norte N. y O. Destilación Solamente	Refinería del Norte N. y O. con Cracking	Refinería del Norte Destilación Solamente	Demanda	Refinación	Refinería del Norte con F.O. Eqdo. con Cracking
	Demanda Refinación	Refinación	Demanda	Refinación	Refinación	
<b>PRODUCTOS REFINADOS</b>	<b>Millones de Galones por Año</b>					
Base Aviación	-	-	-	-	-	-
Gasolina Motor	68,0	68,0	68,0	78,0	78,0	78,0
Tractorina	2,4	2,4	2,4	2,95	2,95	2,95
Solventes	-	-	-	-	-	-
Kerosene	8,0	8,0	8,0	9,65	9,65	9,65
ACPM	16,8	16,8	16,8	18,1	18,1	18,1
Aceites Lub.	-	-	-	-	-	-
Asfalto	-	-	-	-	-	-
Fuel Oil- Región Oeste	77,0	86,5	77,0	86,5	86,5	86,5
TOTAL - MM GPA	172,2	181,7	172,2	195,2	195,2	195,2
" - M BPD	11,3	11,9	11,3	12,8	12,8	12,8
<b>PETROLEOS CRUDOS</b>	<b>Miles de Bls./Día</b>					
	<b>Producido</b>					
De Mares <sup>a</sup>	-	-	-	-	-	-
Casabe	-	-	4,2	0,4	3,8	3,8
Cantagallo	-	-	-	-	-	-
Velázquez	-	-	-	-	-	-
TOT. CRUDO PESADO	-	-	4,2	0,4	3,8	3,8
El Difícil	-	-	-	-	-	-
Pesado Barco	-	2,4	7,7	-	9,1	9,1
Liviano Barco	-	9,8	-	12,8	0,6	0,6
TOT. CRUDO LIVIANO	-	12,2	7,6	12,8	9,7	9,7
TOT. PETROLEO CRUDO	-	12,2	11,9	13,2	13,5	13,5
<b>REFINACION</b>	<b>Miles de Bls./Día</b>					
CRUDO CARGADO	-	12,2	11,9	13,2	13,5	13,5
CRACKING	-	0	5,8	0	5,8	5,8

a- Excluye Gasolina Natural.



ESQUEMAS DE REFINACION Y EQUILIBRIOS - REFINERIA DE MAMONAL

<u>Año</u>	<u>1958</u>				
<u>Caso</u>	Refinería del Norte N. y O. Destilación (Teórica) Solamente			Refinería del Norte N. y O. con Cracking	
	<u>Demanda</u>	<u>Refinación</u>	<u>Exceso</u>	<u>Refinación</u>	<u>Exceso</u>
<u>PRODUCTOS REFINADOS</u>	<u>Milones de Galones por Año</u>				
Base Aviación	-	-	-	-	-
Gasolina Motor	100,0	100,0	-	100,0	-
Tractorina	3,5	3,5	-	3,5	-
Solventes	-	-	-	-	-
Kerosene	11,7	11,7	-	11,7	-
ACPM	22,1	22,1	-	22,1	-
Aceites Lub.	-	-	-	-	-
Asfaltos	-	-	-	-	-
Fuel Oil -Región	103,0	108,0	5,0	103,0	-
-Oeste	-	-	-	-	-
<b>TOTAL - MM GPA</b>	<b>240,3</b>	<b>245,3</b>	<b>5,0</b>	<b>240,3</b>	<b>-</b>
" - M BPD.	15,7	16,0	0,3	15,7	-
<u>PETROLEOS CRUDOS</u>	<u>Miles de Bls./Día</u>				
	<u>Producido</u>				
De Mares <sup>a</sup>	-	-	-	-	-
Casabe	-	-	-	7,0	-
Cantagallo	-	-	-	-	-
Velázquez	-	-	-	-	-
<b>TOT. CRUDO PESADO</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>7,0</b>	<b>-</b>
El Difícil	-	-	-	-	-
Pesado Barco	-	-	-	4,1	-
Liviano Barco	-	16,3	-	5,4	-
<b>TOTAL CRUDO LIVIANO</b>	<b>-</b>	<b>16,3</b>	<b>-</b>	<b>9,5</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL PETROLEO CRUDO</b>	<b>-</b>	<b>16,3</b>	<b>-</b>	<b>16,5</b>	<b>-</b>
<u>REFINACION</u>	<u>Miles de Bls./por Día</u>				
CRUDO CARGADO	-	16,3	-	16,5	-
CRACKING	-	0	-	5,8	-

a- Excluye Gasolina Natural.

ESQUEMAS DE REFINACION Y EQUILIBRIOS - EQUILIBRIO NACIONAL

30.

Año

Caso

Caso	1953			Refinería del Norte N. y O.			Refinería del Norte N. y O. con Cracking		
	Bb. con F.O. y Crudo Barco Ecdos.			Destilación Solamente					
	Demanda	Refina- ción	Exceso Local	Demanda	Refina- ción	Exceso Nacional	Demanda	Refi- nación	Exceso Nacional
<u>PRODUCTOS REFINADOS</u>	<u>Millones de Galones</u>			<u>por Año</u>					
Base Aviación	8,0	8,0	-	-	-	-	-	-	-
Gasolina Motor	89,0	89,0	-	68,0	68,0	-	68,0	68,0	-
Tractorina	6,8	6,8	-	2,4	2,4	-	2,4	2,4	-
Solventes	1,3	1,3	-	-	-	-	-	-	-
Kerosene	5,8	5,8	-	8,0	8,0	-	8,0	8,0	-
ACPM	12,3	12,3	-	16,8	16,8	-	16,8	16,8	-
Aceites Lub.	3,2	3,2	-	-	-	-	-	-	-
Asfalto	17,5	17,5	-	-	-	-	-	-	-
Fuel Oil- Región	64,0	64,0	-	77,0	86,5	9,5	77,0	77,0	-
- Oeste	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL - MM GPA</b>	<b>207,9</b>	<b>207,9</b>	<b>-</b>	<b>172,2</b>	<b>181,7</b>	<b>9,5</b>	<b>172,2</b>	<b>172,2</b>	<b>-</b>
" - M BPD	13,6	13,6	-	11,3	11,9	0,6	11,3	11,3	-
<u>PETROLEOS CRUDOS</u>	<u>Miles de Bls./Día</u>								
	<u>Producido</u>								
De Mares <sup>a</sup>	18,6	7,7	10,9	-	-	10,9	-	-	10,9
Casabe	35,0	2,7	32,3	-	-	32,3	-	4,2	28,1
Cantagallo	1,4	-	1,4	-	-	1,4	-	-	1,4
Velázquez	0,2	0,2	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL CRUDO PESADO</b>	<b>55,2</b>	<b>10,6</b>	<b>44,6</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>44,6</b>	<b>-</b>	<b>4,2</b>	<b>40,4</b>
El Difícil	1,3	-	1,3	-	-	1,3	-	-	1,3
Pesado Barco	14,3	1,6	13,2 <sup>b</sup>	-	2,4	10,8	-	7,7	5,5
Liviano Barco	11,7	1,2	9,6 <sup>b</sup>	-	9,8	(-)0,2 <sup>c</sup>	-	-	9,6
<b>TOT. CRUDO LIVIANO</b>	<b>27,3</b>	<b>2,8</b>	<b>24,1<sup>b</sup></b>	<b>-</b>	<b>12,2</b>	<b>12,1</b>	<b>-</b>	<b>7,7</b>	<b>16,4</b>
<b>TOT. PETROLEO CRUDO</b>	<b>82,5</b>	<b>13,4</b>	<b>68,7<sup>b</sup></b>	<b>-</b>	<b>12,2</b>	<b>56,7</b>	<b>-</b>	<b>11,9</b>	<b>56,8</b>
<u>REFINACION</u>	<u>Miles de Bls./Día</u>								
CRUDO CARGADO	-	13,4	-	-	12,2	-	-	11,9	-
CRACKING	-	7,5	-	-	0	-	-	5,8	-

a- Excluye Gasolina Natural

b- La refinería La Petrólea refinará 400 BPD de derivados, de 900 BPD del crudo liviano Barco, exportándose los productos que no se quieran como Crudo Pesado de Barco.

c. Escasez del Crudo liviano de Barco.

ESQUEMAS DE REFINACION Y EQUILIBRIOS - EQUILIBRIO NACIONAL

31.

Caso	Bb. con crudos Pesados Solamente		Región del Norte, Oeste F.O.			Refinería del Norte		
			Destilación Solamente			Destilación Solamente		
	Demanda Refinación	Exceso Local	Demanda Refinación	Exceso Nacional	Demanda Refinación	Exceso Nacional		
<u>PRODUCTOS REFINADOS</u>	<u>Millones de Galones</u>		<u>por Año</u>					
Base Aviación	8,3	8,3	-	-	-	-	-	-
Gasolina Motor	101,9	101,9	-	30,5	30,5	-	78,0	78,0
Tractorina	8,05	8,05	-	0,6	0,6	-	2,95	2,95
Solventes	1,5	1,5	-	-	-	-	-	-
Kerosene	6,85	6,85	-	7,5	7,5	-	9,65	9,65
ACPM	13,1	13,1	-	11,1	11,1	-	18,1	18,1
Aceites Lub.	3,6	3,6	-	-	-	-	-	-
Asfalto	17,5	17,5	-	-	-	-	m	-
Fuel Oil -Región -Oeste	70,9	116,0	45,1	72,1	27,0	-	86,5	86,5
	-	-	-	14,4	14,4	-	-	-
TOTAL- MM GPA	231,7	-	45,1	136,2	91,1	-	195,2	-
" - M BPD	15,1	17,2	2,9	8,9	6,0	-	12,8	-
<u>PETROLEOS CRUDOS</u>	<u>Miles de Bls./Día</u>							
	<u>Producido</u>							
De Mares <sup>a</sup>	14,9	14,9	0	-	2,9 <sup>c</sup>	-	-	-
Casabe	27,4	2,1	25,3	-	1,3	24,0	-	0,4
Cantagallo	1,0	-	1,0	-	-	1,0	-	-
Velázquez	0,2	0,2	-	-	-	-	-	-
TOT.CRUDO PESADO	43,5	17,2	26,3	-	1,3	25,0	-	0,4
El Difícil	0,7	-	0,7	-	-	0,7	-	-
Pesado Barco	10,4	-	10,9 <sup>b</sup>	-	-	10,9	-	-
Liviano Barco	15,6	-	14,7 <sup>b</sup>	-	4,9	9,8	-	12,8
TOT.CRUDO LIVIANO	26,7	-	26,3 <sup>b</sup>	-	4,9	21,4	-	12,8
TOT.PETROLEO CRUDO	70,2	17,2	52,6 <sup>b</sup>	-	6,2	46,4	-	13,2
			+2,9 F.O.					
<u>REFINACION</u>	<u>Miles de Bls./Día</u>							
<u>CRUDO CARGADO</u>	-	17,2	-	-	6,2	-	-	13,2
					+2,9 F.O.			
CRACKING	11.500			0			0	

a- Excluye Gasolina natural

b- La refinería La Petrólea refinará 400 BPD de derivados, de 900 BPD del crudo liviano Barco, exportándose los productos que no se quieran como Crudo Pesado de Barco.

c- Excesos F.O. de Bb.

ESQUEMAS DE REFINACION Y EQUILIBRIOS - EQUILIBRIO NACIONAL

12.

Año

1955

<u>Caso</u>	<u>Bb. con Crudos de Regalía</u>			<u>Región Norte Oeste F.O.</u>			<u>Refinería del Norte</u>		
				<u>Destilación Solamente</u>			<u>Destilación Solamente</u>		
	<u>Demanda Refinación</u>		<u>Excesos Locales</u>	<u>Demanda Refinación</u>		<u>Excesos Nacionales</u>	<u>Demanda Refinación</u>		<u>Excesos Nacionales</u>
<u>PRODUCTOS REFINADOS</u>	<u>Millones de Galones por año</u>								
Base Aviación	8,3	8,3	-	-	-	-	-	-	-
Gasolina Motor	101,9	101,9	-	30,5	30,5	-	78,0	78,0	-
Tractorina	8,05	8,05	-	0,6	0,6	-	2,95	2,95	-
Solventes	1,5	1,5	-	-	-	-	-	-	-
Kerosene	6,85	6,85	-	7,5	7,5	-	9,65	9,65	-
ACFM	13,1	13,1	-	11,1	11,1	-	18,1	18,1	-
Aceites Lub.	3,6	3,6	-	-	-	-	-	-	-
Asfalto	17,5	17,5	-	-	-	-	-	-	-
Nuel Oil -Región Oeste	70,9	87,4	16,5	72,1	55,6	0	86,5	86,5	16,5
	-	-	-	14,4	14,4	-	-	-	-
TOTAL MM GPA	231,7	248,2	16,5	136,2	119,7	0	195,2	195,2	16,5
" M BPD	15,1	15,4	1,1	8,9	7,8	0	12,8	12,8	1,1
<u>PETROLEOS CRUDOS</u>	<u>Miles de Bls./Día</u>								
	<u>Producido</u>								
De Mares <sup>a</sup>	14,9	10,5	4,4	-	1,1 <sup>c</sup>	4,4	-	-	4,4
Casabe	27,4	2,1	25,3	-	3,5	21,8	-	0,4	24,9
Cantagallo	1,0	-	1,0	-	-	1,0	-	-	1,0
Velázquez	0,2	0,2	-	-	-	-	-	-	0
TOTAL CRUDO PESADO	43,5	12,8	30,7	-	3,5	27,2	-	0,4	30,3
El Difícil	0,7	-	0,7	-	-	0,7	-	-	0,7
Pesado Barco	10,4	1,0	9,9 <sup>b</sup>	-	-	9,9	-	-	9,9
Liviano Barco	15,6	1,6	13,1 <sup>b</sup>	-	4,6	8,5	-	12,8	0,3
TOTAL CRUDO LIVIANO	26,7	2,6	23,7 <sup>b</sup>	-	4,6	19,1	-	13,2	10,9
TOTAL PETROLEO CRUDO	70,2	15,4	54,4 <sup>b</sup>	-	8,1	46,3	-	13,2	41,2
			1,1F.0						1,1F.0
<u>REFINACION</u>	<u>Miles of Bls./Día</u>								
CRUDO CARGADO	-	15,4	-	-	8,1	-	-	13,2	-
CRACKING		10,0			1,1F.0			0	

a- Excluye Gasolina Natural

b- La Refinería La Petrólea refinará 400 BPD de derivados, de 900 BPD del crudo liviano Barco, exportándose los productos que no se quieran como Crudo Pesado de Barco.

c- Excesos F.O. de Bb.

ESQUEMAS DE REFINACION Y EQUILIBRIOS - EQUILIBRIO NACIONAL

Año

1955

	Eb. con F.O. y Crudo Barco equilibrado		Región del Norte F.O. Oeste			Refinería del Norte		
	Demanda Refinación	Excesos Locales	Demanda	Refinación	Excesos Nacionales	Demanda Refinación	Excesos Nacionales	
<b>PRODUCTOS REFINADOS</b>	<u>Millones de Galones</u>		<u>por Año</u>					
Base Aviación	8,3	8,3	-	-	-	-	-	-
Gasolina Motor	101,9	101,9	-	30,5	30,5	-	78,0	78,0
Tractorina	8,05	8,05	-	0,6	0,6	-	2,95	2,95
Solventes	1,5	1,5	-	-	-	-	-	-
Kerosene	6,85	6,85	-	7,5	7,5	-	9,65	9,65
ACPM	13,1	13,1	-	11,1	11,1	-	18,1	18,1
Aceites Lub.	3,6	3,6	-	-	-	-	-	-
Asfalto	17,5	17,5	-	-	-	-	-	-
Fuel Oil-Región Oeste	70,9	70,9	-	72,1	72,1	-	86,5	86,5
	-	-	-	14,4	14,4	-	-	-
TOTAL- MM GPA	231,7	231,7	0	136,2	136,2	0	195,2	195,2
" M EPD	15,1	15,1	0	8,9	8,9	0	12,8	12,8
<b>PETROLEOS CRUDOS</b>	<u>Miles de Bls./Día</u>		<u>Producido</u>					
De Mares <sup>a</sup>	14,9	10,1	4,8	-	-	4,8	-	4,8
Casabe	27,4	-	27,4	-	4,8	22,6	-	0,4
Cantagallo	1,0	-	1,0	-	-	1,0	-	1,0
Velázquez	0,2	0,2	-	-	-	-	-	-
TOT. CRUDO PESADO	43,5	10,3	33,2	-	4,8	28,4	-	0,4
El Difícil	0,7	-	0,7	-	-	0,7	-	0,7
Pesado Barco	10,4	2,1	8,8 <sup>b</sup>	-	-	8,8	-	8,8
Liviano Barco	15,6	1,9	12,8 <sup>b</sup>	-	4,4	8,4	-	12,8
TOT. CRUDO LIVIANO	26,7	4,0	22,3	-	4,4	17,9	-	12,8
TOT. PETROLEO CRUDO	70,2	14,3	55,5	-	9,2	46,3	-	13,2
<b>REFINACION</b>	<u>Miles de Bls./Día</u>							
CRUDO CARGADO	-	14,3	-	-	9,2	-	-	13,2
CRACKING	-	8,7	-	-	0	-	-	0

a- Excluye Gasolina Natural

b- La Refinería La Petrólea refinará 400 EPD de derivados, de 900 EPD del crudo liviano Barco, exportándose los productos que no se quieran como Crudo Pesado Barco.

ESQUEMAS DE REFINACION Y EQUILIBRIOS - EQUILIBRIO NACIONAL

34

<u>Año</u>	1955								
<u>Caso</u>	Bb. con F.O. y Crudo Barco Equilibrado			Región Norte F.O. Oeste			Refinería del Norte con F.O. y Cracking eado.		
	Destilación Solamente								
	<u>Demanda Refina-</u>	<u>Excesos</u>	<u>Demanda</u>	<u>Refina-</u>	<u>Excesos</u>	<u>Demanda Refina-</u>	<u>Excesos</u>	<u>Demanda Refina-</u>	<u>Excesos</u>
	<u>ción</u>	<u>Locales</u>	<u>Local</u>	<u>ción</u>	<u>Nacionales</u>	<u>ción</u>	<u>Nacionales</u>	<u>ción</u>	<u>Nacionales</u>
<u>PRODUCTOS REFINADOS</u>	<u>Millones de Galones por Año</u>								
Base Aviación	8,5	8,3	-	-	-	-	-	-	-
Gasolina Motor	101,9	101,9	-	30,5	30,5	-	78,0	78,0	-
Tractorina	8,05	8,05	-	0,6	0,6	-	2,95	2,95	-
Solventes	1,5	1,5	-	-	-	-	-	-	-
Kerosene	6,85	6,85	-	7,5	7,5	-	9,65	9,65	-
ACPM	13,1	13,1	-	11,1	11,1	-	18,1	18,1	-
Aceites Lub.	3,6	3,6	-	-	-	-	-	-	-
Asfalto	17,5	17,5	-	-	-	-	-	-	-
Fuel Oil- Región Oeste	70,9	70,9	-	72,1	72,1	0	86,5	86,5	-
	-	-	-	14,4	14,4	-	-	-	-
TOTAL MM GPA	231,7	231,7	0	136,2	136,2	0	195,2	195,2	0
TOTAL M BPD	15,1	15,1	0	8,9	8,9	0	12,8	12,8	0
<u>PETROLEOS CRUDOS</u>	<u>Miles de Bbs./Día</u>								
	<u>Producido</u>								
De Mares <sup>a</sup>	14,9	10,4	4,5	-	-	-	-	-	4,5
Casabe	27,4	-	27,4	-	4,8	-	3,8	-	23,6
Cantagallo	1,0	-	1,0	-	-	-	-	-	1,0
Velazquez	0,2	0,2	-	-	-	-	-	-	-
TOT. CRUDO PESADO	43,5	10,6	32,9	-	4,8	-	3,8	-	29,1
El Difícil	0,7	-	0,7	-	-	-	-	-	0,7
Pesado Barco	10,4	1,4	9,5 <sup>b</sup>	-	-	-	9,1	-	0,4
Liviano Barco	15,6	2,3	12,4 <sup>b</sup>	-	4,4	-	0,6	-	11,8
TOT. CRUDO LIVIANO	26,7	3,7	22,6	-	4,4	-	9,7	-	12,9
TOT. PETROLEO CRUDO	70,2	14,3	15,5 <sup>b</sup>	-	9,2	-	13,5	-	-
<u>REFINACION</u>	<u>Miles de Bbbs/Día</u>								
CRUDO CARGADO	-	14,3	-	-	9,2	-	13,5	-	-
CRACKING	-	8,7	-	-	0	-	5,8	-	-

2- Excluye Gasolina Natural

b- La Refinería La Petrólea refinará 400 BPD de derivados, de 900 BPD del crudo liviano Barco, exportándose los productos que no se quieran como Crudo Pesado Barco.

ESQUEMAS DE REFINACION Y EQUILIBRIOS - EQUILIBRIO NACIONAL

35.

Año

1958

<u>Caso</u>	Bb. con F.O. y Crudo Barco (teórico) Egdos.		Región Norte (teórica) Oeste F.O.		Refinería del Norte N. y O. (Teórica)		Dest. Solamente Refinación		Excesos Nacionales
	<u>Demanda</u>	<u>Refinación</u>	<u>Excesos Locales</u>	<u>Demanda</u>	<u>Refinación</u>	<u>Excesos Nacionales</u>	<u>Demanda</u>	<u>Refinación</u>	
<u>PRODUCTOS REFINADOS</u> <u>Millones de Galones por Año</u>									
Base Aviación	8,0	8,0	-	-	-	-	-	-	-
Gasolina Motor	130,0	130,0	-	38,5	38,5	-	100,0	100,0	-
Tractorina	9,6	9,6	-	0,7	0,7	-	3,5	3,5	-
Solventes	1,7	1,7	-	-	-	-	-	-	-
Kerosene	8,5	8,5	-	9,0	9,0	-	11,7	11,7	-
ACPM	15,8	15,8	-	13,5	13,5	-	22,1	22,1	-
Aceites Lub.	3,8	3,8	-	-	-	-	-	-	-
Asfalto	17,5	17,5	-	-	-	-	-	-	-
Fuel Oil-Región Oeste	82,3	82,3	-	85,3	85,3	-	103,0	108,0	5,0
	-	-	-	17,7	17,7	-	-	-	-
<b>TOTAL -MM GPA</b>	<b>277,2</b>	<b>277,2</b>	<b>-</b>	<b>164,7</b>	<b>164,7</b>	<b>-</b>	<b>240,3</b>	<b>245,3</b>	<b>5,0</b>
" M BPD	18,1	18,1	-	10,8	10,8	-	15,7	16,0	0,3
<u>PETROLEOS CRUDOS</u> <u>Miles de bls./Día</u>									
	<u>Producido</u>								
De Mares <sup>a</sup>	10,7	10,7	-	-	-	-	-	-	-
Casabe	16,8	0,5	16,3	-	5,5	10,8	-	-	16,3
Cantagallo	0,6	-	0,6	-	-	0,6	-	-	0,6
Velázquez	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL CRUDO PESADO</b>	<b>28,2</b>	<b>11,3</b>	<b>16,9</b>	<b>-</b>	<b>5,5</b>	<b>11,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>16,9</b>
El Difícil	0,3	-	0,3	-	-	0,3	-	-	0,3
Barco Pesado	6,2	2,0	4,7 <sup>b</sup>	-	-	4,7 <sup>b</sup>	-	-	4,7 <sup>b</sup>
Liviano Barco	13,4	4,3	8,1 <sup>b</sup>	-	5,6	2,5 <sup>b</sup>	-	16,3	(-)8,2 <sup>c</sup>
<b>TOTAL CRUDO LIVIANO</b>	<b>19,9</b>	<b>6,3</b>	<b>13,1<sup>b</sup></b>	<b>-</b>	<b>5,6</b>	<b>7,5<sup>b</sup></b>	<b>-</b>	<b>16,3</b>	<b>5,0<sup>c</sup></b>
<b>TOT. PETROLEO CRUDO</b>	<b>48,1</b>	<b>17,6</b>	<b>30,0</b>	<b>-</b>	<b>11,1</b>	<b>18,9</b>	<b>-</b>	<b>16,3</b>	<b>21,9<sup>c</sup></b>
<u>REFINACION</u> <u>Miles de Bls./Día</u>									
CRUDO CARGADO	-	17,6	-	-	11,1	-	-	16,3	-
CRACKING	-	10,5	-	-	0	-	-	0	-

a- Excluye Gasolina Natural

b- La refinería La Petrólea refinará 400 BPD de derivados, de 900 BPD del crudo liviano Barco, exportándose los productos que no se quieran como Crudo Pesado de Barco.

c- Escasez del Crudo Liviano Barco.

ESQUEMAS DE REFINACION Y EQUILIBRIOS - EQUILIBRIO NACIONAL

36.

Año

<u>Caso</u>	Bb. con F.O. y Crudo Barco Eados.		Región Norte Oeste F.O.			Refinería del Norte N. Y O.			
	<u>Demanda</u>	<u>Refina- ción</u>	<u>Excesos Locales</u>	<u>Demanda</u>	<u>Refina- ción</u>	<u>Excesos Nacionales</u>	<u>Demanda</u>	<u>Refina- ción</u>	<u>Excesos Nacionales</u>
<b>PRODUCTOS REFINADOS</b>	<b>Millones de Galones por Año</b>								
Base Aviación	8,0	8,0	-	-	-	-	-	-	-
Gasolina Motor	130,0	130,0	-	38,5	38,5	-	100,0	100,0	-
Tractorina	9,6	9,6	-	0,7	0,7	-	3,5	3,5	-
Solventes	1,7	1,7	-	-	-	-	-	-	-
Kerosene	8,5	8,5	-	9,0	9,0	-	11,7	11,7	-
ACPM	15,8	15,8	-	13,5	13,5	-	22,1	22,1	-
Aceites Lub.	3,8	3,8	-	-	-	-	-	-	-
Asfalto	17,5	17,5	-	-	-	-	-	-	-
Fuel Oil- Región Oeste	82,3	82,3	-	85,3	85,3	-	103,0	103,0	-
	-	-	-	17,7	17,7	-	-	-	-
TOTAL- MM GPA	277,2	277,2	0	164,7	164,7	0	240,3	240,3	0
" M BPD.	18,1	18,1	0	10,8	10,8	0	15,7	15,7	0
<b>PETROLEOS CRUDOS</b>	<b>Miles de Bls./Día</b>								
	<b>Producido</b>								
De Mares <sup>a</sup>	10,7	9,2	1,5	-	-	1,5	-	-	1,5
Casabe	16,8	-	16,8	-	5,5	11,3	-	7,0	9,8
Cantagallo	0,6	-	0,6	-	-	0,6	-	-	0,6
Velázquez	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOT. CRUDO PESADO</b>	<b>28,2</b>	<b>9,3</b>	<b>18,9</b>	<b>-</b>	<b>5,5</b>	<b>13,4</b>	<b>-</b>	<b>7,0</b>	<b>11,9</b>
El Difícil	0,3	-	0,3	-	-	0,3	-	-	0,3
Pesado Barco	6,2	2,6	4,1 <sup>b</sup>	-	-	4,1	-	4,1	-
Liviano Barco	13,4	5,7	6,7 <sup>b</sup>	-	5,6	1,1	-	5,4	1,3
<b>TOT. CRUDO LIVIANO</b>	<b>19,9</b>	<b>8,3</b>	<b>11,1</b>	<b>-</b>	<b>5,6</b>	<b>5,5</b>	<b>-</b>	<b>9,5</b>	<b>1,6</b>
<b>TOT. PETROLEO CRUDO</b>	<b>48,1</b>	<b>17,6</b>	<b>30,0<sup>b</sup></b>	<b>-</b>	<b>11,1</b>	<b>18,9</b>	<b>-</b>	<b>16,5</b>	<b>13,5</b>
<b>REFINACION</b>	<b>Miles de Bls./Día</b>								
CRUDO CARGADO	-	17,6	-	-	11,1	-	-	16,5	-
CRACKING	-	9,0	-	-	0	-	-	5,8	-

a- Excluye Gasolina Natural.

b- La refinería La Petrólea refinará 500 BPD de derivados, de 900 BPD del crudo liviano Barco, exportándose los productos que no se quieran como Crudo Pesado de Barco.



REFINERIA DE LA COSTA NORTE EN MAMONAL

Esta sección trata de las operaciones de la nueva refinería propuesta para la costa norte que debe construirse en Mamonal e indica el pronóstico aproximado de la demanda del mercado para las regiones del norte y oeste del país, las cuales conjuntamente forman la zona que debe ser abastecida por esta refinería.

Al objeto de mantener el equipo en la refinería de la costa norte lo más simple e íntegramente posible, se propone que deba sólo manufacturar los productos en volumen más importantes. Estos son los siguientes:

- a) Gasolina Motor
- b) Tractorina
- c) Kerosene
- d) ACPM (Diesel Oil)
- e) Fuel Oil

Además de los anteriores, se propone que se mezcle en la refinería del norte, gasolina de aviación del Grado 91/98, usando el Grado 100/130 importado o alquilato importado y gasolina natural estabilizada traída por lanchas fluviales desde Barrancabermeja. Algunos de los solventes más simples, los cuales pueden elaborarse directamente por la destilación del petróleo crudo en la unidad de destilación primaria, podrán también hacerse en la refinería de la costa norte. Sin embargo, la mayoría de los solventes continuarán viniendo de Barrancabermeja.

Con respecto a la manufactura del Grado 91/98 de gasolina de aviación, se ha prestado consideración al transporte de gasolina natural en petróleo crudo desde Barrancabermeja por medio del oleoducto Andian. La gasolina natural sería entonces separada de nuevo por destilación en la refinería de la costa —

norte. Sin embargo, esta propuesta no ha sido recomendada por ahora debido a que se requeriría un alambique de redestilación en Mamonal para la gasolina de aviación. El costo de esta unidad sería difícil de justificar con el costo reducido del transporte de gasolina natural desde Barran-  
cabermaja, en vista del pequeño volumen de gasolina de aviación consumido en el norte y oeste, si se exceptúa Barranquilla. Se propone en cambio - que continúen las importaciones directas a Barranquilla, particularmente dado que Barranquilla es la base de las importaciones para la región central también.

#### Aspectos Generales de la Refinería de la Costa Norte

La costa norte de Colombia tiene ventajas geográficas indudables tanto en lo que se refiere a la distribución de productos al perímetro costero de Colombia, como a su acceso al Canal de Panamá, en comparación con - las grandes refinerías que existen en la región del Caribe.

Se asegura el suministro de petróleo crudo colombiano dado que los oleoductos de petróleo crudo colombiano tienen sus terminales marítimos en la costa norte. Las provisiones de petróleo crudo importado, si - se requirieran, también se encuentran fácilmente disponibles no solamente de los campos cercanos de Venezuela, sino también del Cercano Oriente y - otras regiones productoras importantes.

Las consideraciones anteriores, conjuntamente con lo que se ha dicho en la sección de este Informe que trata de la ubicación de la refinería, indica que la costa norte ofrece la mejor situación para la instalación de una refinería adicional en Colombia.

Las razones por las cuales se incluye la región de la costa occidental en la zona que debe abastecerse de la nueva refinería de la costa --

norte se resumen en la sección de este Informe titulada "Ubicación de las Refinerías". El transporte entre la refinería de la costa norte y la región occidental sería por mar, a través del canal de Panamá.

Las ventajas económicas de la refinería de la costa norte, están definidas con menos claridad que las de la refinería de la región central. En particular, tal refinería no tiene las sorprendentes ventajas en el mercado local de una refinería en el centro del país abasteciendo una región relativamente aislada. Tiene que competir con las otras refinerías mucho mayores de Venezuela y las Indias Occidentales Holandesas.

Los principios económicos en la operación de la refinería de la costa norte estarán mayormente determinados por (a) el precio mundial de derivados del petróleo, (b) los derechos que pesen sobre los productos refinados y/o al petróleo crudo traído a Colombia, y (c) la capacidad de la planta instalada.

En general, una pequeña refinería no puede competir en igualdad de condiciones con una refinería grande completa y la mayor parte de las refinerías existentes en la zona del Caribe son muy grandes. Además, el petróleo crudo de propiedad del Gobierno de Colombia no será adecuado para las necesidades de procedimiento de la refinería del norte después de 1954 aproximadamente, por lo que después de esta fecha habrá que comprar cantidades crecientes de petróleo crudo.

Sin embargo, existe una buena posibilidad de que se establezca a través de todo el territorio de Colombia una fórmula de precios uniformes para los derivados del petróleo. Si esta fórmula se basa en asegurar una ganancia razonable sobre las operaciones de Barrancabermeja, es casi

seguro que también se dispondrá de un margen lucrativo adecuado de las operaciones de la refinería de la costa norte. En general, vale la pena comprar petróleo crudo y refinarlo en vez de comprar los productos acabados. En esta forma, se emplean trabajadores del país a quienes se les paga en moneda nacional, mejorándose así el standard de vida y el poder adquisitivo de la comunidad.

El punto en que debe hacerse hincapié aquí es que las consecuencias de los gastos de operación en la refinería de la costa norte, en comparación con los gastos mundiales, serán mucho más marcadas que en el caso de la refinería de la región central.

#### Equilibrio de Productos

Un factor favorable en la situación de la refinería del norte es que la relación de petróleos blancos a petróleos negros consumidos en las regiones de la costa que debe servir esta refinería, es considerablemente menor que la correspondiente a la relación de la región central del país. Aún más, existe un mercado de exportación para fuel oil para abastecimiento de buques en la costa, donde tales petróleos pueden siempre venderse si el precio es lo suficientemente bajo. Consiguientemente, en lo que se refiere a productos blancos, especialmente fuel oil, la refinería del norte se encontrará en una situación menos crítica que la de la refinería de Barrancabermeja.

En el siguiente cuadro se ofrece un cálculo de la demanda futura del mercado en la región de la costa norte, así como en la región occidental o del Valle del Cauca.

CALCULO DE LA DEMANDA DE DERIVADOS DEL  
PETROLEO DE COLOMBIA DE LA REFINERIA DEL NORTE

Todas las Cantidades en Barriles por Día

	<u>1950</u>	<u>1955</u>	<u>1960</u>	<u>1965</u>
<u>Región del Norte</u>				
Gasolina Motor	1.421	1.989	2.947	4.003
Tractorina	25	39	58	78
Kerosene	303	489	678	874
ACPM (Aceite Diesel)	588	724	1.004	1.369
Fuel Oil	<u>3.534</u>	<u>4.701</u>	<u>6.251</u>	<u>8.411</u>
TOTAL	<u>5.871</u>	<u>7.942</u>	<u>10.938</u>	<u>14.735</u>
<u>Región Occidental</u>				
Gasolina Motor	2.119	3.097	4.773	6.650
Tractorina	100	153	209	261
Kerosene	89	140	199	251
ACPM (Aceite Diesel)	370	456	637	880
Fuel Oil	<u>717</u>	<u>939</u>	<u>1.311</u>	<u>1.767</u>
TOTAL	<u>3.395</u>	<u>4.785</u>	<u>7.129</u>	<u>9.809</u>
<u>Región de la Refinería de la Costa Norte, Total -</u>				
Gasolina Motor	3.540	5.086	7.720	10.653
Tractorina	125	192	267	339
Kerosene	392	629	877	1.125
ACPM (Aceite Diesel)	958	1.180	1.641	2.249
Fuel Oil	<u>4.251</u>	<u>5.640</u>	<u>7.562</u>	<u>10.178</u>
TOTAL	<u>9.266</u>	<u>12.727</u>	<u>18.067</u>	<u>24.544</u>

En el estudio que sigue, se asume que la refinería del norte debe satisfacer la demanda combinada del mercado de las dos regiones, a menos que se especifique lo contrario.

Se notará que en la refinería de la costa norte solamente se elaborará gasolina motor, tractorina, kerosene, diesel oil y fuel oil. Otros productos, especialmente asfalto, aceites lubricantes y grasas se elaborarán en la refinería de Barrancabermeja para todo el país. Se importarán ciertos productos especiales. Se ha tomado esta decisión de limitar la producción de la refinería de la costa norte a los productos más simples que pueden ser manejados en volumen, al objeto de evitar una duplicación de equipos especializados puesto

que ya vienen funcionando en Barrancabermeja, tales como la unidad de destilación al vacío para aceites lubricantes y asfaltos, la planta de fenol y -- unidad de contacto de arcilla para el procedimiento de lubricantes, la planta de grasa, etc.

### Petróleo Crudo Disponible

Para determinar el tipo de procedimiento de refinación y equipo que debe usarse en la refinería del norte, es necesario primero examinar los petróleos crudos disponibles.

Volviendo al estudio de la refinería para la región central, particularmente al Gráf. Fig. RC-503-4, se recordará que esta refinería no está llamada a usar toda la producción del crudo de De Mares, indicado como posible -- por la investigación de la Western Geophysical. Es muy probable que a principios de la década 1950-1960 se limite la producción de este campo para satisfacer sólo la demanda de la refinería, extendiendo con ello por un año o dos el período durante el cual puede funcionar con el crudo de De Mares en un nivel adecuado para abastecer la demanda de derivados de la región central. Asumiendo que la producción del campo se reduzca en esta forma, no se dispondrá de crudo de De Mares para la refinería del norte.

El otro crudo importante disponible de los campos productores de la región central es el de Casabe, con cantidades menores de otros varios crudos pesados los cuales pueden descontarse al formular los planes de refinerías. Estos crudos son comparables para todo fin práctico con los crudos de De Mares y Casabe.

En el cuadro I de la sección de Provisiones de Petróleo Crudo pueden obtenerse datos de la producción estimada de Casabe y de los otros crudos de la región central. A continuación se ofrecen cifras características de la producción calculada del crudo de Casabe por años:

1950 - 24.700 BPD  
1955 - 27.400 BPD  
1960 - 12.100 BPD  
1965 - 5.400 BPD

El otro crudo importante de Colombia es el crudo Barco, el cual se produce en los dos tipos de crudo: pesado y liviano. En el Gráf. Fig. RC-503-5 y en el Cuadro I, se indica tanto la producción del campo como la cantidad neta disponible después de deducir lo que se usará en Barrancabermeja y La Petrólea.

CUADRO I

ESQUEMA DE LA REFINERIA DEL NORTE

CRUDO DE BARCO NECESARIO VS CRUDO DE BARCO DISPONIBLE

DESTILACION DEL CRUDO SOLAMENTE - SIN CRACKING

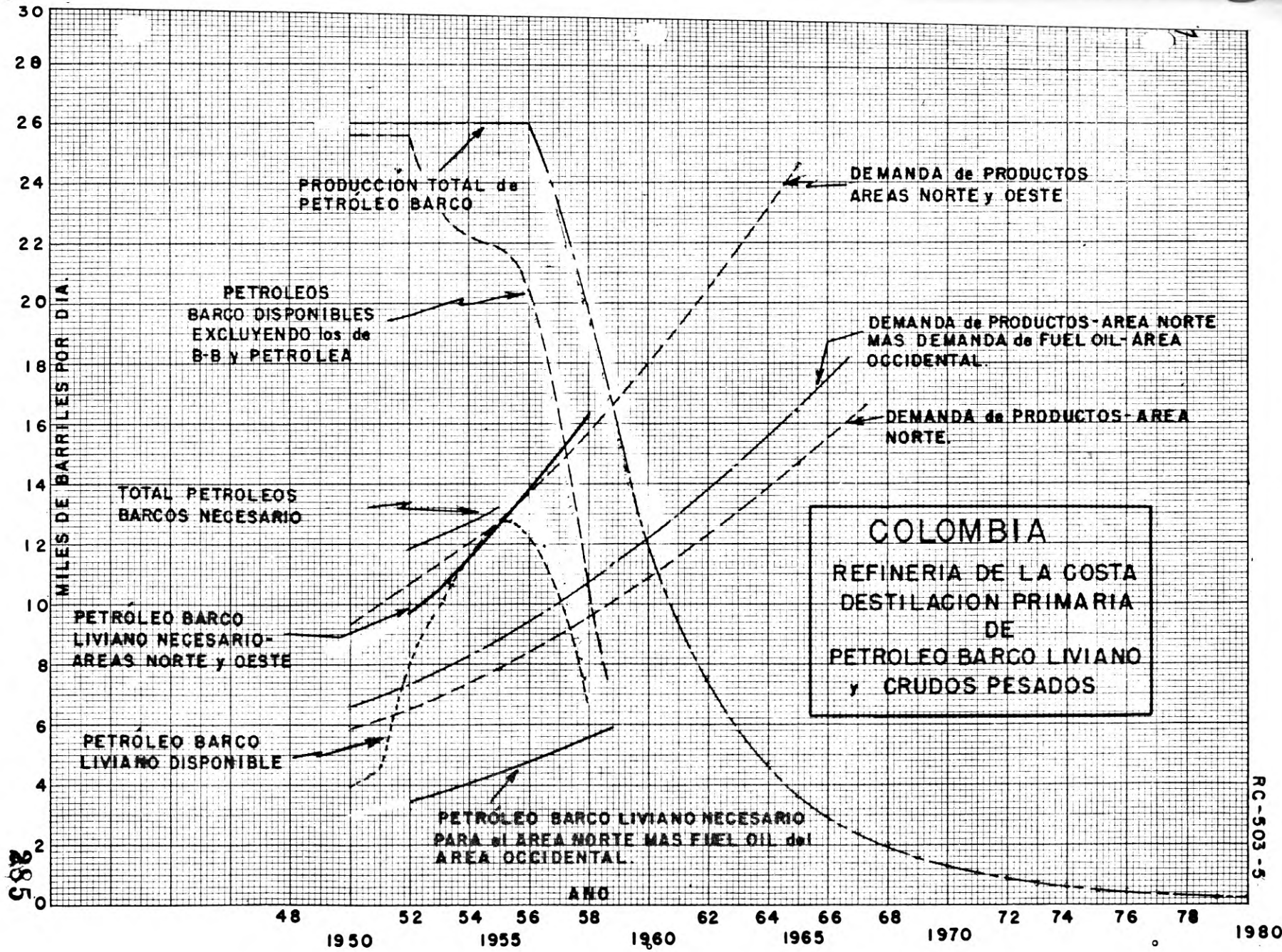
(Todas las cantidades en Barriles por Dia)

<u>Año</u>	<u>Demanda Derivados</u>	<u>Producción del Crudo Barco</u>			<u>Crudo Barco Disponible*</u>			<u>Crudo Barco Necesario</u>			<u>Crudo Casabe Necesario</u>
		<u>Liviano</u>	<u>Pesado</u>	<u>Total</u>	<u>Liviano</u>	<u>Pesado</u>	<u>Total</u>	<u>Liviano</u>	<u>Pesado</u>	<u>Total</u>	
1952	10.600	9.200	16.800	26.000	8.300	17.300	25.600	8.300	3.400	11.700	0
1953	11.400	11.700	14.300	26.000	9.800	13.300	23.100	9.800	2.400	12.200	0
1954	12.000	13.900	12.100	26.000	11.600	10.500	22.100	11.600	1.200	12.800	0
1955	12.700	15.700	10.300	26.000	12.800	9.100	21.900	12.800	400	13.200	0
1956	13.700	16.300	9.700	26.000	12.200	8.100	20.300				
1957	14.700	16.000	7.400	23.400	10.400	5.800	16.200				
1958	15.700	13.400	6.300	19.700	6.700	4.200	10.900				

\*Después de dejar una porción necesaria para las refinerías de Barrancabermeja y "La Petrólea".

Este cuadro se refiere al Gráf. Fig. RC0503-5





RC-503-5

582

Se espera que la producción total del crudo de Barco permanezca a un nivel bastante constante, aproximadamente 26.000 barriles por día, hasta 1956. Después de esta fecha, cuando lleguen a terminarse perforaciones importantes, la producción disminuirá rápidamente así que para 1960 se producirán solamente unos 12.000 barriles por día (véase Provisiones de Petróleo Crudo).

Comparando la producción que se anticipa del petróleo crudo de Barco (Graf. Fig. RC-503-5) con la demanda calculada de productos bien para la región del norte solamente o para toda la zona de la refinería de la costa norte, la cual incluye las regiones del norte y occidental, se ve que la demanda de petróleo crudo de la refinería puede satisfacerse por un tiempo relativamente corto usando solamente el crudo de Barco. Así que, para abastecer toda la zona de la refinería de la costa norte, toda la producción de Barco será adecuada solamente hasta aproximadamente 1958-1959. Además, se necesitarán cantidades considerables del crudo de Barco después de 1956, tanto en Barrancabermeja como en La Petrólea, así que la cantidad neta disponible para la refinería del norte no alcanzará a satisfacer la demanda del mercado de derivados después de 1957, según se indica en el Gráf. Fig. RC-503-5.

Vale la pena señalar que la capacidad de refinación necesaria en 1952-1953 para satisfacer la demanda combinada de las regiones de norte y oeste, es aproximadamente la misma que la capacidad de refinación necesaria para abastecer la región del norte solamente hacia 1960. Esta fecha es solo dos o tres años subsiguientes a la época en que el crudo de Barco resulta insuficiente para abastecer la demanda combinada de las regiones del norte y oeste.

Las siguientes secciones se dedican a la consideración de uno o dos casos específicos en la refinería de la costa norte.

#### Destilación de Crudo Solamente

*Dado que los petróleos crudos de Barco contienen grandes cantidades de*

productos blancos que pueden ser separados por destilación, se ha hecho un estudio de un esquema para la refinería del norte comprendiendo sólo destilación simple del crudo durante los primeros años, 1952-1955.

Con referencia al Gráf. Fig. RC-503-5, se verá que es posible abastecer las necesidades de toda la zona de la refinería del norte, o las necesidades de la región del norte solamente, mediante la destilación simple del crudo durante este período. En el último caso, se considera generalmente práctico continuar abasteciendo desde la refinería del norte la demanda de fuel oil de la región occidental junto con la demanda de productos del norte solamente, dado que dicha cantidad de fuel oil es relativamente pequeña y se produce fácilmente del crudo pesado de Casabe, o de cualquier otro semejante. Además, el Gobierno de Colombia viene operando entre Mamonal y Buenaventura dos buques petroleros para fuel oil, así que se dispone de los medios de transporte necesarios para el fuel oil.

Para hacer estos cálculos fué necesario determinar la cantidad neta de crudo liviano de Barco disponible cada año, después de dejar una porción para las demandas de refinación de Barrancabermeja y La Petrólea. Estos datos han sido trazados en el Gráf. Fig. RC-503-5 y relacionados en el Cuadro I.

Se notará en el Gráf. Fig. RC-503-5 que la producción del crudo liviano de Barco es baja en 1950-1952 y aumenta hasta alcanzar su máximo en 1955-1956. De aquí en adelante se espera que la producción de este crudo liviano disminuya en una proporción muy rápida.

Los estudios indican que al usarse todo el crudo liviano neto de Barco disponible entre 1952 y 1955, y añadiéndole suficiente crudo pesado de Barco, la destilación simple del crudo en la refinería de la costa norte producirá todo los productos necesarios para la zona combinada de las regiones del norte y oeste. Esto se muestra claramente en el Cuadro I.

A causa del régimen bajo de producción del crudo liviano de Barco en 1952

y 1953, y la necesidad consiguiente de procesar crudo más pesado, se producirá durante estos años cierta cantidad de fuel oil en exceso de la demanda del mercado nacional que se anticipa. El volumen de este exceso de fuel oil es a razón de solamente 600 barriles por día en 1952, llegando a igualarse a cero en 1955, cuando se espera habrá disponible suficiente crudo liviano de Barco, para equilibrar la demanda de derivados de la refinería. Se estima que se podrá disponer fácilmente de este pequeño exceso de fuel oil en la zona del Caribe - dado que no existe dificultad alguna en transportarlo en buques petroleros desde la refinería.

Después de 1955-1956, la destilación simple resultará inadecuada debido al aumento continuo de la demanda de productos blancos en la zona que debe abastecer la refinería del norte, junto con la disminución en la producción del crudo liviano de Barco, por lo que será necesario utilizar un esquema de procedimiento más elaborado.

#### Caso Teórico - Crudos Livianos de Barco y Crudo de Casabe (Pesado)

En el Gráf. Fig. RC-503-5 aparece una curva marcada "Petróleo Barco Liviano Necesario - Areas Norte y Oeste". Esta curva presupone que se usará crudo liviano de Barco solamente, suplementado con algo de crudo de Casabe, en cantidad suficiente para equilibrar la demanda de derivados de la refinería del norte. En este caso no se produciría exceso de fuel oil.

Sin embargo, esta curva es de un interés teórico solamente, ya que los requisitos de crudo liviano de Barco se encuentran por encima de la curva de producción calculada. Es obvio que este caso no resultaría práctico a menos que la producción del crudo liviano de Barco aumentara lo suficientemente para satisfacer las necesidades indicadas en la curva.

#### Cracking Térmico Inmediato

Si resultara que la producción del crudo liviano de Barco en 1952-1955, -

fuera considerablemente menor que los volúmenes que se anticipan en el pronóstico de la Western Geophysical Company, entonces la simple destilación del crudo, cargando otros crudos, resultaría en un gran desequilibrio en la producción de la refinería, en comparación con la demanda de derivados calculada. Además, si por cualquier razón resultara imposible lograr la adquisición del petróleo crudo liviano de Barco, prevalecerá una situación semejante. En consecuencia, es importante hacer un estudio de la refinería del norte sobre la base de que hubiera disponible poco o ningún crudo de Barco en los primeros años.

Es aparente en seguida que en este caso se necesitará cracking desde el principio, si se quiere evitar el exceso de fuel oil. La proporción de productos blancos requerida por el mercado, aún en 1952, es mayor que la proporción de productos blancos obtenibles por destilación simple, de cualquiera de los crudos disponibles, a excepción del crudo liviano de Barco, y la única forma en que se puede lograr el equilibrio es por medio de cracking.

Al igual que en los otros casos estudiados en este Informe, se han realizado un número de cálculos para años específicos. Los resultados de estos cálculos han sido trazados en el Gráf. Fig. RC-503-6 y los datos registrados en el Cuadro II. Se ve que no se hace depender del crudo liviano de Barco hasta 1955.

Este caso se aplicaría también al uso de un crudo importado de una gravedad de cerca de 33° API y aproximadamente de las mismas características del crudo pesado de Barco. Puede disponerse más o menos libremente de éstos crudos de varios campos productores.

Mediante la instalación de una unidad de cracking térmico desde el principio en la refinería del norte, los volúmenes requeridos del crudo liviano de Barco se reducen grandemente en comparación con el uso de la destilación de crudo sóloamente. El volumen total de crudo requerido, que se indica en la curva superior en trazo firme del Gráf. Fig. RC-503-6 y en el Cuadro II, no

difiere mucho de la cantidad requerida en el caso teórico usando solamente destilación simple y cargando crudo liviano de Barco, además de algo del de Casabe, (véanse los estudios precedentes).

Las diferencias entre la carga total de crudo necesaria y el total de carga de crudo de Barco, sería satisfecha con el crudo pesado de Casabe u otro equivalente. El volumen reducido de crudo de Barco necesario en el caso que nos ocupa, resulta del empleo de cracking térmico, ya que por este medio se logra un mayor rendimiento de gasolina por barril de crudo que se carga a la refinería. La gravedad del fuel oil producido con cracking es más pesada que la que resulta de la destilación inicial de los crudos de Barco, pero no obstante habrá de satisfacer las especificaciones para el fuel oil.

La capacidad de la unidad de cracking necesaria en este caso es de 5.800 barriles por día aproximadamente. Teniendo la refinería una unidad de cracking de este tamaño se podrá satisfacer la demanda del mercado entre 1952 y 1955, sin tener que utilizar crudo liviano de Barco y sin producir ningún exceso de fuel oil. Después de 1955, al objeto de mantener el tamaño de la unidad de cracking a 5.800 barriles diarios, sería necesario añadir a la carga de la refinería algún crudo liviano de Barco, para satisfacer la demanda de productos blancos. En el Cuadro II se indican las cantidades necesarias.

CUADRO II

ESQUEMA DE LA REFINERIA DEL NORTE

CRUDO DE BARCO NECESARIO VS CRUDO DE BARCO DISPONIBLE

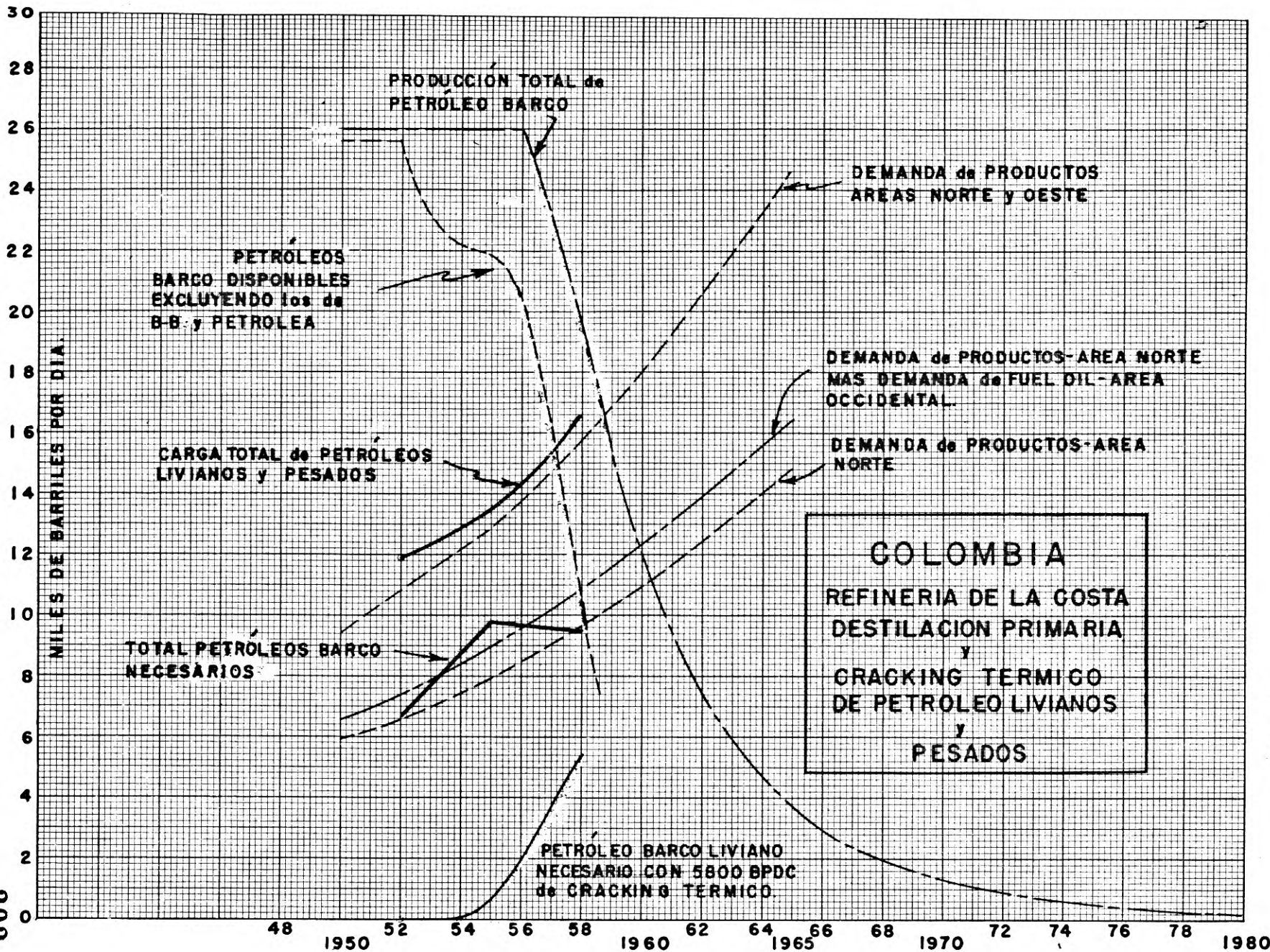
DESTILACION DEL CRUDO CON CRACKING TERMICO

(Todas las Cantidades en Barriles por Dia)

Año	Demanda Derivados	Produccion del Crudo Barco			Crudo Barco Disponible*			Crudo Barco Necesario			Crudo Casabe Necesario
		Liviano	Pesado	Total	Liviano	Pesado	Total	Liviano	Pesado	Total	
1952	10.600	9.200	16.800	26.000	8.300	17.300	25.600	0	6.500	6.500	5.400
1953	11.400	11.700	14.300	26.000	9.800	13.300	23.100	0	7.700	7.700	4.200
1954	12.000	13.900	12.100	26.000	11.600	10.500	22.100	0	8.800	8.800	4.100
1955	12.700	15.700	10.300	26.000	12.800	9.100	21.900	600	9.100	9.700	3.800
1956	13.700	16.300	9.700	26.000	12.200	8.100	20.300	1.800	7.900	9.700	4.600
1957	14.700	16.000	7.400	23.400	10.400	5.800	16.200	3.800	5.800	9.600	5.800
1958	15.700	13.400	6.300	19.700	6.700	4.200	10.900	5.400	4.100	9.500	7.000

\*Despues de dejar una porcion necesaria para las refinerias de Barrancabermeja y La Petrolea.

Este cuadro se refiere al Graf. Fig. RC-503-6





Después de 1957-1958, la carga total de crudo a la refinería del norte para satisfacer la demanda combinada del mercado de las regiones del norte y oeste deberá aumentar en una proporción muy rápida, necesitándose una capacidad de destilación adicional o cracking adicional, o ambos. Sin embargo, si en 1955-1956, se decidiera limitar la producción de la refinería a las necesidades de la región del norte sólomente, como pudiera ser el caso si se descubriera crudo en el Chocó, entonces la refinería existente sería completamente adecuada para este fin hasta aproximadamente 1960-1962, sin necesidad de otras adiciones.

#### Cálculos de Esquemas de Refinación y Equilibrios

Se han hecho cálculos en los que se basan los distintos esquemas para la refinería del norte. Se incluyó un resumen de los mismos al tratarse de la refinería central en Barrancabermeja.

La tabulación de la demanda de derivados y operaciones de refinación ha sido hecha para dos casos, (1) todos los productos en volumen para la región del norte además de la del oeste, y (2) todos los derivados para la región del norte además de fuel oil sólomente para la región del oeste. Se muestra esta comparación en el tercer grupo de cuadros, es decir, los que muestran el equilibrio nacional completo de la demanda de derivados y requisitos de crudo para los años de 1955 y 1958. Los cuadros indican lo adecuado de la propuesta refinería de Mamonal para satisfacer las necesidades de la región del norte después de 1958. Una extrapolación de estos datos indica que la refinería puede fácilmente por si sola satisfacer las necesidades de la región del norte hasta 1962.

Los cálculos indican también la comparación de los esquemas de la refinería de Mamonal con o sin cracking térmico. En las comparaciones del segundo grupo de cuadros se ve la poca justificación en el empleo de cracking térmico antes de 1955 en el supuesto que se disponga del crudo liviano de Barco. De

pués de 1955, es obvio que la demanda de gasolina podrá únicamente satisfacerse con el limitado crudo disponible, mediante la instalación de cracking térmico o recurriendo a las importaciones.

Construcción Inmediata de la Refinería de Destilación de Crudo e Instalación Tardía de la Unidad de Cracking

La consideración de los dos esquemas de refinación que acaban de tratar se, es decir, una refinería simple con destilación de crudo solamente, y -- una refinería completa construída inmediatamente e incorporando tanto la -- destilación del crudo como el cracking térmico, conduce a la conclusión de que ninguno de estos dos esquemas, sino la construcción por etapas de la refinería de la costa norte, es lo preferible.

Se vió en el caso de la refinería provista de destilación simple del crudo solamente, que podía obtenerse un buen balance razonable entre la demanda de derivados y la producción de la refinería hasta 1955-1956, en el supuesto que se dispusiera del crudo de Barco para refinación en las cantidades indicadas como reservas comprobadas. Se vió también que si por cualquier razón no se dispone de este crudo liviano en cantidad suficiente, la destilación simple no resulta un esquema práctico.

Es evidente que de todos modos se necesitará cracking térmico después de 1955 a 1956, al objeto de proveer una adaptabilidad adecuada en las operaciones de la refinería. La instalación de una capacidad de cracking térmico a razón de 5.800 barriles por día, en 1954-1955, aseguraría la adaptabilidad necesaria logrando que la refinería pueda satisfacer la demanda de derivados -- del mercado hasta 1958 aproximadamente.

Asumiendo que se disponga del crudo liviano de Barco, según se calculara en las Provisiones de Petróleo Crudo, se propone que se construya la refinería en dos etapas. La primera etapa consistiría de (1) una unidad de destilación de crudo adecuada para satisfacer la demanda de derivados de la zona

combinada de las regiones del norte y oeste hasta 1955 sin la adición de cracking, y (2) las instalaciones auxiliares necesarias, tales como plantas de servicio público, tanques, edificios, etc., para el (1) anterior. Siempre que -- fuera conveniente económicamente, estas instalaciones deben ser de suficiente capacidad para proveer por una expansión subsiguiente de la refinería que debe incluir cracking. La segunda etapa en el esquema de refinación propuesta será la instalación de una unidad de cracking térmico en 1954-1955 con la necesaria capacidad para satisfacer (a) la demanda de productos derivados hasta 1958 de la zona combinada de las regiones del norte y oeste, y (b) después de esa fecha, la demanda de derivados de la región del norte sóloamente.

Si cuando llegue el momento de proyectar la unidad de cracking térmico en 1954-1955, se considere improbable que se desarrolle la producción de crudo en el Chocó u otras partes de la región del oeste, y que la refinería del norte - deba continuar abasteciendo el oeste después de 1958, sería conveniente suplementar la capacidad de destilación de crudo instalada originalmente y proyectar una mayor capacidad de cracking. Evidentemente, la capacidad de cracking tendrá que estar relacionada también con los crudos que se espera utilizar después de 1958.

Los resultados de los cálculos de las necesidades de crudo para este esquema de refinación han sido trazados en el Gráf. Fig. RC-503-7, ofreciéndose los datos de las curvas en el Cuadro III. Estos datos se basan en la instalación de unidades de procedimiento teniendo las capacidades que se examinan a continuación.

La unidad de destilación propuesta tendrá una capacidad de 12.000 barriles por día de carga, (10.800 barriles por día), basada en el crudo liviano de Barco, pero con suficiente adaptabilidad construída de antemano para cargar crudos pesados que producirían cerca de un 34% de residuos al mismo régimen de - carga de petróleo crudo. Tal unidad tendría una capacidad de más de 12.000 ba

CUADRO III

REFINERIA DEL NORTE PROPUESTA

12.000 EPDC PARA DESTILACION DEL CRUDO EN 1952

6.500 EPDC UNIDAD DE CRACKING TERMICO EN 1955

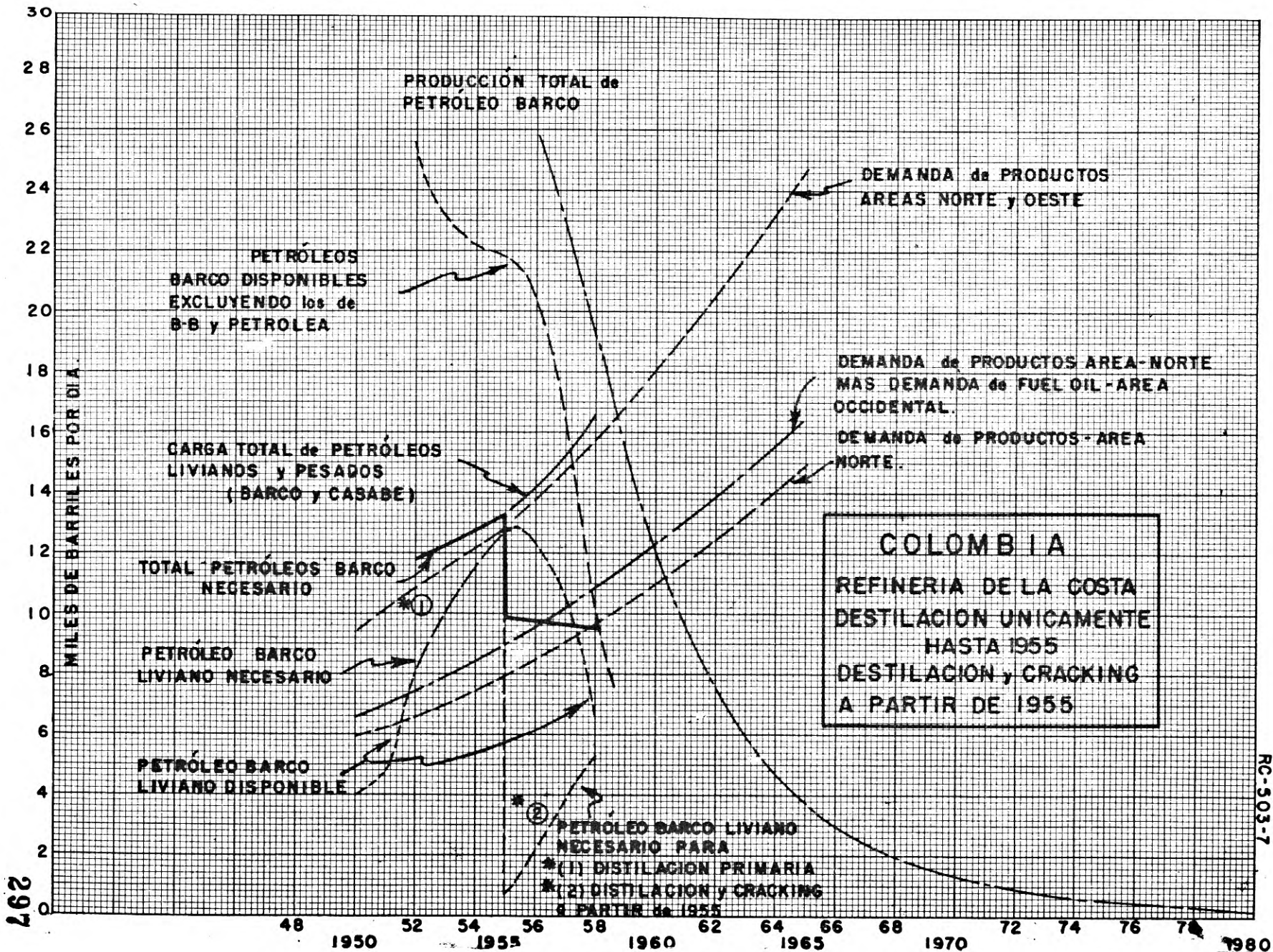
(Todas las cantidades en Barriles por Dia)

<u>Año</u>	<u>Demanda Derivados</u>	<u>Producción Crudo Barco</u>			<u>Crudo Barco Disponible*</u>			<u>Crudo Barco Necesario</u>			<u>Crudo Casabe Necesario</u>
		<u>Liviano</u>	<u>Pesado</u>	<u>Total</u>	<u>Liviano</u>	<u>Pesado</u>	<u>Total</u>	<u>Liviano</u>	<u>Pesado</u>	<u>Total</u>	
1952	10.600	9.200	16.800	26.000	8.300	17.300	25.600	8.300	3.400	11.700	0
1953	11.400	11.700	14.300	26.000	9.800	13.300	23.100	9.800	2.400	12.200	0
1954	12.000	13.900	12.100	26.000	11.600	10.500	22.100	11.600	1.200	12.800	0
1955	12.700	15.700	10.300	26.000	12.800	9.100	21.900	12.800	400	13.200	0
1955**	12.700	15.700	10.300	26.000	12.800	9.100	21.900	600	9.100	9.700	3.800
1956	13.700	16.300	9.700	26.000	12.200	8.100	20.300	1.800	7.900	9.700	4.400
1957	14.700	16.000	7.400	23.400	10.400	5.800	16.200	3.800	5.800	9.600	5.600
1958	15.700	13.400	6.300	19.700	6.700	4.200	10.900	5.400	4.100	9.500	7.000

\* Después de dejar una porción necesaria para las Refinerías de Barrancabermeja y "La Petrolea"

\*\*Después de instalarse cracking.

Este cuadro se refiere al Graf. Fig. RC-503-7.



riles por día de carga cuando se cargara una mezcla de crudo liviano y pesado, a razón de posiblemente un 10-20% mayor que el régimen nominal. En consecuencia, se podría cargar a esta unidad todas las necesidades de crudo de la refinería del norte hasta 1955 o 1956, (véase el Cuadro III).

El total de crudo cargado entre 1952 y 1955 variará entre 11.700 y 13.200 Barriles por día de una mezcla de crudos livianos y pesados. Durante estos mismos años, la cantidad de crudo liviano de Barco necesaria será igual a la cantidad neta disponible que se anticipa y variará de 8.000 a 12.800 barriles por día. Todo el crudo cargado a la refinería durante este período será crudo liviano y pesado de Barco. Se producirán aproximadamente 600 barriles de fuel oil por día, en exceso de la demanda nacional de fuel oil que se pronostica para 1952-1953, pero para 1954-1955, desaparecerá este exceso.

La unidad de cracking térmico propuesta que debe ser instalada en 1955 tendrá una capacidad de 6.500 barriles por día de carga (5.800 BPD). Después que se haya instalado esta unidad, la demanda del petróleo crudo liviano de Barco disminuirá de 12.800 BPD a unos 600 BPD, y el total del crudo de Barco necesario, igualmente disminuirá de 13.200 a 9.800 BPD. El resto del crudo requerido para satisfacer la demanda de derivados en 1955 será de Casabe u otro equivalente, y el total de crudo cargado a la refinería será 13.500 BPD (Cuadro III). Esta cantidad de crudo podría cargarse a la refinería sin aumentar la capacidad de destilación del crudo, dado que se espera poder usar parte del exceso de calor disponible en la unidad de cracking para eliminar gasolina virgen del crudo de Casabe, procesando este crudo directamente en la unidad de cracking.

Para 1958, la refinería tendrá una demanda aumentada de derivados de aproximadamente 50% en comparación con el primer año de 1952. En 1957-1958 la cantidad aumentada de crudo cargada para tratamiento de la refinería será tan grande que la capacidad de destilación se habrá utilizado completamente y pu-

diera resultar conveniente añadir alguna capacidad adicional para destilación del crudo.

Debido a que existe muy poca información acerca de la fuente de abastecimiento de crudo después de 1958, no se considera práctico proyectar el esquema de refinación de la refinería después de este año. Es evidente que si se descubriera una provisión adecuada de crudo en el Chocó, la refinería del norte podría limitarse a elaborar los productos requeridos por la región del norte sólomente, excluyendo el oeste. Esto reduciría la demanda de derivados de la refinería del norte en 1958, de 15.600 BPD a 9.600 BPD. En este caso, la unidad de destilación de crudo de 12.000 BPDC y la unidad de cracking térmico de 6.500 BPDC serían adecuadas para satisfacer la demanda de la región del norte durante mucho tiempo. Un cálculo de esta fecha sería 1962-1963.

La selección final entre la instalación inicial de una unidad simple de destilación del crudo, o la instalación de una refinería completa en 1952 debe depender necesariamente en la disponibilidad del crudo liviano de Barco u otro semejante. Sin embargo, dado que para el alcance de este estudio puede considerarse que todos los crudos colombianos se encuentran disponibles, se recomienda la construcción de la refinería por etapas. Sobre esta base se ha formulado un proyecto preliminar y un cálculo del costo. En las secciones siguientes se trata de la descripción de la refinería y el costo.

REFINERIA LA PETROLEA

Aunque en secciones precedentes de este informe se han hecho estudios generales y afirmaciones en torno a las necesidades de refinación en el Norte de Santander, y particularmente en la región de Cúcuta, es conveniente examinar en detalle las condiciones prevalecientes en este Departamento de Colombia.

A causa del aislamiento geográfico de la región alrededor de Cúcuta, resulta extremadamente ventajoso obtener los derivados del petróleo, requeridos en esta región, en cuanto sea posible de la refinería local. Como la Concesión Barco se encuentra ubicada en esta región, y afortunadamente produce un petróleo crudo liviano, del cual se logra una recuperación abundante de gasolina motor y diesel fuel, los problemas de abastecimiento de la región se simplifican grandemente. Las necesidades de la región corresponden a solamente un 3% del total nacional, a tiempo que su producción de crudo corresponde a cerca de una tercera parte de la producción nacional. Aunque fuera necesario refinar el crudo más pesado de Barco, el problema de elaborar productos blancos para esta región seguiría siendo simple, ya que el exceso de productos de la refinación podría descargarse al oleoducto de petróleo crudo, disponiéndose de ellos en esa forma.

También se dispone de una pequeña cantidad de petróleo crudo en las arenas de Carbonero, de la Concesión Barco, apropiado para uso directo como petróleo para regar caminos o asfaltar, eliminando así la necesidad de refinarlo para obtener asfalto.

Las demandas de la región para otros productos más complejos son pequeñas y se proveen mejor usando productos importados o productos traídos desde Barrancabermeja. El abastecimiento de gasolina de aviación para el aeropuerto local no puede evidentemente considerarse dentro de las posibili-



dades de la refinería de La Petr6lea.

### Actual Refinería en La Petr6lea

En 1939, la Colombian Petroleum Company, que explota la Concesión Barco, instaló en La Petr6lea sobre los límites de la concesión, una pequeña refinería moderna para destilación de crudo. Esta refinería consiste en una unidad de tipo atmosférico para destilación de crudo, dos calderas tubulares de 80 HP, una torre de enfriamiento Marley de tiro natural, un tanque de agua y tanques de almacenamiento de petróleo crudo y derivados; el agua necesaria se obtiene del Río Sardinata. En años recientes se instaló una planta simple de mezcla de tetraetilo de plomo para mejorar el grado antidetonante de la gasolina motor.

La capacidad original de la unidad de crudo era de 480 barriles por día. Al modernizar la instalación, mediante la adición de cambiadores de calor y enfriadores de productos, así como renovación del serpentín de calefacción del horno, la unidad puede procesar en la actualidad 900 barriles por día de carga, cuando se destila una gasolina de bajo punto final de ebullición.

Del petróleo crudo liviano de La Petr6lea se obtiene aproximadamente un 36% de gasolina. Las inspecciones de laboratorio, típicas de la gasolina, muestran aproximadamente lo siguiente:

Gravedad API	66,5°
Azufre (Prueba de Lámpara)	0,011%
Color	+ 30
Número Octano - Método Motor	
Neto	64
Con Tetraetilo de Plomo - 0,34 ml/gal.	68
Destilación, ASTM, °F	
PIE	86°
17-1/2%	158°
48%	212°
90%	275°
95%	300°

Puede obtenerse kerosene como una corriente lateral. Este producto, el

POSTER WHEELER CORPORATION

cual se redestila en una torre rectificadora a vapor que se añadió en 1945, corresponde a cerca de un 7% de rendimiento cuando la gravedad API es de 48°- 49°. Una pequeña cantidad de este material se recoge para el consumo local; sin embargo, normalmente no se separa sino que se mezcla con los fondos de crudo pesado.

El diesel oil (27% de rendimiento) se toma como una corriente lateral a través de una torre rectificadora y tiene las siguientes características de ensayo en el Laboratorio:

Gravedad API	39,2
Azufre (Bomba)	0,124%
Residuos de Carbono (Conradson)	0,012%
Punto de llama (PM Flash)	188° F
Punto de Anilina	172° F
Indice Diesel	67
Número de Neutralización	0,01
Destilación ASTM, °F	
PIE	382
20%	450
50%	510
90%	640
95%	702

El aceite residual se pasa a los tanques donde se combina con el exceso de kerosene, pasando más tarde al oleoducto Sagoc.

El petróleo crudo no es corrosivo, así que no se tropieza con problemas de corrosión en las operaciones de la refinería.

El cuadro siguiente muestra las operaciones de refinación para los años de 1939 a 1948:

(FUENTE: Consejo Nacional de Petróleos)

COLOMBIAN PETROLEUM COMPANY

REFINERIA LA PETROLEA

CARGA DE CRUDO Y DERIVADOS

(En barriles de 42 US galones)

Año	Procesado	D E R I V A D O S			
		Gasolina	Gas Oil	Crudo Reducido	Pérdidas
1939	11.068	5.762	1.224	4.051	31
1940	71.586	31.395	14.118	22.226	846
1941	62.680	34.420	10.079	20.552	628
1942	52.450	22.685	8.225	21.070	470
1943	97.843	34.944	6.258	55.537	1.103
1944	118.191	45.670	8.793	62.571	1.157
1945	154.513	56.663	13.805	82.792	1.253
1946	154.337	54.979	16.749	81.479	1.130
1947	192.049	67.202	29.463	93.524	1.856
1948	189.273	66.578	37.478	83.707	1.510

Resulta evidente de las operaciones descritas anteriormente, que las demandas que pesan sobre esta refinería son simples. La refinería tiene más capacidad de la requerida actualmente para mantenerse en operación - continua, así que podrá satisfacer la creciente demanda de la región durante algún tiempo. El Número Octano de la gasolina actual es de 68, pero a medida que entren en la región más automóviles modernos, puede resultar necesario mejorar este octanaje mediante la adición de Tetraetilo de Plomo en una mayor cantidad que la usada en la actualidad. Como la gran mayoría de estos automóviles se usa en las montañas al oeste de Cúcuta la demanda de octano nunca será muy elevada. La calidad del producto requerida en el mercado se mantendrá mediante la adición de cantidades crecientes de Tetraetilo de Plomo. A medida que aumente la demanda de gasolina, puede ser necesario elevar su punto final de ebullición para obtener un mayor rendimiento sobre el crudo cargado a la refinería. Para entonces quizá se necesiten también capacidades adicionales de condensación y enfriamiento, pero esto no se considera de gran consecuencia, así que la refinería actual podrá satisfacer las necesidades de la región en el período que comprende este informe. Claro que, se necesitarán crecientes cantidades de Tetraetilo de Plomo para mantener el Número Octano, según se eleve el punto final de ebullición de la gasolina.

Es posible que se aumente la demanda de kerosene en la región, pero también es evidente que con los equipos actuales de refinación puede segregarse sin dificultad una cantidad mayor de este producto. Igualmente, puede satisfacerse cualquier demanda razonable de fuel oil industrial en la región, si la necesidad se presentara.

A continuación se presenta una tabulación de la demanda pronosticada del mercado. No se ha intentado un cálculo de la demanda de otros derivados, a excepción de la gasolina y diesel oil, ya que los datos disponi-

## FOSTER WHEELER CORPORATION

bles son inadecuados para formular tal pronóstico. Estos datos han sido calculados por la Foster Wheeler con base en el pronóstico general hecho por McGraw-Hill.

REFINERIA LA PETROLEABALANCE DEL CRUDO LIVIANO DE BARCO EN LA CONCESION

(Todas las cantidades en barriles por Día)

<u>Año</u>	<u>Demanda Derivados</u>	<u>Crudo Liviano no Barco - Producido -</u>	<u>Crudo Liviano Barco Refinado en La Petrólea</u>	<u>Residuos al Crudo Pe- sado Barco<sup>1</sup></u>	<u>Crudo Barco Liviano Dis- ponible-Neto</u>
1952	350	9.200	900	500	8.300
1953	360	11.700	900	500	10.800
1954	385	13.900	900	500	13.000
1955	405	15.700	900	500	14.800
1956	435	16.300	900	500	15.400
1957	470	16.000	1.000	500	15.000
1958	505	13.400	1.000	500	12.400

<sup>1</sup>Solamente aproximado.

MODERNIZACION DE LA REFINERIA CENTRAL EN BARRANCABERMEJA

En la sección precedente, se ha considerado el abastecimiento de las necesidades de la región central de Colombia con productos de petróleo de la refinería existente en Barrancabermeja. Cuando se trate de productos especiales esta refinería los producirá en escala nacional, ya que cuenta con los equipos de refinación necesarios.

A causa de la disminución de la producción en los campos de De Mares y con el deseo de abastecer a Colombia de productos del petróleo por los medios más prácticos, se ha determinado que la refinería de Barrancabermeja debe ser modificada en su esquema de refinación para obtener más productos blancos refinados por barril de petróleo crudo procesado, y así satisfacer toda la demanda de derivados de la región central durante un período razonablemente largo. Según se indicara anteriormente, la refinería actual ha estado operando principalmente sobre la base de una destilación primaria del crudo para producir derivados con la menor cantidad de inversiones en equipos, particularmente mientras el campo De Mares podría producir en volúmenes que excedían grandemente los necesarios para destilar atmosféricamente los productos blancos necesarios. Con el gran incremento en la demanda de productos que se prevee para los próximos diez años, y la disminución de la producción de crudo, es evidente que se requerirá el proceso de descomposición térmica o cracking a causa de la naturaleza pesada de los crudos producidos localmente en la región. Como siempre habrá un mercado relativamente reducido para fuel oils pesados, en comparación con la demanda de productos blancos, resultará imposible operar la refinería en destilación primaria por más tiempo.

En las secciones precedentes de este Informe, se ha tratado del tamaño de la unidad de cracking propuesta, habiéndose esbozado también el equipo que debe suplementarla. El objeto de esta sección es definir las nuevas -

adiciones que deben hacerse en Barrancabermeja y calcular su costo.

Una descripción general de la refinería existente en Barrancabermeja se incluye en otra parte de este informe. Un estudio de los equipos existentes ha indicado que deberán hacerse cambios menores o adiciones a los equipos de proceso existentes. Los cambios fundamentales se refieren a los horarios y planes de refinación y a la rutina de proceso del equipo, así que no se anticipa ningún gasto importante de fondos para los equipos existentes.

#### Nuevos Equipos que se Recomiendan para Barrancabermeja

Se recomienda la instalación de un nuevo proceso en la refinería de Barrancabermeja o sea de una planta de cracking térmico para la producción de gasolina, además de la recuperación adicional de gasolina resultante de la polimerización del producto de gas procedente de la unidad de cracking. Los cambios propuestos abastecerán las necesidades pronosticadas para el año de 1955 y para el período que se extiende hasta 1958. Para después de 1958, no resulta práctico proyectar en estos momentos, sin contar con un grado razonable de exactitud.

Se propone también, que se provea a Barrancabermeja de nuevas instalaciones auxiliares en capacidades adecuadas para las nuevas instalaciones de cracking, dotando así a la refinería de la flexibilidad necesaria para operar las adiciones mencionadas. Las recomendaciones para la ampliación de la refinería de Barrancabermeja han sido limitadas en su alcance con la idea de que el grado de ampliación debe ser tal, que la vida económica segura de la refinería y el plan de procesos propuesto sean adecuados para pagar por el costo del nuevo equipo durante el período de operaciones proyectado.

Las adiciones propuestas implican además la traída de crudos Barco a Barrancabermeja desde el comienzo de las operaciones de cracking, para que las instalaciones recomendadas sean adecuadas para proveer los productos blancos que se ha determinado elaborar, y para equilibrar las operaciones de fuel oil en la -

región central. Al tratarse de los problemas generales de refinación en Barrancabermeja se hizo un análisis acerca del volumen del crudo de Barco necesario y su transporte. No se ha tratado de estimar detalladamente los equipos requeridos para transportar el crudo de Barco hasta Barrancabermeja, ya que los varios cambios de transporte propuestos en la sección "Transportes y Distribución" dejarán disponibles lanchas fluviales en cantidades que se estima serán aproximadamente iguales a las que se necesitan para el transporte del petróleo crudo desde La Gloria hasta Barrancabermeja.

#### Resumen de Adiciones a la Refinería y Costo Calculado

Con la introducción del petróleo crudo de Barco en Barrancabermeja, se concluye que se necesitará una unidad de cracking térmico de 10.000 BPDC para equilibrar la demanda de productos blancos pronosticada para la refinería de la zona central. Esta unidad procesará gas oils destilados y crudo reducido, con producción de gasolina de cracking, fuel oil pesado y gas. El gas se cargará a una unidad de polimerización catalítica, capaz de tomar toda la producción de éste, para elaborar gasolina polímera de un Número Octano elevado que mezclada a la gasolina de cracking aumentará el rendimiento de la unidad de cracking térmico. La gasolina producida en la unidad de cracking térmico será procesada en una unidad de tratamiento desulfurador con cloruro de cobre para satisfacer las especificaciones del mercado. En la planta de cracking se producirá además nafta pesada para las mezclas de tractorina y aceites para estufas. (kerosene).

El costo aproximado para el diseño, ingeniería, transporte y erección de las nuevas instalaciones en Barrancabermeja se estima en U.S. \$ 9.000.000. Este cálculo incluye el costo para el equipo de proceso que comprende la unidad de cracking térmico, la planta de gas conectada con la unidad de cracking, la unidad de polimerización, la unidad de tratamiento con cloruro de cobre,

## FOSTER WHEELER CORPORATION

además del equipo auxiliar que incluye una caldera de vapor de alta presión, un nuevo turbo-generador, torres de enfriamiento y bombas de recirculación de agua y bomba de abastecimiento de agua refrigerante necesaria para equilibrar las pérdidas, y tubería en las cantidades necesarias para las nuevas instalaciones. Este presupuesto también incluye la preparación del sitio de instalación de las nuevas plantas.

El costo anterior está basado en el pago del trabajo completo en dólares de los EE.UU. En realidad, una parte podrá pagarse en pesos colombianos, particularmente en mano de obra durante la construcción.

#### Resumen Descriptivo de las Adiciones de Barrancabermeja

En general, la refinería de Barrancabermeja continuará operando su equipo actual de destilación del petróleo crudo, para producir la materia prima para las nuevas instalaciones de cracking térmico. Deberá producir también otros derivados que vienen elaborándose con los equipos existentes, aumentando la producción de la planta según aumenten las ventas. Seguirá procesándose la gasolina natural de El Centro, en la forma acostumbrada destinándose el exceso de producción a gasolina motor. Se espera que los servicios mecánicos existentes tales como de conservación y reparaciones, talleres, ferrocarril, muelles, etc., sean adecuados para las nuevas instalaciones a excepción de ciertas herramientas y útiles especiales que se proveerán con el nuevo equipo. No se necesitarán nuevas residencias, debido a que existe actualmente exceso de personal en la refinería de Barrancabermeja.

#### Bases del Diseño

##### (a) Productos

Se propone que la refinería de Barrancabermeja abastezca la demanda de productos establecida para la región central al discutirse la refinería de la zona central en Barrancabermeja (Véase "Elaboración en Barrancabermeja").-



El total calculado de los productos es el siguiente:

1950	-	11.082 BPD
1955	-	15.112 BPD
1960	-	20.696 BPD

(b) Materia Prima

La carga de crudo calculada para la refinería consistirá en crudos pesados, principalmente De Mares, y Barco en las cantidades aproximadas que se detallan a continuación. También se detalla la cantidad que se cargará a la unidad de cracking.

BARRILES CARGADOS A LA REFINERIA DE BARRANCABERMEJA POR DIA

<u>Año</u>	<u>Crudo Pesado</u>	<u>Crudo de Barco</u>	<u>Total Crudo</u>	<u>Carga Unidad Cracking</u>
1952	10.800	2.300	13.100	7.000
1953	10.600	2.800	13.400	7.500
1954	10.400	3.400	13.800	8.000
1955	10.200	4.000	14.200	8.700
1956	9.800	5.300	15.100	9.000
1957	9.600	6.700	16.300	9.000
1958	9.300	8.300	17.600	9.000

Se notará que la carga de crudo es menor que la producción de derivados, y esto se debe a que la producción de gasolina proveniente de la estabilización de la gasolina natural, no ha sido incluida en la carga de crudo a la refinería.

Descripción de las Adiciones a la Refinería

A continuación se ofrece una descripción detallada de los items que comprenden las adiciones a la refinería de Barrancabermeja. Los diagramas de flujo ilustrativos de estas unidades aparecen al final de esta sección.

ITEM No. 1 - UNIDAD DE CRACKING TERMICO

La función de la unidad de cracking térmico es procesar gas oil destilado

y residuos de crudo de la unidad de destilación atmosférica mediante la aplicación de calor y presión para convertir parte de la carga en hidrocarburos -- que se hallen dentro de los límites de ebullición de la gasolina motor, la -- cual es entonces estabilizada para retirar el exceso de butanos y gases más -- livianos.

Con referencia al Diagrama de Flujo OP-490-70, el material de carga de los tanques de almacenamiento se bombea directamente a la columna de fraccionamiento principal. Los fondos de la columna de fraccionamiento principal se retiran bombeándolos a través del horno de aceite pesado a la parte superior de la cámara de reacción. Una corriente lateral de gas oil se toma de la torre de -- destilación y una porción del mismo se bombea a través del horno de aceite liviano, hacia la parte superior de la cámara de reacción. La porción restante de este gas-oil se bombea al estabilizador de la gasolina de cracking y a la -- planta de polimerización, para usarse como un medio de calefacción de los re- hervidores. Después de haber perdido calor en esta función rehervidora, se de -- vuelve el gasóleo, parte a la torre de destilación principal, parte al evapora -- dor y parte se mezcla al aceite liviano que sale del horno respectivo y obra -- como enfriador parcial (Quench). Todos los productos de la cámara de reacción se retiran como fondos pasándolos al evaporador. Los fondos se retiran del -- evaporador enviándose al stripper de fondos o residuos. Los materiales que sa -- len por el tope del stripper de residuos se condensan y el producto neto se re -- circula al fondo de la torre de destilación principal. Los fondos del stripper de residuos se enfrían y bombean a los depósitos de almacenamiento de fuel oil.

Los vapores de la cámara de vaporización instantánea (flash chamber) flu -- yen al fondo de la torre de destilación principal. Se toma una fracción de naf -- ta pesada cerca de la parte superior de la torre de destilación principal, se -- enfría y envía al depósito de tractorina. Los productos de evaporación se re -- tiran del tope de la torre de destilación como vapor y se condensan: se enfrí

## FOSTER WHEELER CORPORATION

an y se pasan a un tambor acumulador. Los vapores no condensados (gas) se toman del tambor acumulador, enviándolos a la unidad de polimerización. El líquido se retira del acumulador y se bombea a la estabilizadora donde el exceso de butanos, propano e hidrocarburo de peso molecular más bajo son separados como gas del tope y enviados a la planta de polimerización. La gasolina de cracking, con la presión de vapor especificada, se retira del fondo de la estabilizadora y se envía al depósito intermedio para tratamiento subsiguiente en la planta de tratamiento con cloruro de cobre.

ITEM No. 2 - INSTALACIONES PARA EL TRATAMIENTO CON CLORURO DE COBRE

La función de la unidad de tratamiento con cloruro de cobre es mejorar el olor de la gasolina de cracking, mediante la conversión de los mercaptanos -- presentes en disulfuros, rindiendo así una gasolina negativa al ensayo doctor.

Con referencia al Diagrama de Flujo número OP-490-67, la corriente de gasolina térmica estabilizada recibe un lavado cáustico para eliminar el sulfuro de hidrógeno. La nafta fluye entonces a un tambor de sal gema, la cual -- elimina las soluciones arrastradas por la nafta como preparación para la operación de tratamiento.

Después de secarse la nafta en el tambor de sal, fluye a través de una -- unidad rehervidora donde se eleva la temperatura de la gasolina para aumentar su solubilidad en agua. De ese modo se asegura la eliminación continua de -- agua de reacción del tanque reactor. Dado que la cantidad de agua que se forma es directamente proporcional al contenido mercaptano del material que se -- desulfura, el rehervidor ha sido diseñado para un aumento de temperatura desde 5 a 25° F.

La gasolina sulfurosa fluye del rehervidor a la bomba centrífuga donde se eleva la presión hasta aproximadamente 100 l.p.p.c. Mientras tanto, cerca de un 10% de la carga total se recircula a través de un eyector de oxígeno volviendo a la tubería de succión de la bomba. El oxígeno usado para regenera-

ción del cloruro de cobre es añadido continuamente a este 10% del material en la tubería de succión del eyector de oxígeno. La acción del eyector combinada con la mezcla en la bomba centrífuga resulta en una solución uniforme del oxígeno en la gasolina que entra. La gasolina con el oxígeno disuelto descarga de la bomba centrífuga a un eyector de pasta húmeda (slurry) donde se mantiene una caída de presión suficiente, para asegurar la agitación adecuada de la mezcla de pasta húmeda (slurry) y gasolina.

La pasta húmeda (slurry) se compone de una mezcla de arcilla del tamaño que pasa por un tamiz # 200 y cloruro de cobre del tamaño correspondiente a tamiz de 40-60, la cual se mezcla con gasolina sulfurosa en una marmita de hacer la pasta. Esta pasta húmeda se bombea a intervalos regulares directamente en el reactor. La carga inicial de las sustancias químicas al reactor, así como las cargas adicionales se añaden por medio de esta marmita para hacer la pasta. La pasta cae desde el reactor hacia el lado de succión del eyector, mezclándose instantáneamente con la gasolina sulfurosa que contiene oxígeno en solución. Inmediatamente ocurre la desulfuración de la gasolina y al mismo tiempo se regenera rápidamente el cloruro de cobre. De ese modo se mantiene al máximo la calidad del producto.

La pasta regenerada y el material desulfurado, después de salir del eyector, fluyen hacia el reactor cerca de la parte superior del cono, dándosele a la mezcla de cloruro de cobre y arcilla una velocidad inicial hacia abajo. La pasta húmeda se asienta en el fondo cónico del tanque de tratamiento donde se recircula por el eyector de pasta. La gasolina desulfurada fluye hacia arriba y se descarga por la parte superior del reactor.

Entonces se lava con agua en un dispositivo de mezcla y pasa a un tanque de sedimentación del agua. Si es necesario, el agua puede recircularse, pero generalmente se emplea una sola vez. Un vigoroso lavado de agua es necesario para eliminar cantidades mínimas de compuestos de cobre. Después de lavada -

la gasolina, se enfría y se envía a un tanque de depósito intermedio.

### ITEM No. 3 - TRATAMIENTO Y POLIMERIZACION DEL GAS

La función de la unidad de polimerización es producir un rendimiento adicional en gasolina motor de Número Octano elevado, mediante la combinación, - en presencia de un catalizador, de hidrocarburos no saturados con los productos gaseosos de la unidad de cracking térmico. Es necesario un tratamiento - previo para eliminar los compuestos de azufre que disminuyen el Número Octano y la susceptibilidad al plomo de la gasolina polímera.

Con referencia al Diagrama de Flujo número OP-490-68, se observa que los gases provenientes de la unidad de cracking térmico pasan a una torre absorbedora en donde se ponen en contacto con una solución de fosfato tripotásico, - para la eliminación del sulfuro de hidrógeno. La solución de fosfato enriquecida se calienta entonces, pasando a una columna rectificadora de sulfuro de hidrógeno. En esta columna rectificadora o stripper, se separa de la solución de fosfato el sulfuro de hidrógeno, el cual se retira como un producto - de evaporación, y se pasa a uno de los hornos para quemarlo. La solución pobre de fosfato se retira del fondo de la columna rectificadora, se enfría y - se devuelve a la parte superior de la columna absorbedora de sulfuro de hidrógeno donde continúa su papel de absorción.

Encontrándose ya considerablemente exentos de sulfuro de hidrógeno los gases de la unidad de cracking térmico se retiran de la parte superior de la columna absorbedora, poniéndolos en contacto con la solución de soda cáustica - en una columna absorbedora de mercaptanos. El gas tratado se conduce entonces a una torre de lavado de agua y a la succión de un compresor. El gas comprimido con agua inyectada (vapor condensado) para acondicionamiento catalizador, se calienta antes de que entre a la primera de las dos cámaras de catalización. El líquido que sale de la primera cámara, con agua adicional, pasa a

la segunda cámara.

El líquido que sale de la cámara de catalización, después de enfriarse, pasa a un separador polímero. El gas del separador pasa a una columna absorbedora en la cual el petróleo de absorción es el mismo que el del rehervidor de petróleo para toda la unidad; es decir, la corriente lateral del fraccionador de la unidad de cracking o gasoleo. El gas pobre de la absorbedora va al sistema de gas combustible de la refinería, mientras que el petróleo rico se devuelve al fraccionador de la unidad de cracking.

El líquido del separador polímero se carga a una columna Depropanizadora. Los productos de evaporación de esta columna se condensan parcialmente, devolviéndose el líquido a la parte superior de la columna como reflujo, mientras que los gases no condensados se unen a los gases pobres de la absorbedora siendo enviados al sistema de gas combustible de la refinería.

Los residuos de la Depropanizadora se pasan a la Debutanizadora donde se retira como producto de evaporación cualquier volumen de butano, el cual se almacena a presión y se reserva para mezclas. La gasolina polímera debutanizada se retira del fondo de la debutanizadora, se enfría y se transporta a los depósitos para uso posterior, como componente en las mezclas de gasolina motor.

#### ITEM No. 4 - GENERACION DE VAPOR Y FUERZA MOTRIZ & DISTRIBUCION

La casa de calderas existente en Barrancabermeja deberá ser provista de un nuevo generador de una capacidad de 100,000 libras de vapor por hora a 600 -- l.p.p.c. y 750° F de temperatura total. Este nuevo generador de vapor, para instalar contiguo a las calderas actuales, facilitará la eliminación del grupo de calderas de emergencia (emergency field boilers), pero necesitará que se continúen usando las calderas permanentes como unidades de reserva, para absorber la demanda en condiciones de emergencia o cuando la nueva planta de calderas no esté funcionando. Se propone que la nueva caldera sea inspeccionada al

mismo tiempo que se realice la inspección de las instalaciones de cracking.

El vapor de alta presión de la nueva caldera debe pasar a través de una nueva unidad turbo-generadora de 1.750 KW, de tipo topping, descargando vapor a una presión de 160 l.p.p.c. para uso de las nuevas instalaciones. El vapor de exhausto, debe acoplarse con el sistema de calderas de 150# existente, para proveer flexibilidad en las operaciones. Se deberán instalar de-supercalentadores en derivación para el caso en que se requiera vapor en cantidades mayores de las consumidas en la generación de fuerza de tal modo que la tubería principal de vapor debe operar a temperaturas de cerca de -- 400° F, como promedio y de 450° F como máximo. La conexión actual con El Centro debe mantenerse como reserva de emergencia para Barrancabermeja. En condiciones normales la nueva caldera y turbo-generador deben operarse para producir una cantidad máxima de vapor para refinación, y el equipo existente, menos eficiente, debe usarse solamente como supletorio. En condiciones normales con el equipo de cracking en operación, las nuevas instalaciones de fuerza resultarán adecuadas para mantener la demanda existente en Barrancabermeja propiamente.

Debido a que el promedio total de generación de vapor necesario será normalmente inferior a 100.000 libras por hora, no se proveen nuevas instalaciones para agua de alimentación, a excepción de las bombas de alimentación para las nuevas calderas. Un tratamiento con fosfato indudablemente será adecuado para el agua de alimentación de la nueva caldera.

La corriente generada por el nuevo turbo-generador proveerá fuerza motriz para las nuevas instalaciones, lo mismo que para abastecimiento de las necesidades locales. La generación será trifásica, de 60 ciclos y 2300 voltios; y se reducirá donde sea necesario, de acuerdo con la práctica actual en la refinación.

FOSTER WHEELER CORPORATION

ITEM No. 5 - SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE AGUA

Se proveerá una nueva torre de enfriamiento consistente en tres células de tiro inducido, para hacerse cargo del enfriamiento del agua para las nuevas instalaciones. Este equipo deberá situarse lo más cerca que se pueda del equipo de cracking. Consistirá de secciones de contacto con aire o células y un estanque y sumidero para almacenar una cantidad de agua adecuada para un tiempo razonable de circulación. El agua se tomará del sumidero -- por medio de tres bombas centrífugas, dos accionadas a motor y la otra a -- turbina. Normalmente, se necesitarán dos bombas para proveer el agua de circulación para el nuevo equipo, a un gasto normal de cerca de 9.000 galones - por minuto.

ITEM No. 6 - AGUA SUPLETORIA

El agua supletoria (make up) para enfriamiento, se extraerá del Lago Miramar, por medio de una unidad de bombeo a motor de 1.000 galones por minuto. Se colocará una nueva tubería maestra de agua de 12" desde la bomba -- hasta la refinería y será conectada con el sistema de distribución actual. -- Esta línea no se conectará con las bombas existentes junto al lago, para -- que la bomba sola sea adecuada. No se incluyen nuevas instalaciones para - tratamiento del agua supletoria (make up), dado que las instalaciones actua les parecen ser adecuadas.

ITEM No. 7 - SISTEMA DE AGUA CONTRA INCENDIO

En la zona de la unidad de cracking se instalará una bomba centrífuga - para agua contra incendio, de 150 lppc de descarga, y capacidad de 1.500 ga lones por minuto. Esta bomba constituirá una instalación adicional contra incendio para la protección del nuevo equipo.

No se incluirá equipo de espuma química contra incendio, ya que el uso de los generadores existentes en la refinería se hará cargo de esta necesi dad.



REFINERIA DE LA COSTA NORTE DE MAMONALRESUMEN Y DATOS DEL COSTO

Como resultado de los estudios realizados sobre todas las fases de la industria del petróleo en escala nacional, se ha recomendado la instalación inmediata de una nueva refinería en la región de la costa norte en Mamonal, para producir gasolina motor, combustible para tractores, kerosene, diesel fuel y fuel oil. Esta sección del Informe describe el proyecto de la refinería -- propuesta.

Refinación de Derivados Necesaria

La refinería de la costa debe ser de un tamaño adecuado para satisfacer las necesidades de derivados que se anticipan para el norte y el oeste hasta 1955, tomándose las disposiciones necesarias para poder satisfacer las necesidades de esta misma región mediante adiciones o ampliaciones hasta 1958 -- aproximadamente. Después de esta fecha, será necesario determinar si la refinería debe continuar abasteciendo la región del oeste, y en ese caso, la mejor forma en que ésto pueda lograrse con los petróleos crudos de que se -- disponga entonces. Si fueran a satisfacerse solamente las necesidades de la región del norte, la refinería ampliada resultaría entonces adecuada para satisfacer esa demanda de derivados de la región hasta 1962 aproximadamente.

Conclusiones referentes a la Instalación de la Refinería

Se concluye que el crudo de Barco es el material de carga más importante y que se usará crudo liviano de la misma Concesión como materia prima básica al decidirse sobre los procedimientos de refinación. Cualquiera que sea el volumen de petróleo crudo pesado que se necesite para equilibrar la producción de derivados, éste debe ser de Casabe u otro igual.

Sobre la base (1) de la disponibilidad calculada de petróleo crudo de Bar

co, particularmente el petróleo crudo liviano, y (2) la economía de una reducida inversión de capital inicialmente, se recomienda la instalación de la refinería por etapas, en lo que se refiere a los procedimientos de elaboración.

La primera etapa será la construcción de una refinería simple, consistiendo principalmente de una unidad de destilación primaria de crudo, con una capacidad nominal de 12.000 barriles por día de carga.

Poco antes o durante 1955, se recomienda que se inicie la segunda etapa de construcción, mediante la instalación de una unidad de cracking térmico con una capacidad de 6.500 barriles por día de carga, con sus correspondientes unidades de polimerización y de tratamiento de la gasolina de cracking.

Se proveerá a la refinería del equipo auxiliar necesario. En todos los casos en los cuales la instalación por etapas del equipo auxiliar no resulte económica, se ha propuesto que se erijan originalmente las instalaciones auxiliares que se requieran para satisfacer las necesidades de la refinería cuando se haya incluido cracking de la capacidad propuesta.

#### Costo Calculado de la Refinería

El cálculo del costo de diseño, ingeniería, fabricación, transportes y erección de la refinería de la costa, todo en dólares de E.U.A., se resume en la forma siguiente:

Etapa la. Para la instalación inmediata de una refinería simple de destilación del crudo, cuya unidad de destilación primaria tiene una capacidad nominal de 12.000 barriles por día de carga y de los equipos auxiliares necesarios para satisfacer todas las necesidades inmediatas de la refinería, más las instalaciones auxiliares parciales para satisfacer las demandas del plan final para tratamiento de cracking térmico de 6.500 barriles por día de carga, se

llega a un total calculado de US\$ 13.500.000 (Trece Millones, Quinientos Mil Dólares.)

Etapa 2da. Esta etapa basada en los precios actuales, pero que forma parte de un segundo programa separado de construcción (poco antes de o durante 1955), y que comprende la instalación de una unidad de cracking térmico, con una capacidad de 6.500 barriles por día de carga, Unidades de Polimerización y Tratamiento, y un aumento en los equipos auxiliares para suplementar la Etapa 1ra, ya descrita, requiere una inversión de cerca de US\$ 12.200.000 (Doce Millones, Doscientos Mil Dólares).

Etapa 3ra. En el caso de que no se dispusiera del crudo de Barco, o resultara necesario operar inicialmente con petróleo crudo pesado, debe instalarse la refinería completa. Para la instalación inmediata de una refinería completa con destilación de crudo de una capacidad nominal de -- 12.000 barriles por día de carga y una capacidad de cracking térmico de 6.500 barriles por día de carga, y todos los equipos auxiliares de proceso, además de todos los equipos auxiliares que no sean de proceso para satisfacer las necesidades de la refinería completa, se llega a un total calculado de US\$ 24.500.000 (Veinticuatro Millones Quinientos Mil Dólares).

Todos estos costos se basan en el supuesto de que el trabajo completo se pague en US dólares. Sin embargo, en realidad, una porción considerable puede ser pagada directamente en pesos colombianos, particularmente la mano de obra para erección de las instalaciones.

## FOSTER WHEELER CORPORATION

Estas cifras indican que desde el punto de vista del costo, la refinería debe de construirse gradualmente según se ha recomendado, en el supuesto de que se disponga de los crudos necesarios de Barco. Al demorarse hasta 1955 la construcción de una porción que en realidad representa US\$ 11.000.000, se incurre en una penalidad de cerca de US\$ 1.200.000, al efectuarse la construcción por etapas. Sin embargo, hasta 1955 habrán de satisfacerse las necesidades de derivados del norte y oeste con ahorros en gastos fijos, que se elevan a varias veces esta penalidad.

### Resumen Descriptivo de la Refinería de la Costa

En general, la refinería final de la costa norte en Mamonal consistirá de una unidad de Destilación atmosférica de Petróleo Crudo, Unidades para Cracking Térmico, Tratamiento, Polimerización Catalítica, Absorción, Depropanización y Debutanización, junto con tanques, plantas auxiliares, talleres, edificios, residencias para el personal y ciertos equipos auxiliares necesarios para completar la refinería.

### Bases del Diseño

#### (a) Derivados

La sección de Refinación de este informe indica una demanda total de derivados que varía entre 10.600 barriles por día en 1952, y 15.700 barriles por día en 1958 así como los métodos que se consideran para la elaboración de estos derivados.

La relación detallada de las necesidades totales de derivados para el año 1955 que se ofrece a continuación, sirve de base para el diseño de la refinería:

<u>Derivado</u>	<u>Galones de EE.UU. por Año</u>
Gasolina de Motor	78.000.000
Tractorina	2.950.000
Kerosene	9.650.000
A.C.P.M. (Diesel Fuel)	18.100.000
Fuel Oil	<u>86.500.000</u>
Total	195.200.000
Total barriles por día	21.800

(b) Materia Prima

## 1. Caso de Refinería para Destilación Simple de Crudo.

Para este caso, predomina el crudo de Barco, con una pequeña cantidad del crudo de Casabe, necesario para equilibrar la demanda de fuel oil. Las cantidades calculadas que deben cargarse a la refinería durante años específicos, son las siguientes:

<u>Año</u>	<u>Barco Liviano</u>	<u>Barco Pesado</u>	<u>Casabe</u>	<u>Total</u>
Miles de Barriles por Día				
1953	9,8	2,4	-	12,2
1955	12,8	-	0,4	13,2
1958	16,3 <sup>(1)</sup>	-	-	16,3

(1) Mayor que la producción pronosticada

## 2. Destilación del Crudo y Cracking.

Para este caso, predomina el crudo pesado de Barco con volúmenes adicionales de petróleo liviano de Barco y el pesado de Casabe para equilibrar la demanda de derivados, en estos casos en que se incluye cracking y polimerización en el plan de refinación. Las necesidades de crudo durante años específicos, son las siguientes:

<u>Año</u>	<u>Barco Liviano</u>	<u>Barco Pesado</u>	<u>Casabe</u>	<u>Total</u>
Miles de Barriles por Día				
1953	-	7,7	4,2	11,9
1955	0,6	9,1	3,8	13,5
1958	5,4	4,1	7,0	16,5

Composición de la Refinería

La refinería consistirá en unidades destinadas a procesar la materia prima y en unidades auxiliares.

Las unidades de proceso comprenden las instalaciones de refinación necesarias

para manejar el crudo o los crudos desde que son entregados a la refinería hasta obtener de los mismos los derivados en las cantidades establecidas en el pronóstico del mercado.

Las unidades que no son de proceso comprenden el resto de la refinería, y permiten la operación de la misma como auxiliares de las unidades de proceso. Si bien, en la práctica normal de refinería, puede ser costumbre incluir solamente equipo para proceso, esta refinería está provista de instalaciones no productivas tales como las casas para los empleados, hospital, etc.

A continuación se ofrece una lista de las instalaciones de refinación, servicios y otras facilidades. De este modo se presenta el cuadro completo de la refinería, indicándose el orden de instalación de acuerdo con el plan de construcción por etapas propuesto sobre la base del costo calculado de la refinería.

Una descripción detallada de los ítems que comprende la refinería se ofrece a continuación.

#### Lista de las Instalaciones de la Refinería

	% Aprox. sobre el Costo Calculado para Terminación	
	<u>Etapa #1</u>	<u>Etapa #2</u>
1. Unidad de Destilación Atmosférica	100	-
2. Unidad de Cracking Térmico	-	100
3. Instalaciones de Tratamiento con Cloruro de Cobre	-	100
4. Tratamiento y Polimerización de Gas	-	100
5. Generación de Vapor y Fuerza Motriz y Sistema de Distribución	75	25
6. Unidad de Mezcla de Etilo para Gaso lina Motor	100	-
7. Tanques, Incluyendo Diques y Cimientos	67	33
8. Planta de Oxígeno	100	-
9. Generador de Acetileno	100	-

Lista de las Instalaciones de la Refinería

% Aprox. sobre el Costo  
Calculado para Terminación

	<u>Etapa #1</u>	<u>Etapa #2</u>
10. Sistema de Enfriamiento de Agua Salada	90	10
11. Sistema de Aire Comprimido de la Refinería	50	50
12. Sistema contra Incendios	70	30
13. Sistema de Agua Doméstica	90	10
14. Aguas de Desperdicio y Sistema de Cloacas	50	50
15. Desaguaderos de la Refinería	70	30
16. Sistema de Cargue, Descargue y Trasiego	90	10
17. Sistema de Fuel Gas de la Refinería	-	100
18. Sistema Ferrocarrilero	90	10
19. Camiones y Automóviles	75	25
20. Sistema de Purga	-	100
21. Equipo Marino	100	-
22. Edificaciones para Oficinas	60	40
23. Laboratorio	67	33
24. Portada y Casa de Cambio de Ropa	50	50
25. Talleres	67	33
26. Almacén y Materiales Iniciales	65	35
27. Hospital y Sala de Primeros Auxilios	70	30
28. Teléfono y Sistema PBX (Sucursal Telefónica Particular)	100	-
29. Cercas de la Refinería	100	-
30. Taller de Tambores y Almacén	100	-
31. Casa Club y Centro de Recreo	67	33
32. Casas de Vivienda	60	40
33. Restaurant y Comisariato	67	33

Lista de las Instalaciones de la Refinería

	% Aprox. sobre el Costo Calculado para Terminación	
	<u>Etapa #1</u>	<u>Etapa #2</u>
34. Caminos dentro y fuera de la Refinería	100	-
35. Nivelación del Lugar y Compra del Terreno	100	-

DESCRIPCION DE LA REFINERIA DE LA COSTA

El sistema completo de flujo en el proceso de refinación, desde que se carga el petróleo crudo, hasta que se obtienen los productos acabados, se ilustra en forma gráfica, en el diagrama de flujo OP-490-64, al final de esta sección.

A continuación se ofrece una descripción del flujo dentro de cada unidad de proceso y una descripción general del equipo usado en las instalaciones de refinación. (Los diagramas de flujo correspondientes aparecen al final de esta sección).

ITEM NO. 1 - UNIDAD DE DESTILACION ATMOSFERICA

La función de la Unidad de Destilación Atmosférica es (1) destilar petróleo crudo y (2) producir (a) una nafta liviana estabilizada y químicamente tratada, adecuada para mezcla de Gasolina Motor; (b) separar una corriente lateral de nafta pesada, tratada químicamente y adecuada para mezcla de Gasolina Motor, Tractorina o Kerosene; (c) una corriente lateral tratada químicamente para producir kerosene vendible en el mercado; (d) una corriente lateral consistente de gas oil tratado químicamente para producir diesel fuel que satisfaga los requisitos del mercado o adecuado para utilizarse como material de carga en la unidad de cracking térmico; y (e) un producto residual para cracking subsiguiente o vendible como fuel oil en el mercado.

Con referencia al Diagrama de Flujo OP-490-65, se observa que el petróleo crudo pasa en serie a través de los intercambiadores de calor y después a través



del horno. El petróleo calentado y parcialmente vaporizado entra entonces en la zona de vaporización instantánea de la torre atmosférica. El producto de evaporación de esta torre consistente en nafta liviana se toma como vapor, se condensa y se recoge en un acumulador. El líquido condensado se bombea entonces a un intercambiador de alimentación de residuos y a una torre estabilizadora. En esta torre se retiran como productos de evaporación el propano y los hidrocarburos de más bajo peso molecular, quemándolos en el horno. La nafta liviana depropanizada pasa del fondo de la estabilizadora, intercambia calor con la materia prima alimentada según se describió anteriormente, se enfría, se trata por contacto con soda cáustica, se lava con agua y se entrega al tanque intermedio de nafta liviana.

Se retira una corriente tope de nafta pesada de la torre de destilación del crudo por medio de un stripper o rectificador de corriente lateral, se enfría, se trata con soda cáustica, se lava con agua y se envía a los depósitos intermedios para mezcla subsiguiente de Tractorina o kerosene.

Otra corriente lateral consistiendo de kerosene pudiera retirarse de la torre por medio de un stripper de kerosene. Este material intercambia calor con el material de carga de petróleo crudo que entra; se enfría aun más por medio de un enfriador de agua, se trata con soda cáustica, se lava con agua y se envía al depósito intermedio de kerosene.

Una tercera corriente lateral consistente de gas oil, se retira de la torre atmosférica por medio del stripper de gas oil e intercambia calor con el material de carga de petróleo crudo que entra, se enfría aun más con enfriamiento por agua, se trata con soda cáustica, se lava con agua, y se envía al depósito intermedio de diesel oil o al depósito de la carga de materia prima de gas oil para cracking térmico.

El crudo reducido se bombea del fondo de la torre atmosférica, a través de un intercambiador de calor, donde cede calor al material de carga de petróleo

crudo que entra, se enfría más y se envía al depósito.

#### ITEM NO. 2 - UNIDAD DE CRACKING TERMICO

La función de la unidad de cracking térmico es cargar gas oil destilado y residuos de crudo de la unidad atmosférica de destilación del crudo y mediante la aplicación de calor y presión, convertir parte del mismo en hidrocarburos - dentro del límite de ebullición de la gasolina motor, los cuales se tratan con arcilla para eliminación de la goma y se estabilizan para retirar el propano y gases más livianos.

Con referencia al Diagrama de Flujo OP-490-66, se observa que el Material de carga se bombea directamente a la columna principal de fraccionamiento. Los residuos de la columna principal de fraccionamiento se retiran y bombean a través del horno de petróleo pesado, pasando a la parte superior de la cámara de reacción. Una corriente lateral de gas oil se retira del fraccionador principal y una porción del mismo se bombea a través del horno de petróleo liviano y se pasa a la parte superior de la cámara de reacción. La porción restante de este gas oil se circula a la estabilizadora de gasolina de cracking y planta de polimerización para usarse como un elemento de calefacción de los rehervidores. Después que se termina de dar calor en esta función rehervidora, se devuelve el petróleo, una parte a la fraccionadora principal, otra parte al evaporador y otra se usa como medio de temple. Todos los productos se retiran del fondo de la cámara de reacción como residuos o fondos y se pasan al evaporador. Los residuos de destilación instantánea se retiran del fondo del evaporador y se envían al stripper de residuos. Los vapores de la destilación rectificación del stripper de residuos se condensan y el producto neto se vuelve a circular al fondo de la columna fraccionadora principal. Los fondos del stripper de residuos se enfrían y bombean a los depósitos de fuel oil.

Los vapores de la destilación de la cámara de destilación instantánea fluyen

al fondo de la columna fraccionadora principal. Una fracción de nafta pesada se retira cerca de la parte superior de la fraccionadora principal, se enfría y fluye al depósito de Tractorina. El reflujo para la fraccionadora principal se retira cerca de la parte superior, se bombea a través del enfriador y se devuelve a la columna. El producto neto de evaporación se retira como vapor de la parte superior de la fraccionadora y se pasa por las cámaras de tratamiento de arcilla a la cámara de polimerización. Una pequeña cantidad del líquido de temple se bombea a la parte superior de la cámara de polimerización para asegurarse de que los polímeros se separarán del producto neto de evaporación. Los fondos polímeros se retiran del fondo de la cámara de polimerización y se bombean de nuevo a la fraccionadora principal. Cualquier cantidad de polímeros que se recoja en el fondo de las cámaras de tratamiento de arcilla se retira periódicamente y se recircula otra vez al stripper de residuos. El producto gaseoso neto de evaporación se retira de la parte superior de la cámara de polimerización, se pasa por un condensador y la porción líquida se recoge en un tambor acumulador. Los gases sin condensar se retiran de este tambor acumulador y se envían a la unidad de polimerización. El producto líquido se retira del tambor acumulador y se bombea a la estabilizadora, donde se separan como productos de evaporación los excesos de butanos, propanos e hidrocarburos de menor peso molecular, y se envían a la planta de polimerización. La gasolina de cracking a presión de vapor se retira del fondo de la estabilizadora y se envía al depósito intermedio para tratamiento subsiguiente en la planta de tratamiento con cloruro de cobre.

### ITEM NO. 3 - INSTALACIONES PARA TRATAMIENTO DE CLORURO DE COBRE

La función del tratamiento con cloruro de cobre es mejorar el olor de la gasolina de cracking, mediante la conversión de los mercaptanos presentes en disulfidos, logrando así una gasolina doctor negativa.

Con referencia al Diagrama de Flujo OP-490-67, se observa que la corriente de gasolina de la estabilizadora de gasolina de cracking recibe un lavado cáustico para eliminar el sulfido de hidrógeno. La nafta fluye entonces al tambor de sal gema, el cual elimina el agua arrastrada por la nafta preparatorio a la operación de tratamiento.

La nafta, después de secarse en el tambor de sal, fluye por una unidad rehervidora, donde se aumenta la temperatura de la gasolina para aumentar su solubilidad al agua. Así que, se asegura la eliminación continua del agua de reacción del tanque reactor. Dado que la cantidad de agua formada es directamente proporcional al contenido mercaptano del material que se desulfura, el rehervidor ha sido proyectado para un aumento de temperatura desde 5° a 25° F.

La gasolina sulfurosa fluye del rehervidor a una bomba centrífuga donde se aumenta la presión de la gasolina a cerca de 100 Psig. Mientras tanto, aproximadamente 10% de la carga total se recircula a través de un eyector de oxígeno para volver al lado de succión de la bomba. A esta sección de derivación del material de carga en el lado de succión del eyector, se añade continuamente el oxígeno que se usa para la regeneración del cloruro de cobre. La acción del eyector combinada con la mezcla en la bomba centrífuga resulta en una solución uniforme del oxígeno en la gasolina que entra. La gasolina conteniendo el oxígeno disuelto descarga de la bomba centrífuga a un eyector de pasta aguada o lechada donde se mantiene una presión de caída suficiente para asegurar la agitación adecuada de la mezcla de gasolina y lechada.

La lechada se compone de una mezcla de arcilla que pase una malla de 200 y cloruro de cobre que pase malla de 40-60; la cual se mezcla con gasolina sulfurosa en una marmita de preparación de pasta aguada. Esta lechada se bombea a intervalos periódicos directamente en el reactor. La carga inicial de productos químicos al reactor, así como las cargas de aumento se añaden por medio de esta marmita de preparación de la lechada. La lechada o pasta aguada cae del reactor

al lado de succión del eyector y se mezcla íntimamente con la gasolina sulfurosa conteniendo oxígeno, que entra. Inmediatamente resulta la desulfuración de la gasolina y al mismo tiempo el cloruro de cobre se regenera rápidamente. En esta forma, se mantiene a un máximo la calidad del producto. El material desulfurado y lechada regenerados, después de dejar el eyector fluyen a un recipiente reactor cerca de la parte superior del cono y se le da a la mezcla de cloruro de cobre y arcilla una velocidad inicial en sentido descendente. La lechada se asienta en el fondo cónico del tanque de tratamiento donde se recircula por el eyector de lechada. La gasolina desulfurada fluye en sentido ascendente y descarga de la parte superior del reactor. Se lava entonces con agua en un dispositivo de mezcla y pasa a un tanque de sedimentación del agua. El agua puede recircularse si fuera necesario, pero generalmente se usa sobre la base de una vez nada más. Se requiere un vigoroso baño con agua para lavar cantidades mínimas de compuestos de cobre. Después del lavado, la gasolina se enfría y se envía al depósito intermedio.

#### ITEM 4 - TRATAMIENTO Y POLIMERIZACION DEL GAS

La función de la unidad de polimerización es la de producir gasolina motor adicional de número octano elevado, mediante la combinación de hidrocarburos no saturados en los productos gaseosos de la unidad de cracking térmico en presencia de un catalizador. Se necesita un tratamiento previo para eliminar los compuestos sulfurosos que disminuyen el número de octano y la susceptibilidad al plomo de la gasolina polímera.

Refiriéndonos al diagrama de flujo OP-490-68, los gases de cracking de la unidad de cracking térmico pasan a una cámara absorbidora donde se ponen en contacto con una solución de fosfato tripotásico para la eliminación del sulfuro de hidrógeno. La solución de fosfato enriquecida se calienta entonces y se envía por tubería a una columna de stripper del sulfuro de hidrógeno. En este --

stripper, se despoja a la solución de fosfato del sulfuro de hidrógeno, el cual se elimina como un producto de evaporación y se envía a uno de los rehervidores del procedimiento para ser quemado. La solución pobre de fosfato se elimina del fondo del stripper, se enfría y se devuelve a la parte superior de la absorbedora de sulfuro de hidrógeno para someterla a una mayor absorción.

Los gases de cracking ya considerablemente exentos de sulfuro de hidrógeno se retiran de la parte superior de la absorbedora y se ponen en contacto con una solución de soda cáustica en una cámara absorbedora de mercaptanos. El gas tratado se conduce entonces a una cámara de lavado con agua y a la succión de un compresor. El gas comprimido, con agua inyectada (condensado vapor) para acondicionamiento catalítico, se calienta previamente antes de entrar en la primera de las dos cámaras de catalización. El líquido que sale de la primera cámara, con agua adicional, va a la segunda cámara.

El líquido que sale de la cámara de catalización, después de enfriarse, va a un separador polímero. El gas del separador va a una columna absorbedora en la cual el petróleo de absorción es el mismo que el del rehervidor para toda la unidad; es decir, la corriente lateral del fraccionador de la unidad de cracking. El gas pobre de la absorbedora va al sistema de fuel gas de la refinería, mientras que el petróleo enriquecido se devuelve al fraccionador de la unidad de cracking.

El líquido del separador polímero se alimenta a una columna depropanizadora. Los vapores de esta columna se condensan parcialmente, devolviéndose el líquido a la parte superior de la columna como reflujo, mientras que el gas no condensado se une al gas pobre de la absorbedora y se envía al sistema de fuel gas de la refinería.

Los fondos de la depropanizadora se pasan a una debutanizadora donde se elimina cualquier butano como un producto de evaporación y se envía al depósito a presión para propósitos de mezcla futura. La gasolina polímera debutanizada se elimina del fondo de la debutanizadora, se enfría y transporta al depósito para

uso posterior como un elemento de mezcla de gasolina motor.

#### ITEM NO. 5 - GENERACION DE VAPOR Y FUERZA MOTRIZ Y SISTEMA DE DISTRIBUCION

La casa de calderas en la planta de fuerza motriz para la refinería del norte, debe proveer el vapor que se necesita para la refinería a 150 libras por p.c. en el manómetro y adicionalmente, electricidad para generar vapor de alta presión para la refinería y las casas de los trabajadores, facilidades, etc.

Las unidades generadoras de vapor deben consistir inicialmente (destilación del crudo solamente) de dos calderas de 25.000 libras por hora (cada una), suplementadas por otra caldera adicional de 25.000 lbs. por hora, cuando se instale la unidad de cracking térmico. Esto proveerá suficiente adaptabilidad para las operaciones de carga diaria normal, carga máxima nocturna y cargas máximas nocturnas con la unidad de cracking térmico en operaciones. Las condiciones generadoras de vapor de las calderas serán 600 lbs. por p.c. en el manómetro y 750° F (260° F. recalentamiento). La instalación de caldera última, debe tener una capacidad de entrega a las maestras de la refinería de 60.000 lbs. por hora como máximo. Bajo condiciones de emergencia y con uso selecto de equipo de vapor y accionado a motor diesel, dos calderas serán adecuadas para toda la carga durante períodos cortos tales como durante la inspección de las calderas.

Se proveerán dos turbo-generadores de etapas múltiples con provisiones para evacuar un total de aproximadamente 70.000 lbs. por hora como máximo a una presión de vapor de 160 lbs. por p.c. manómetro. Estas turbinas deben accionar -- generadores directamente acoplados y deben evacuar a condensadores de tipo superficie cuando el vapor desprendido sea inadecuado para generar la fuerza motriz necesaria. Los condensadores tipo superficie deben operar a una presión de vacío de 26" Hg, teniendo cada uno una capacidad para condensar un máximo de 7.500 lbs de vapor por hora, requiriendo cerca de 850 galones de agua salada -- por minuto para enfriarse a una temperatura de admisión de 85° F. Se proveerán

eyectores de chorro de vapor de una sola etapa para mantener el vacío de los condensadores de superficie.

La unidad incluirá un desrecalentador para desrecalentar la purga de 160 lbs. por p.c. en el manómetro de la turbina para uso de la refinería, o alternativamente para desrecalentar una porción de la salida del vapor de la caldera de 600 lbs. por p.c. manómetro y 750° F, cuando sea necesario, a una temperatura final de 400°-450° F.

Se incluirá una unidad de tratamiento del agua de procedimiento caliente con una capacidad de 150 galones por minuto combinación de-aerador y calentador de agua de alimentación. Este calentador de-aerador del agua de alimentación debe entregar agua a las bombas de alimentación de agua de las calderas a una temperatura de aproximadamente 220° F. Las bombas centrífugas de múltiples etapas para el agua de alimentación de las calderas debe tener una capacidad de entrega a -- las calderas de 200 galones por minuto cuando se produzca vapor a una presión de 600 libras por pulgada cuadrada en el manómetro.

Los generadores principales deben estar directamente acoplados a las turbinas y ser de una capacidad de entrega de 1.000 KW, trifásicos a 60 ciclos por segundo, 230 voltios, cada uno. Este voltaje debe reducirse cuando sea necesario por medio de transformadores adecuados para proveer un sistema de distribución trifásico de 440 voltios para equipo motriz de régimen de 150 caballos de fuerza y menos, y un sistema de distribución de 110 voltios para alumbrado y usos domésticos. Se proveerán todos los equipos tales como transformadores de distribución, interruptores, alimentadores de distribución, interruptor de instalación, etc.; para la transformación completa y control de la fuerza motriz generada.

Un generador auxiliar accionado a diesel debe entregar 120 KVA a 60 ciclos, 3 fases, 440 voltios para operar la bomba eléctrica de repuesto para el agua de alimentación de la caldera; bomba de fuel oil para las unidades quemadoras de la caldera y un mínimo de carga eléctrica para carga de alumbrado de emergencia a -



la planta eléctrica. Esta unidad se usará también para cargar la caldera al ca lentarse y hasta que se genera suficiente vapor para operar normalmente.

ITEM NO. 6 - UNIDAD DE MEZCLA ETÍLICA PARA GASOLINA MOTOR

La planta de mezcla etílica provee instalaciones para la mezcla de flúido e tílico y tinte con la gasolina motor al objeto de aumentar el número octano y - darle al producto un color distintivo para indicar que contiene tetraetilo de - plomo.

Las especificaciones de las plantas para mezcla de etilo han sido establecidas con gran número de detalles por la Ethyl Gasoline Corporation y la planta - que se proveerá habrá de satisfacer estas especificaciones.

La planta será del tipo de tambor de mezcla. El equipo de mezcla que sumi- nistrará la Ethyl Gasoline Corporation y que seguirá siendo de su propiedad, -- consistirá de:

Eyector de bridas

Unión giratoria simple

Unión giratoria doble

Conducto vertical eyector  
regular equipado con --  
válvula de pedal y niple

Instrucciones médicas para  
la instalación del tam-  
bor

Gráfico de mezcla del tam-  
bor

Estando en operaciones, una bomba de alimentación de gasolina tomará gasolina de uno de los tanques de almacenamiento principales; y la bombeará a uno de los dos tanques de mezcla etílica. Parte de la gasolina pasa a través de un re cipiente de tinte y adquiere el color. Una bomba de baja capacidad y gran ele- vación situada en la Planta de Mezcla Etílica fuerza parte de la gasolina a traves de un eyector arrastrando el flúido etílico del tambor en el cual fuera re-

cibido del fabricante. El flúido etílico y la gasolina se mezclan completamente en la línea de descarga de la bomba y se unen a la gasolina al pasar al tanque - de mezcla.

ITEM NO. 7 - TANQUES INCLUYENDO DIQUES Y CIMIENTOS DE LOS TANQUES

Se proveerán los tanques formando en conjunto una cantidad equivalente a 30 días de provisión de crudo y 30 días de almacenamiento de derivados.

Las capacidades de los varios tanques se basan en el tiempo de abastecimiento requerido para las operaciones normales de la refinería, y tanques de descarga en número y capacidad suficiente para lograr una operación sin contratiempos.

Todos los tanques han sido construídos por soldadura y se suministran con - dispositivos para drenaje de agua. Los tanques para productos livianos son del tipo de techo flotante.

Se suministran diques alrededor de tanques individuales de gran tamaño y alrededor de grupos de tanques pequeños. Los diques cubren un espacio sobradamente grande para contener todo el líquido dentro de los tanques.

Los cimientos de los tanques de almacenamiento se llenarán de arena con anillos de hormigón siempre que sea necesario.

Las esferas descansan en bases individuales bajo cada pata de apoyo.

ITEM NO. 8 PLANTA DE OXIGENO

Se incluye en este proyecto una planta para la producción de 750 pies cúbicos por hora de oxígeno de grado de soldadura. Este oxígeno será comprimido y puesto en los cilindros. Se ha planeado comprar 100 cilindros de oxígeno. La planta tendrá su edificio.

ITEM NO. 9 GENERADOR DE ACETILENO

Se suministrarán generadores de soldadura de acetileno Frend, para operar con carburo de calcio y agua para producir acetileno de soldadura en el lugar

en que deba usarse. Este equipo es portátil y no necesitará edificio.

#### ITEM NO. 10 SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE AGUA SALADA

El sistema de enfriamiento de 12,000 galones de agua salada por minuto, para esta refinería incluye un sumidero y pantalla rotatoria bajo los muelles de la bahía, plataforma para la bomba y caseta, tubería de 24" para la zona de procedimiento de la refinería y condensador de la planta de fuerza, separadores de aceite-agua en las unidades de procedimiento, tubería de 24" de vuelta al mar, tres (3) bombas centrífugas accionadas a motor, de 3,500 galones por minuto, y una (1) bomba centrífuga diesel de 3,500 galones por minuto.

Se recomienda que se instalen ahora dos (2) bombas accionadas a motor y una (1) a diesel, instalándose la bomba adicional accionada a motor en 1955.

#### ITEM NO. 11 SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO DE LA REFINERIA

El Sistema de Aire Comprimido de la Refinería consiste de un solo sistema integral de aire para la refinería, de 100 libras de presión por pulgada cuadrada, el cual abastecerá aire comprimido por toda la refinería. Este sistema consiste de un (1) compresor de aire alternativo accionado a vapor, de 1,000 pies cúbicos por minuto, y un (1) compresor de aire portátil accionado a diesel, de 500 pies cúbicos por minuto; filtros, separadores en las zonas de procedimiento y laboratorio, suplementados por tres compresores para los instrumentos de accionamiento neumático en las unidades particulares de procedimiento.

Se recomienda que se instalen en 1955, con la instalación de cracking térmico, el compresor accionado a vapor de 1,000 pies cúbicos por minuto y dos de los compresores para los instrumentos de accionamiento neumático.

#### ITEM NO. 12 SISTEMA CONTRA INCENDIO

El Sistema Contra Incendio consiste de un sistema completo de agua contra incendio formando un circuito cerrado de 12 pulgadas de diámetro para mantener

una presión de 150 libras por pulgada cuadrada, conectado a dos (2) bombas de 1.500 galones por minuto, una situada en la unidad de crudo y la otra en la unidad de cracking. Una bomba será accionada a turbina y la otra a gasolina. Este sistema se extenderá a las zonas de procedimiento, patio de tanques y edificios. El sistema incluye tuberías, hidrantes, boquillas de torre, válvulas y boquillas de niebla.

Los otros equipos consistirán de un camión de bombeo y espuma, camión de manguera y escalera, y mangueras, espuma líquida y en polvo, camillas, frazadas, extinguidores de mano, extinguidores de carretilla, carro del jefe de bomberos, cuartel de bomberos y garaje.

Se recomienda que la bomba accionada a gasolina sea instalada inicialmente. La bomba de agua contra incendio accionada a turbina debe instalarse en 1955 - con el equipo de cracking.

#### ITEM NO. 13 SISTEMA DE ABASTECIMIENTO DE AGUA

Las provisiones para el servicio de suministro de agua incluyen una tubería de 10" conectada con la línea de Cartagena y extendiéndose a la ubicación de la refinería. El depósito de almacenamiento de agua local consiste de una estructura única soportando un tanque elevado de combinación de agua cruda y tratada.

El agua del acueducto entra el terreno de la refinería y parte se conecta a la casa de calderas y el resto al tanque elevado de depósito de agua cruda. Esta agua baja por gravedad al nivel graduado y recibe una inyección de tratamiento químico de un sistema de alumbre y soda, pasa a través de deflectores de mezcla y entra en la cámara de sedimentación.

De la cámara de sedimentación, el agua pasa a través de filtros, recibe una inyección de cloro y se bombea al tanque elevado de depósito de agua tratada. - El agua potable gravita entonces a distintos lugares por toda la refinería y casas de la refinería.

ITEM NO. 14 AGUA PARA SERVICIO SANITARIO & SISTEMA DE ALCANTARILLADO

Se incluye un sistema de agua para servicios sanitarios, para la Casa de Caldera, Zonas de Procedimiento, Laboratorio, Talleres, Casas del Personal, Casas de los Trabajadores, con un desagüe al mar de tubería de 12 pul.

ITEM NO. 15 DESAGUADEROS DE LA REFINERIA

Se suministrarán dos sistemas de cloacas para el agua de la refinería; uno para el manejo del agua contaminada con petróleo y el otro para agua limpia. - El primero correrá a través del separador de desperdicios de agua y el último se desvía de este equipo y descarga directamente al mar.

Las líneas de cloacas al separador, y el mismo separador tienen un tamaño adecuado para que puedan manejarse todos los desagües de las unidades de procedimiento y los fondos de los tanques y caminos de las zonas de procedimientos.

El separador de agua de desperdicios está construido en secciones y estará de acuerdo con los standards del A.P.I. Cada sección consiste de una cámara - primaria y otra secundaria. Las provisiones de diseño se basaron en el supuesto de que las condiciones naturales del terreno permitan el aprovechamiento de la gravedad de desborde al mar y por consiguiente, no se necesitan bombas.

ITEM NO. 16 SISTEMA DE CARGUE, DESCARGUE Y TRASIEGO

Se incluye un sistema integral para cargue, descargue y trasiego, de suficiente capacidad para las operaciones normales de la refinería.

Este sistema incluirá seis (6) bombas de trasiego y resguardo para la gasolina, nafta, kerosene, tractorina, gasolina polímera y butano. Además, se proveerán dos (2) tanques mezcladores para acabado de la gasolina motor; tres (3) bombas para cargue de petróleo negro y tres (3) bombas para cargue de gasolina y productos blancos.

Se han tomado las medidas necesarias para incluir en la refinería una isla para cargue de camión y otra isla para cargue de ferrocarril. Un conducto de

tubería de 6 pulgadas para productos negros y dos (2) de 6 pulg. también para productos blancos que se extenderán al muelle. Además, se suministrarán rodadores y rampas de carga para cajas y barriles en el muelle. Se suministrarán estacadas y plataforma para el equipo del muelle.

El suministro del equipo necesario relativo al trasiego de la gasolina polímera, gasolina de cracking térmico y el butano, se diferirá hasta tanto se incluya el equipo de cracking.

#### ITEM NO. 17 SISTEMA DE FUEL GAS DE LA REFINERIA

La fuente de abastecimiento principal de combustible para esta refinería será la depropanizadora de la unidad de cracking térmico y el gas de la absorbidora.

Para utilizar este fuel, se instalará un sistema de fuel gas, para operar a 35 libras por pulgada cuadrada de presión y proveer fuel gas para los hornos de las unidades de procedimiento. Un gasómetro de 50.000 pies cúbicos amortiguará el excedente de las oleadas de gas y un recompresor bombeará gas del gasómetro al sistema de fuel gas cuando el suministro de gas se encuentre a una rata baja.

Este sistema debe instalarse al mismo tiempo que la instalación del equipo de cracking térmico.

#### ITEM NO. 18 - SISTEMA FERROCARRILERO

El sistema ferrocarrilero consistirá de un sistema de trocha estrecha de 36 pulgadas. Se asume que el ferrocarril de Bolívar extenderá un desviadero de línea principal a la portada de la refinería. Dentro de la refinería habrá un desviadero de ferrocarril principal, un desviadero para cargue de tanques, desviadero para talleres mecánicos; y junto al mar un desviadero al muelle. Se incluyen también diez (10) carros de plataforma y cubiertos y máquina cambiavía a diesel.

FOSTER WHEELER CORPORATION

ITEM NO. 19 - CAMIONES Y AUTOMOVILES

Se suministrarán seis (6) camiones petroleros para servicio entre Mamonal y Cartagena y diez (10) automóviles para el personal ejecutivo. Los camiones de conservación se describen en el Item No. 25 "Talleres".

Se considera que solamente deben comprarse inicialmente unas tres cuartas partes de los requisitos anteriores y el resto en 1955, cuando se instale la unidad de cracking.

ITEM NO. 20 - SISTEMA DE PURGA

Inicialmente no se requiere sistema de purga. Sin embargo, cuando se instale la unidad de cracking térmico, se incluirá un sistema de purga.

ITEM NO. 21 - EQUIPO MARINO

El equipo marino incluido consiste en un crucero de cabina de 26 pies, una lancha de 30 pies, un bote para amarre y caballetes y carrilera para botes.

ITEM NO. 22 - EDIFICIO PARA OFICINAS

El edificio de la oficina de la refinería será de armazón tipo tropical, de 100 pies por 150 pies y se equipará con las máquinas de oficina necesarias, gabinetes de archivos, mesa de trabajo y otros muebles de oficina. Se separará espacio para las mesas de dibujo, gabinetes para archivar dibujos y papeles y laboratorios para hombres y mujeres. Estas facilidades serán construídas por etapas con el edificio de la refinería, en aproximadamente las mismas partes que cada período de construcción.

ITEM NO. 23 - LABORATORIO

En el proyecto se incluye un laboratorio y zona de ensayos, de cerca de 100 por 100 pies.

En el edificio de tipo tropical se alojarán un equipo C.F.R. de prueba de gasolina, un motor para clasificación de cetano, para diesel fuel y todos los -

equipos pequeños, tales como las columnas de destilación Hempel, columnas de destilación A.S.T.M., frascos, redomas, termómetros, bombas de muestra, latas de muestra, básculas, etc., y los productos químicos de laboratorio necesarios. El laboratorio de prueba debe construirse por etapas con la refinería, en aproximadamente las mismas partes a excepción de los motores de prueba que se necesitarán desde el principio.

#### ITEM NO. 24 - PORTADA Y CASA PARA CAMBIAR DE ROPA

La portada y casa para cambiar de ropa tendrán 100 por 100 pies. Se tomarán las medidas necesarias para incluir un cuarto de guardia, conteniendo relojes de tiempo, dos mesas de trabajo, sillas y gabinete de archivo. Además, tendrá duchas, casillas, bancos y lavatorios. Dado que el número de empleados será mayor del doble con la instalación de cracking, solamente se construirá inicialmente la mitad.

#### ITEM NO. 25 - TALLERES

Este edificio será de 100 por 100 pies.

Se instalará una serie de vías de trocha estrecha a lo largo del edificio de los talleres para permitir el uso de un pequeño vagón para transportar equipos reducidos de un taller al otro.

Una nave de 40 pies, con 100 pies de largo por 25 pies de altura alojará el taller de planchas para calderas e incluirá una grúa, juegos de equipos de soldadura de acetileno, cilindro de planchas, una máquina de cortar, con mesa de conjunto trazador, cepilladora para planchas de metal, una punzonadora y una prensa universal de cizallar metales de calibre liviano.

El resto de los talleres estará repartido en dos (2) naves de 30 por 100 pies, de 15 pies de alto. Una sección en forma de L, de 30 pies de ancho y 50 pies de largo en una dirección y 60 pies de largo en la otra, alojará el taller mecánico y el taller de tubería. En el taller anterior habrá tornos, taladrado



ras, montacargas pesado y rectificadoras.

Una de las restantes secciones de 30 pies del edificio de talleres será ocupado por talleres eléctricos, de instrumentos y carpintería.

Un taller eléctrico, 30 por 30 pies, ocupará una sección del edificio. Estará equipado con taladradoras, instalaciones para la conservación de motores de inducción, instrumentos para probar motores, circuitos, relevadores, bobinas de aislamiento, etc.

El taller de instrumentos estará localizado, en una esquina del edificio de aproximadamente 30 por 30 pies cuadrados, equipado con un torno pequeño para instrumentos y caballetes para pruebas de instrumentos pirométricos, medidores de flujo, manómetros, medidores de agua, etc.

La sección de carpintería será de 30 pies por 50 pies e incluirá una cepilladora, taladradora, sierra circular, sierra de contorno de filo cortante y un juego de herramientas de carpintería.

Junto al taller mecánico habrá un taller de tubería, talleres de hojalatería y herrería y facilidades de lavatorios y agua para beber. Estos servicios incluirán una máquina de roscar tubos, sierra de potencia para cortar metales, herramientas para el ajuste de tuberías y un juego de herramientas de hojalatería y herrería.

Como una tercera parte de los gastos se diferirán hasta que se instale la unidad de cracking.

ITEM NO. 26 - ALMACEN

Este proyecto incluye un edificio de almacén de 50 pies por 250 pies. Casi la mitad del largo total de la zona de almacenamiento está dedicada al almacenaje de tuberías, materiales y productos químicos. Cerca de dos terceras partes de la instalación será diferida hasta que se instale la unidad de cracking.

ITEM NO. 27 - HOSPITAL Y SALA DE PRIMEROS AUXILIOS

Las instalaciones del Hospital y Sala de Primeros Auxilios consistirán de cinco (5) edificios de 30 por 30 pies. Se incluye un equipo de primeros auxilios e instalaciones para cuatro (4) pabellones y Dormitorios para Enfermeras, junto con una ambulancia y dos automóviles para médicos.

Se anticipa que cerca del 70% del total señalado del dinero para estos servicios será gastado inmediatamente y el resto en 1955 o cuando se instale la unidad de cracking.

ITEM NO. 28 - TELEFONO Y SISTEMA PBX (Ramal Telefónico Privado)

Este sistema incluye cuatro (4) líneas de entrada y pizarra, sistemas de patio, teletipo e instrumentos telefónicos.

ITEM NO. 29 - CERCAS DE LA REFINERIA

Una cerca elevada de 8 pies con un brazo extendido adecuado para guarda de alambre de púas circundará toda la refinería y sección de tanques. En la misma forma se cercará la zona de casas de empleados y la de los trabajadores.

ITEM NO. 30 - TALLER DE TAMBORES Y ALMACENAMIENTO

En este proyecto se incluye un taller para hacer y recondicionar tambores, así como una zona de almacenamiento para los tambores.

ITEM NO. 31 - CASA CLUB Y CENTRO DE RECREO

Se han tomado las medidas oportunas para incluir una casa club de 100 por 100 pies y un centro de recreo. Este centro incluirá una barra, salón de lectura, guardarropía, barbería y una combinación de teatro, escenario y salón de baile. Cerca de las dos terceras partes del espacio del edificio será instalado durante la etapa de construcción inicial.

ITEM NO. 32 - CASAS DE VIVIENDA

Se suministrarán un total de diez (10) residencias para el gerente y per-

sonal ejecutivo. Además, habrá casas para diez y seis (16) supervisores casados, capataces y sus familias, dos unidades de ocho habitaciones cada una para el personal soltero y siete (7) unidades de vivienda para 12 familias en cada una, cuatro habitaciones por familia, para el personal de operarios. Se anticipa que cerca del 60% de los ítems respectivos de casas será construido inicialmente.

#### ITEM NO. 33 - RESTAURANTE Y COMISARIATO

Se suministrarán las instalaciones de cocina completas para servir un personal de 100 personas. Se suministrarán sillas y mesas para poder sentar simultáneamente 100 personas.

Además, habrá un comedor de auto-servicio, de capacidad para 400 trabajadores diariamente, 200 cada turno.

Cerca de las dos terceras partes de las instalaciones serán construídas junto con la etapa de destilación del crudo, instalándose el resto junto con los equipos de cracking.

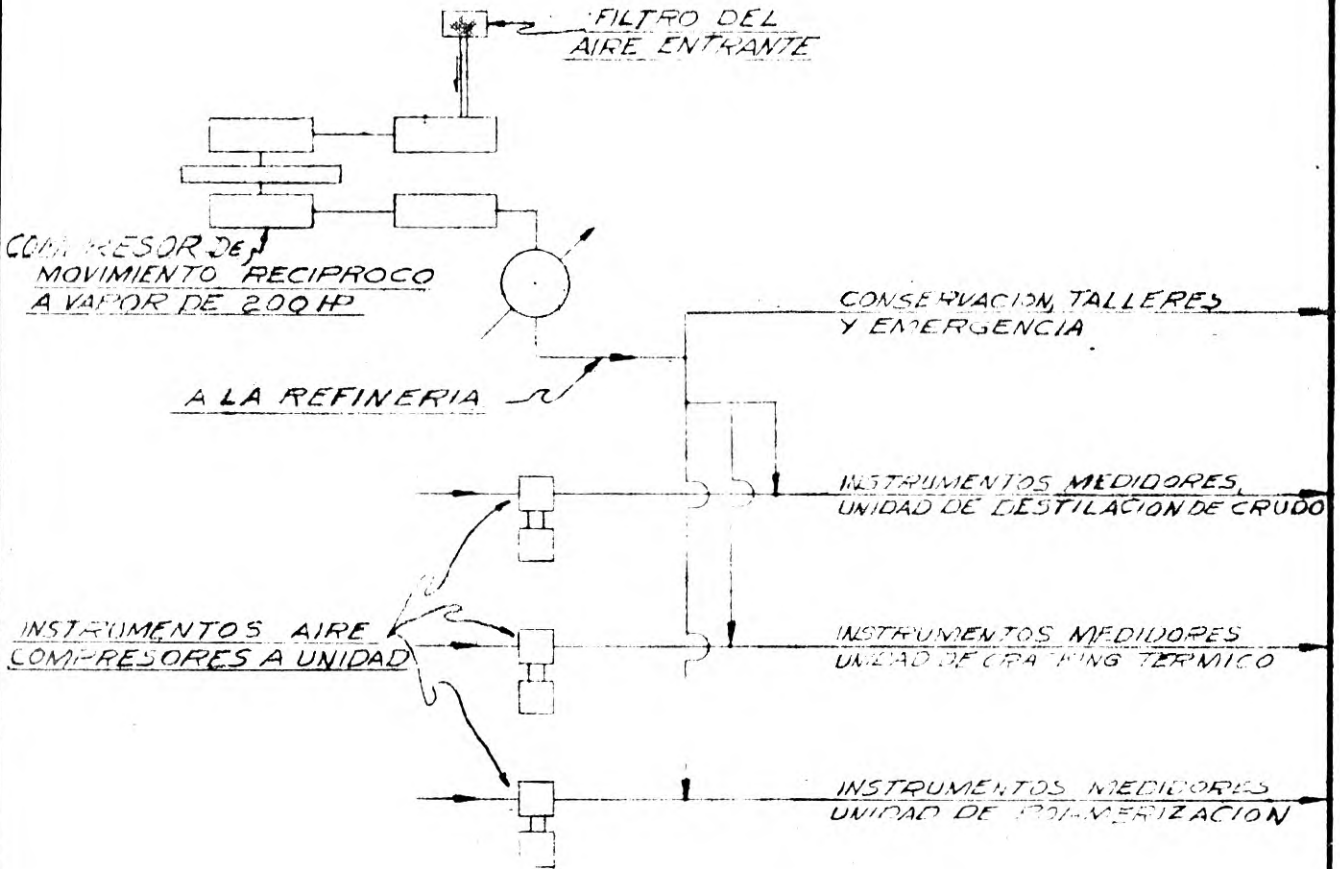
#### ITEM NO. 34 - CAMINOS DENTRO Y FUERA DE LA REFINERIA

Se han tomado las disposiciones necesarias para incluir un máximo de diez (10) millas de caminos pavimentados de asfalto primarios y secundarios, dentro y alrededor de la refinería y no más de cinco (5) millas de caminos pavimentados de asfalto conduciendo a la refinería.

#### ITEM NO. 35 - NIVELACION DEL LUGAR Y COMPRA DEL TERRENO

Se incluye en este proyecto los fondos para nivelar un máximo de 600 acres de terreno y para la compra del terreno para la ubicación de la refinería.

COMPRESORES PORTATILES  
PARA CONSERVACION Y OPERACION INICIAL  
1-500 P.C.M. - DIESEL - PARA EL MANTENIMIENTO  
1-315 P.C.M.A. GASOLINA - SERVICIO DISTANTE Y  
OPERACION INICIAL



ESQUEMA DE ABASTECIMIENTO  
DE AIRE COMPRIMIDO

REFINERIA DE LA COSTA COLOMBIA

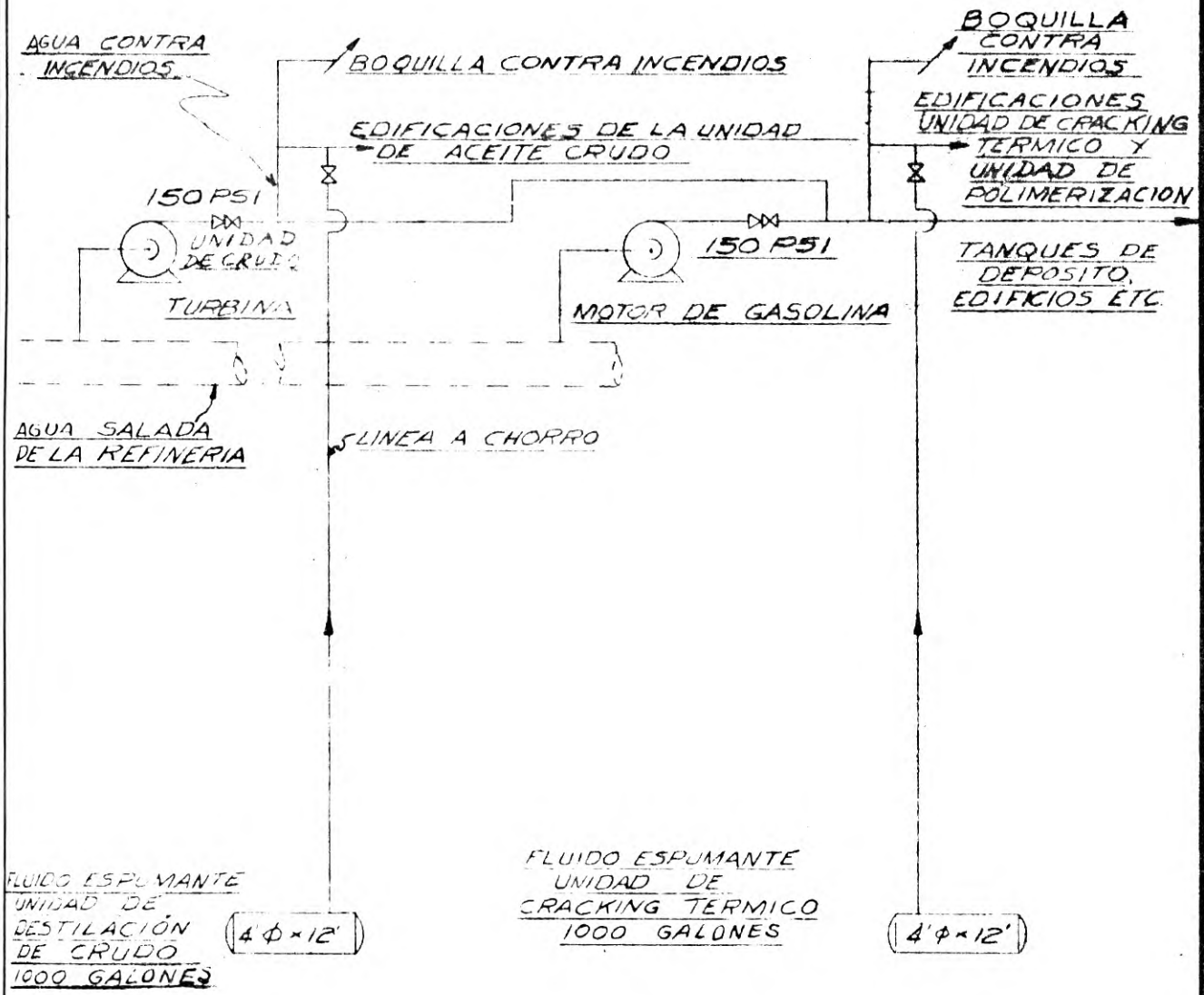
ORDER NO.	RC-503
DRAWN BY:	W.F.Q. 12/28/59
CHECKED BY:	
APPROVED BY:	
SCALE:	1'-0"



This Drawing is the Property of the  
**FOSTER WHEELER CORPORATION**  
 163 BROADWAY, NEW YORK

AND IS LENT WITHOUT CONSIDERATION OTHER THAN THE BORROWER'S AGREEMENT THAT IT SHALL NOT BE REPRODUCED, COPIED, LENT, OR DISPOSED OF DIRECTLY OR INDIRECTLY NOR USED FOR ANY PURPOSE OTHER THAN THAT FOR WHICH IT IS SPECIFICALLY FURNISHED. THE APPARATUS SHOWN IN THE DRAWING IS COVERED BY PATENTS.

OP-495-28



SISTEMA  
CONTRA INCENDIO

REFINERIA DE LA COSTA COLOMBIA

ORDER NO.	RC-503
DRAWN BY:	JM <sup>23</sup> 49
CHECKED BY:	
APPROVED BY:	
SCALE:	-1'-0"
OP-495-29	



This Drawing is the Property of the  
**FOSTER WHEELER CORPORATION**  
 165 BROADWAY, NEW YORK  
 AND IS LENT WITHOUT CONSIDERATION OTHER THAN THE BORROWER'S  
 AGREEMENT THAT IT SHALL NOT BE REPRODUCED, COPIED, LENT, OR DIS-  
 POSED OF DIRECTLY OR INDIRECTLY NOR USED FOR ANY PURPOSE OTHER  
 THAN THAT FOR WHICH IT IS SPECIFICALLY FURNISHED. THE APPARATUS  
 SHOWN IN THE DRAWING IS COVERED BY PATENTS.


FOSTER WHEELER CORPORATION

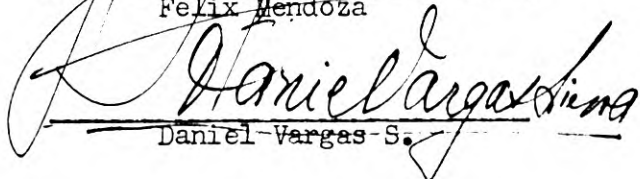
Sometido respetuosamente,


Consejo Nacional de Petroleos

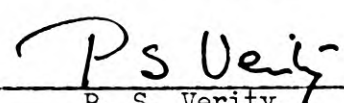
Foster Wheeler Corporation

Petroleum Refinery Division

  
 \_\_\_\_\_  
 Felix Mendoza

  
 \_\_\_\_\_  
 Daniel Vargas S.

  
 \_\_\_\_\_  
 Henry N. LaCroix

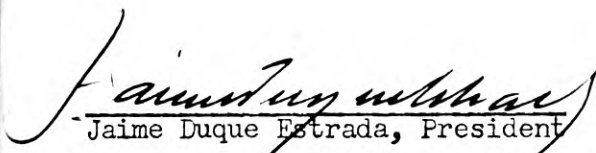
  
 \_\_\_\_\_  
 P. S. Verity

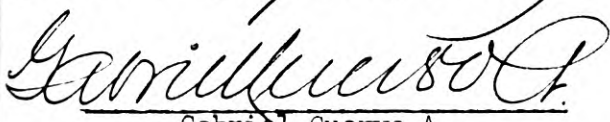
Aprobado por el

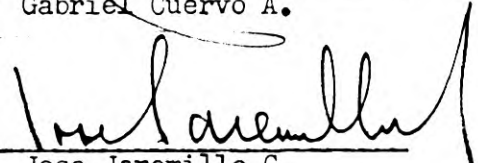
Aprobado por la

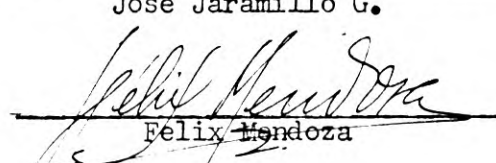
Consejo Nacional de Petroleos

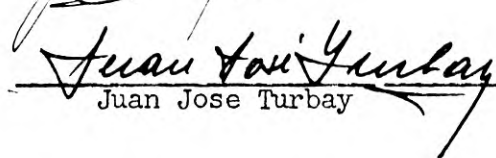
Foster Wheeler Corporation

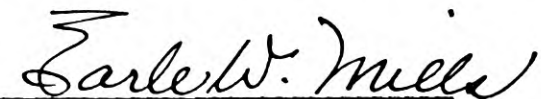
  
 \_\_\_\_\_  
 Jaime Duque Estrada, President

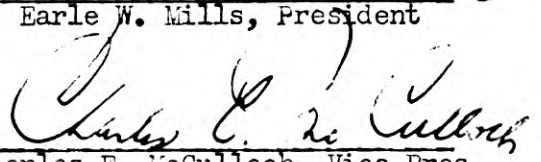
  
 \_\_\_\_\_  
 Gabriel Cuervo A.

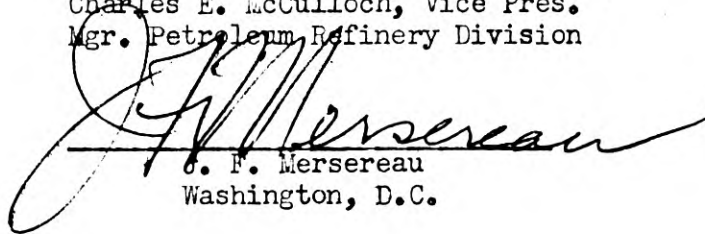
  
 \_\_\_\_\_  
 Jose Jaramillo G.

  
 \_\_\_\_\_  
 Felix Mendoza

  
 \_\_\_\_\_  
 Juan Jose Turbay

  
 \_\_\_\_\_  
 Earle W. Mills, President

  
 \_\_\_\_\_  
 Charles E. McCulloch, Vice Pres.  
 Mgr. Petroleum Refinery Division

  
 \_\_\_\_\_  
 J. F. Mersereau  
 Washington, D.C.

LA REFINERIA ACTUAL

DE

BARRANCABERMEJA

Junio - 1949

FOSTER WHEELER CORPORATION

LA REFINERIA ACTUALDEBARRANCABERMEJAINDICE DE MATERIAS

	<u>Página</u>
Resumen Descriptivo de la Refinería	1
Descripciones por Plantas	
Unidad Foster Wheeler para Destilación de Crudos y Sistema de Tratamiento con Soda	8
Alambique para Destilación de Crudo	17
Unidad de Destilación para Gasolina de Aviación y Especialidades	23
Mezcla de Gasolina Motor	27
Planta de Tratamiento con Fenol	29
Planta de Contacto con Arcilla	34
Unidad para Oxidación de Asfalto	38
Casa de Calderas y Generación de Vapor	41
Planta Generadora y Distribución de la Electricidad	48
Sistema de Fuel Gas	52
Suministro de Aire Comprimido	54
Sistema de Agua Industrial	55
Sistema Local de Agua Para Uso Doméstico	58
Tanques Existentes en la Refinería	64



## DESCRIPCION DE LA REFINERIA ACTUAL DE BARRANCABERMEJA

### Resumen Descriptivo de la Refinería

La refinería actual más importante de Colombia está situada en Barrancabermeja, en el río Magdalena. Esta refinería fué construída y es explotada en la actualidad por la Tropical Oil Co., la cual mantiene los derechos de la Concesión De Mares hasta la fecha de su reversión en 1951.

La refinería comenzó operaciones en 1922 con una batería de cuatro alambiques y una capacidad de cerca de 550 barriles de petróleo crudo por día de carga, de los cuales se elaboraban nafta, kerosene y fuel oil. En 1935, la Tropical Oil Co., contrató con la Foster Wheeler Corporation la erección de una unidad combinada de destilación atmosférica y al vacío con el objeto de satisfacer la creciente demanda de derivados dentro de la zona de influencia de la refinería. El equipo adicional aumentó la capacidad de destilación a 22.000 barriles de petróleo crudo por día de carga.

Tal como se encuentra en la actualidad, la refinería produce material de base para gasolina de aviación, nafta, combustible para tractores, kerosene, diesel fuel, lubricantes, fuel oil, crudo reducido, asfaltos y algunos productos especiales, como solventes, grasas, aceites industriales, y ácido nafténico, llegando a un total de 105 derivados.

Las cargas para tratamiento y los productos principales elaborados por la refinería desde el año en que comenzaron las operaciones aparecen en el cuadro de la página siguiente.

Inmediatamente después del resumen, se ofrece una descripción detallada de las unidades principales de la refinería.

### Destilación del crudo

La destilación del crudo se efectúa en dos unidades principales, es decir, un alambique de crudo, remanente de la vieja batería, el cual fué recondicio-

GASOLINE STOCKS AND PRODUCTS  
SCHEDULES A AND B  
SCHEDULES

YEARLY

FEED STOCKS

YEAR	GASOLINES										YIELD					Totals
	Crude Oil	Natural Gasoline	Motor Gasoline	Aviation	Solvents	Solvent for dry cleaning	Tractorina	Kerosene	Gas oil A.C.M.	Reflux Grade	Absorbent Oil	Transformer Oil	Sublimants	Fuel Oil	Asphaltum	
1921	5,770	-	691	-	-	-	-	642	-	-	-	-	-	4,341	-	4,900
1922	199,541	-	25,294	-	-	-	23,491	7,176	-	-	-	-	-	139,677	-	11,724
1923	340,615	-	44,828	-	-	-	62,512	8,256	-	-	-	-	-	213,294	-	12,668
1924	335,417	-	49,714	-	-	-	57,954	14,733	-	-	-	-	-	200,329	-	12,002
1925	587,022	-	92,572	-	-	-	45,756	15,404	-	-	-	-	-	421,263	-	25,430
1926	737,101	-	130,393	-	-	-	49,634	18,570	-	-	-	-	-	523,232	-	16,445
1927	1,206,499	-	215,555	-	-	-	56,224	25,132	-	-	-	-	-	893,135	-	11,556
1928	1,474,642	-	263,318	-	-	-	61,151	25,648	-	-	-	-	-	1,113,921	-	11,611
1929	1,667,761	-	331,480	8,005	-	-	64,070	23,741	-	2,229	-	-	-	1,226,417	-	17,116
1930	1,230,034	-	278,522	6,602	-	-	55,675	19,967	-	16,385	-	-	17,024	818,693	-	15,551
1931	1,260,392	-	249,787	4,830	-	-	53,658	18,516	-	9,078	-	-	36,168	870,868	-	13,744
1932	941,228	75,884	252,674	11,412	66	43	63,098	23,020	-	11,023	-	-	20,597	615,142	6,296	12,228
1933	775,881	137,289	284,769	11,095	98	191	66,206	31,360	-	6,036	-	-	15,910	463,480	21,805	15,003
1934	1,392,298	139,786	393,885	10,015	301	593	89,455	40,519	-	5,488	-	-	19,657	889,035	18,066	17,587
1935	1,411,238	181,668	429,527	11,459	199	611	78,193	75,611	-	3,824	-	-	28,128	952,131	21,623	27,970
1936	2,051,367	343,473	673,189	17,005	829	1,052	99,421	70,479	-	6,227	-	-	30,970	1,414,420	36,133	25,677
1937	2,376,659	406,417	741,864	48,561	608	2,480	103,334	112,269	-	4,476	-	-	2,755	1,653,986	38,366	24,621
1938	2,761,843	429,663	839,143	26,514	1,215	652	122,209	83,377	-	6,701	-	-	20,993	2,014,552	45,697	19,967
1939	2,804,006	504,839	874,968	39,739	2,265	2,654	137,724	120,366	-	6,120	-	-	27,859	2,001,671	38,711	17,299
1940	2,760,147	623,146	971,597	28,034	2,064	1,498	129,496	113,537	-	269,497	-	-	37,082	1,695,039	76,644	27,990
1941	3,050,098	700,186	1,029,732	35,806	2,563	3,217	155,971	137,155	-	563,477	-	-	30,151	1,629,768	88,120	33,252
1942	3,010,960	580,017	936,396	42,371	3,650	3,650	135,288	176,574	-	669,248	-	-	30,274	1,474,321	73,253	32,860
1943	3,409,356	593,275	901,874	60,231	4,960	5,394	171,512	170,265	-	632,020	-	81	28,370	1,912,390	52,847	11,169
1944	3,736,550	681,630	982,672	79,592	7,041	5,873	176,438	187,166	-	176,222	-	838	35,408	2,620,840	87,005	19,869
1945	4,074,112	655,683	983,702	90,707	6,473	10,942	182,767	186,641	-	-	-	3	38,219	3,094,215	62,931	28,581
1946	4,659,395	657,699	1,054,607	121,677	2,594	20,621	182,924	207,791	-	-	-	-	49,973	3,316,623	96,729	47,968
1947	6,964,822	695,205	1,537,413	104,489	2,336	13,444	241,902	274,708	-	-	-	-	41,624	5,213,893	123,513	504,695
Totals	55,024,754	7,440,860	14,575,166	758,144	37,262	77,915	2,667,233	2,242,951	-	2,317,464	77,087	922	534,133	37,355,676	889,675	-

nado en 1946 y la unidad combinada de destilación de la Foster Wheeler.

(1) Alambique de Crudo No. 1

Esta unidad consiste en un alambique de 14' de diámetro por 40', con 28 tubos interiores, una torre de burbujeo de nueve bandejas, de 7-1/2' de diámetro; condensadores parciales; intercambiadores; un condensador Sterling, así como equipos de control.

Se carga el crudo para producir naftas pesadas y livianas y crudo reducido, el cual se bombea del alambique propiamente. La capacidad máxima de la unidad es de 12.000 barriles, pero normalmente procesa de 10.000 a 11.000 barriles al día.

La nafta se produce para equilibrar las necesidades de la refinería. El crudo reducido junto con alguna gasolina natural se envía a través del oleoducto Andian hasta Mamonal para ser exportado.

(2) Unidad Combinada de Destilación de la Foster Wheeler

Esta es una unidad de dos etapas de destilación atmosférica y al vacío equipada con intercambiadores de cabeza flotante de diseño standard; condensadores y enfriadores; dos hornos de diseño convencional con tubos en el piso y techos, con calefacción mediante quemadores de combinación de gas y aceite de la National Airoil y equipo de control completo.

En 1938, se añadieron equipos condensadores, de enfriamiento y de bombeo, para que la torre de vacío pudiera operarse como un sistema paralelo a presión atmosférica cuando se deseara. Cuando se opera como unidad de destilación de dos etapas, atmosférica y al vacío, tiene una capacidad de 8.400 B.P.-D.C. de crudo en la torre #1 y 4.000 barriles por día de carga de crudo reducido en la torre #2. Cuando se opera en paralelo, la carga total a las dos torres es de 15.000 a 17.000 barriles por día de carga, dependiendo de la operación y derivados que se estén elaborando.

En 1939, se instaló una planta de tratamiento con soda para tratar directamente las naftas, kerosene y diesel fuels, eliminando así la descarga en tanques de depósito intermedio

### Producción de aceite lubricante

Para satisfacer la demanda del país en aceites lubricantes de producción nacional, los destilados lubricantes provenientes de la torre de destilación al vacío reciben (1) tratamiento con fenol, llevándose los refinados a (2) una unidad de contacto con arcilla, donde se suministran los materiales de base para mezcla de aceite lubricante.

#### (1) Planta de Fenol

Esta unidad consiste en dos torres de tratamiento en contracorriente y dos torres de burbujeo para extraerle el fenol al petróleo tratado y para separar el fenol del extracto. Además, hay un sistema de separación del fenol y la unidad de recuperación. En 1938 se instaló un cuarto de control moderno.

La capacidad de tratamiento varía entre 350 barriles por día de carga, y cerca de 500 barriles por día de carga de acuerdo con el material que se esté produciendo. Los destilados lubricantes vírgenes varían desde un índice de viscosidad de 16 a 38 y los refinados desde un índice de viscosidad de 55 a 77.

#### (2) Planta de contacto con arcilla

Antes de 1948, los materiales lubricantes de la planta de fenol se volvían a circular en un serpentín de vacío instantáneo para producir materiales de base para mezcla. A fines de 1948, se cerró la unidad de recirculación, reacondicionándose completamente y se efectuaron ciertas modificaciones para transformarla en una unidad de contacto con arcilla. La unidad tiene una capacidad para manejo hasta 400 barriles de material lubricante por día -

de carga.

### Oxidación de asfalto

Los fondos pesados (material de 125° F.S.P.) de la unidad al vacío de la Foster Wheeler se diluyen con la cantidad necesaria de destilado lubricante de mediana viscosidad y se oxidan por medio de una inyección de aire en el fondo del tanque de oxidación. El tanque de oxidación tiene una capacidad de 300 barriles, mediante una operación intermitente que requiere 24 horas.

### Unidad para Base de Aviación y Especialidades

La gasolina natural de 16 libras de presión de vapor Reid, de El Centro se estabiliza para producir base de gasolina de aviación; también se carga nafta liviana de la Planta Foster Wheeler, para elaborar solventes.

La planta consiste en una torre de burbujeo de 21 bandejas y una torre de burbujeo de 44 bandejas, cada una equipada con un rehervidor, intercambiadores y equipo de bombeo. La capacidad de la unidad varía entre 700 y 900 barriles por día de carga, dependiendo del tipo de operación.

### Elaboración de grasas

Se producen grasas jabonosas de sodio y calcio en dos mezcladores convencionales de tipo de presión atmosférica, equipados con dispositivos ajustables para llenar tambores. La producción promedio es de cerca de 2.200 kilogramos de grasa.

### Auxiliares

#### (1) Casa de Calderas y Planta de Fuerza Motriz

La casa de calderas contiene ocho calderas capaces de generar 83.000 #/hra. de 150 PSIG de vapor saturado a una rata normal (150%) y 90.000 #/hra. a una rata máxima (180%).

La capacidad de generación eléctrica es de 1250 KVA, con una carga eléc-

trica normal de 900 KW a un 74% de factor de potencia. La demanda máxima de Barrancabermeja excede siempre a la capacidad y ocurre todas las noches. Para satisfacer este exceso, la planta de Barrancabermeja se conecta con la planta de El Centro para hacerse cargo del período de carga máxima. Hasta la fecha la demanda máxima en la planta de fuerza de Barrancabermeja ha sido 1,384 KW a un 87% de factor de potencia.

(2) Planta para fabricar cajas y latas, con instalaciones completas para hacer cajas, latas y tambores, así como para llenar las latas.

(3) Sistema de Agua Industrial

Este sistema consiste en bombas, situadas en una casa de bombas en las orillas del lago Miramar, una tubería de 12" a la zona de la refinería y un tanque de almacenamiento de agua de 2.800 barriles de capacidad.

(4) Sistema de agua para uso doméstico

El sistema consiste en un grupo de pozos, cada uno equipado con una bomba centrífuga en la cabeza del pozo, un sistema de purificación consistente en torres de aeración, facilidades para tratamiento y clorinación y filtros, un tanque elevado de almacenamiento y tuberías para la distribución del agua a los centros de consumo.

(5) Instalaciones completas para mezcla de gasolina motor y gasolina de aviación, adición del tetraetilo y coloración.

(6) Capacidad de almacenamiento

La capacidad total de almacenamiento es de aproximadamente 863.000 barriles de los cuales 830.000 son de capacidad de trabajo. La relación detallada de la capacidad es como sigue:

POSTER WHEELER CORPORATION

<u>Materiales</u>	<u>Barriles</u>	
Petróleo crudo	356.000	
Gasolina motor, nafta, gasolina natural	191.000	
Gasolina de aviación	31.500	
Solventes	<u>5.500</u>	
Sub-total		484.000
Kerosene	24.900	
Diesel Oils	25.200	
Fuel Oil y Crudo reducido	168.800	
Aceites lubricantes	41.600	
Asfaltos	26.600	
Sistema de tratamiento de lejía	2.740	
Misceláneos	8.300	
Sobrantes	<u>765</u>	
Sub-total		298.905
TOTAL		782.905

1 Incluye agua de servicio, ácido sulfúrico, solución de espuma contra incendio, ácido nafténico, sabc, fenol y almacenamiento de soda. Se anexa una descripción más detallada de las unidades individuales de los equipos de la refinería y sus operaciones.

REFINERIA DE BARRANCABERMEJA  
UNIDAD FOSTER WHEELER PARA DESTILACION DE CRUDOS  
Y SISTEMA DE TRATAMIENTO CON SODA

INFORME DE LA TROPICAL OIL CO.  
SEPT. 1947

(a) HISTORIA DE LA UNIDAD

La unidad fué construída por la Tropical Oil Company a fines de 1935 y principios de 1936, bajo la supervisión de sus proyectistas la Foster Wheeler Corporation. La unidad se construyó originalmente para elaborar dos materiales como base:

- 1.- Crudo colombiano de L.C.T. (bajo punto de congelación) a razón de - 4.000 barriles por día de carga para obtener nafta o material básico para aviación y nafta con destilados lubricantes.
- 2.- Crudo colombiano de H.C.T. (alto punto de congelación) a razón de - 7.000 barriles por día de carga, para obtener nafta, kerosene y diesel oil (A.C.P.M.).

La unidad es de dos etapas, atmosférica y al vacío, provista de intercambiadores y enfriadores de cabeza flotante, de diseño "standard". Los hornos son de diseño convencional con tubos en el piso y en el techo, provisto de quemadores combinados de gas y aceite, National Airoil.

En 1938 se añadió el equipo necesario para que la sección de vacío de la unidad pudiera funcionar a presión atmosférica. Estos equipos consistieron en bombas adicionales de carga y los condensadores y enfriadores necesarios.

En 1939, se instaló un sistema de tratamiento con soda, el cual permite que el material básico para aviación, la nafta, y el kerosene, después de -- ser tratados pasen directamente al almacenamiento sin necesidad de descarga a tanques intermedios. Durante 1945 y 1946 se agregó un sistema de tratamiento de A.C.P.M. junto con un filtro de arena para kerosene. Los equipos adicionales para el A.C.P.M. consistieron en un tambor acumulador, una tube



ría de mezcla, un asentador químico, una tubería para lavado con agua, un asentador de agua y un filtro de arena.

Posteriormente, y a fin de aumentar la capacidad de la unidad, se añadieron conexiones a la torre No. 1 para separar los fondos durante las operaciones de destilación de lubricantes, con lo cual se logró utilizar en todo tiempo el total de capacidad de destilación primaria de la torre No. 1.

A fin de disminuir la carga al condensador de la parte superior de la Torre No. 2, cuando trabaja al vacío, se dispuso lo necesario para retirar una parte del reflujo e incluirlo en el gas oil del tope.

Durante 1947 se sacaron todas las persianas de la Torre No. 2 exceptuando dos. Después de retiradas, se colocaron enrejados especiales cerca del fondo de la torre.

(b) RECORRIDO DE LA MATERIA PRIMA A TRAVES DE LA UNIDAD

En esta unidad se efectúan dos operaciones principales:

- 1.- Destilación primaria de los crudos colombianos de la Zona "B" ó "C".
- 2.- Operaciones atmosféricas y al vacío, para obtener el máximo de nafta A.C.P.M., y destilados lubricantes.

Durante la operación No. 1, ambas secciones funcionan como unidades atmosféricas de destilación primaria. El crudo destinado a cada unidad se bombea desde el lugar de almacenamiento mediante una bomba recíproca duplex, y se descarga a través de una serie de intercambiadores de calor, pasando por el horno hasta la sección de vaporización de la torre. Los productos residuales o fondos se despojan de fracciones livianas en la sección rectificadora de la torre, mediante vapor recalentado de escape, y se bombean a través de intercambiadores y enfriadores hacia los depósitos de almacenamiento. Se han tomado las medidas necesarias para tomar tres corrientes de cada unidad, según se requiera. La nafta total puede tomarse en su totalidad del tope, o se pueden tomar del tope la nafta ligera, y la nafta pesada de la corriente lateral superior. Co-

mo el material básico para aviación se prepara ahora con gasolina natural en la unidad destinada a gasolina de aviación y especialidades, no es necesario tomar nafta de la corriente lateral superior. Después que las corrientes laterales son despojadas de fracciones livianas, mediante el vapor recalentado de escape, fluyen por gravedad a través de un enfriador y, en el caso del A.C.P.M. a través de un intercambiador siguiendo hasta los tambores acumuladores del sistema de tratamiento con soda. En ambas secciones se usa el reflujó circulante. Ambas bombas son gemelas, de acción recíproca, tomando la succión directamente desde la torre en el segundo o cuarto plato de burbujeo contando desde arriba y descargando en el plato superior a través de dos intercambiadores y un enfriador.

Las corrientes livianas de ambas torres pasan hacia los tambores acumuladores del tratamiento con soda, siendo tratados de la manera siguiente:

1.- Nafta: La nafta sin tratar se bombea desde el tambor acumulador mediante una bomba recíproca. Esta bomba se acciona con un control de nivel de líquido que tiene el tambor. La nafta junto con la cantidad necesaria de soda cáustica de 5°Bé, se descarga en un mezclador, desde allí pasa a un asentador químico, y por último se almacena. La soda se hace circular continuamente hasta que se ha gastado un 90%.

2.- Kerosene: El kerosene sin tratar se toma del tambor acumulador y se descarga en un mezclador junto con una cantidad predeterminada de soda, después pasa a un asentador químico, y finalmente se somete a la acción de un lavador con agua, asentador y filtro de arena, pasando a los depósitos de almacenamiento. En este sistema, la bomba se controla mediante un control del nivel de líquido, colocado en el tambor acumulador. La proporción de kerosene y soda se obtiene con un regulador Foxboro de relación de flujo.

3.- A.C.P.M.: El A.C.P.M. sin tratar se somete al mismo tratamiento que la corriente de kerosene, así que, al salir el producto del tambor acumula-

dor, se trata con soda, se asienta, se lava con agua y se asienta, y finalmente se filtra mediante un filtro de arena antes de pasar a los tanques de almacenamiento del producto acabado.

4.- Material Básico de Aviación: Este sistema no se emplea para tratar una corriente procedente de la unidad combinada de destilación pero, como se halla ubicado junto a los otros sistemas, se le considera aquí. En el tambor de tratamiento se mantiene un nivel predeterminado de soda, y la corriente, después de traspasar la capa de soda, fluye hacia arriba a través de la soda de 5<sup>0</sup>Bé y sale por la parte superior del tambor, yendo directamente a los depósitos de almacenamiento. Es posible aplicar este tratamiento tan ligero, porque el contenido de ácido orgánico y azufre de la gasolina natural de El Centro es extraordinariamente bajo, lo cual representa esencialmente una protección contra el peligro de incluir sulfuro de hidrógeno en el material básico de aviación.

En la segunda operación, para obtener nafta máxima o nafta y Disolvente 3139, A.C.P.M., y destilados lubricantes, el crudo se toma de los depósitos de almacenamiento y se descarga a través de una serie de intercambiadores de calor, se hace pasar por el horno atmosférico, y se envía hacia la torre atmosférica, que funciona esencialmente en la misma forma indicada antes. Una parte del crudo reducido del fondo de la torre No. 1, se carga al horno de la torre de vacío y el exceso por encima de la capacidad de la unidad de vacío se bombea hacia el fuel oil. El material que sale del horno entra a la sección de vaporización de la torre de vacío.

De la torre No. 2, se pueden tomar tres corrientes laterales, lo mismo que productos residuales o fondos (asfalto) y producto de evaporación que es gas oil húmedo. Las corrientes laterales se despojan de fracciones livianas mediante destilación instantánea utilizando vapor recalentado de escape, y a continuación se bombean hacia los depósitos de almacenamiento. El

producto residual o fondo es un asfalto de 120 a 130° F punto de ablandamiento que se bombea hacia el almacenamiento, o se mezcla con una de las corrientes laterales de desechos, para obtener fuel oil.

(c) EQUIPOS Y METODOS PARA EL CONTROL DEL COMBUSTIBLE, LA TEMPERATURA Y EL VAPOR

Cuando la unidad fué construída originalmente, no estaba completamente equipada con aparatos de control; éstos se añadieron en 1939 cuando se instalaron una sala y un tablero de control para las unidades de destilación y el sistema de tratamiento con soda.

El vapor que va a la unidad se mide con un totalizador y se divide entonces en vapor de bombeo para la Sección No. 2; vapor de bombeo para el sistema de tratamiento con soda; y por diferencia, el vapor de bombeo para la Sección No. 1. Una cierta cantidad del vapor que se incluye en el vapor de bombeo de la Sección No. 1, se usa en realidad en la chimenea de ventilación para dispersar los gases. El vapor activo que va al serpentín No. 2 se registra en un medidor aparte.

El vapor de exhosto que se usa para destilación en las torres, se indica en el tablero de control. El consumo total para cada unidad se registra en un medidor aparte.

El gas combustible que va a los hornos, se registra mediante medidores Foxboro para gas. El contenido de anhídrido carbónico de los gases de la chimenea, se registra para poder controlar la eficiencia de la combustión.

La mayor parte de las temperaturas importantes se regulan automáticamente, y cualquier temperatura que no lo sea, se registra o se indica en la sala de control.

Todos los niveles principales se controlan en forma automática excepto el nivel del fondo de la Torre No. 1, que se regula a distancia mediante un control manual, ya que ésto proporciona un funcionamiento más uniforme cuando

do funciona como unidad combinada. Los niveles existentes en los fondos de las torres se indican mediante tres luces de señal que hay en el cuadro de control.

(d) DESCRIPCION DEL CRUDO QUE SE CARGA A LA UNIDAD

En la unidad se cargan dos tipos de crudo:

- 1.- Petróleo crudo colombiano L.C.T. (Bajo punto de congelación), de la Zona "B".
- 2.- Petróleo crudo colombiano de la Zona "C".

El tipo dos es una mezcla que se recibe de El Centro. Después que llega a los tanques de Barrancabermeja se mezcla nuevamente con cualquier exceso disponible del tipo uno. La mezcla final se compone de los crudos siguientes:

<u>Crudo</u>	<u>Proporción Aproximada</u>
a) Crudo Colombiano de Alto Punto de Congelación .....	11%
b) Crudo Colombiano Zona "B", de Bajo Punto de Congelación ....	11%
c) Crudo Colombiano de Infantas..	11%
d) Crudo Colombiano de Colorado de Alto Punto de Congelación	2%
e) Crudo Colombiano de La Cira Zona "C" .....	65%

Este crudo es comúnmente llamado Crudo Colombiano de la Zona "C" de L.C.T. (Bajo Punto de Congelación). La mezcla final puede ser clasificada como de base nafténica y como tipo intermedio entre ligero y pesado con base en el contenido de gasolina. El contenido de sal de la mezcla es suficientemente bajo -- por lo que hay muy pocas dificultades debidas a obstrucciones en los intercambiadores, o formación de incrustaciones en los tubos del horno. Los vestigios de cloruros de magnesio y de calcio producen corrosiones en el equipo de condensación y enfriamiento y en la bomba de reflujo, lo cual debe ser neutralizado mediante inyección de amoníaco. En la torre No. 1 se inyecta amoníaco en -

esos puntos vulnerables. En la Torre No. 2 se inyecta actualmente cerca del vertedero superior, aunque se dispone de empalmes para poder inyectarlo como en la Torre No. 1.

Aunque las características de esta mezcla de crudo son las de Bajo Punto de Congelación, contiene una pequeña cantidad de cera cristalina que tiende a precipitarse aún a la temperatura ambiente, en los aceites de mayor viscosidad tratados con fenol. Por esta razón, como no se dispone de facilidades de extracción de cera, no se emplea este crudo en la producción de destilados lubricantes.

El crudo del tipo uno, que es esencialmente el mismo excepto en lo referente a los destilados lubricantes, después de su destilación primaria en la torre atmosférica, se carga a la unidad de vacío para obtener destilados lubricantes. La razón principal de esta forma de operar, es la ausencia de la pequeña cantidad de cera cristalina que resulta tan inconveniente cuando se usa el crudo de la Zona "C". Otras diferencias que presentan los destilados lubricantes del crudo de Zona "B" son un I.V. menor para igual viscosidad, un menor residuo de carbón y un punto mínimo de fluidez ligeramente más bajo.

(e) EQUIPOS DE EMERGENCIA

La unidad no está provista con equipos de emergencia, tales como bombas y enfriadores.

(f) EQUIPOS INACTIVOS

En esta unidad no hay equipos inactivos.

REFINERIA DE BARRANCABERMEJAALAMBIQUE PARA DESTILACION DE CRUDOINFORME DE LA TROPICAL OIL COMPANYSEPT. 1947(a) HISTORIA DE LA UNIDAD

El alambique No. 1 para crudo fué construído originalmente durante 1926 a 1927. Consistía en un alambique de 14'-5" de diámetro por 40'-7-1/2", y estaba equipado con 28 conductos internos para gases de combustión; una chimenea de 3'-2" por 57", una torre de burbujeo con nueve platos de 7' 7-1/2" por 22' 1-1/2"; condensadores parciales de diseño Leach, y dos intercambiadores de calor Leach, de vapor. El alambique fué construído sobre cimientos de ladrillo y cemento. Durante 1927 se construyó una casa de bombeo debajo de la caja del condensador.

Este alambique fué sometido a grandes reparaciones en 1933, cuando se le construyó un fondo completamente nuevo, y se renovaron todos los conductos internos de gases y sus bridas.

Esta unidad fué planeada originalmente para ser empleada junto con los alambiques 2, 3, y 4. El crudo se cargaba al alambique No. 1, y se retiraba la nafta. Los fondos se bombeaban a los alambiques 2 y 3 para obtener una mayor reducción. Después que se construyó la unidad combinada de destilación Foster Wheeler, esta operación ya no fué necesaria. Después de haberse terminado la instalación de la unidad combinada de destilación, se empleó el alambique durante cierto tiempo para la destilación primaria inicial de crudo en la obtención de nafta total. En 1943, fué retirado de servicio.

Las necesidades de gasolina motor en los años de la postguerra, hicieron patente la urgencia de disponer de más equipos de destilación primaria y por esta razón el alambique fué puesto nuevamente en servicio, a principios de -

septiembre de 1946. Antes de volver a funcionar, el alambique fué completamente reparado y se reemplazaron los intercambiadores de calor para productos residuales por uno de tamaño mayor.

Durante 1947, se necesitó una capacidad de destilación primaria aún mayor y nuevamente el alambique fué retirado de servicio. Se efectuaron los cambios necesarios para poder aumentar la carga para tratamiento en unos 1,000 barriles por día de carga. Estos cambios incluyeron dos nuevos intercambiadores de calor para fondos, una nueva línea de retorno de la torre al alambique, una línea de carga más grande a la torre, la construcción de un tanque de descarga de nafta equipado en forma tal que el reflujo frío pudiera ser bombeado desde allí hasta el tope de la torre, y cambios en las purgas de los condensadores parciales Leach. Además, la entrada de carga a la torre fué colocada dos platos más abajo. En agosto de 1947 se añadió otro intercambiador de calor para fondos.

(b) RECORRIDO DE LA MATERIA PRIMA A TRAVES DE LA UNIDAD

El crudo se toma del almacenamiento por una bomba reciproca duplex y se descarga a través de condensadores parciales Leach y tres intercambiadores de calor para productos residuales o fondos hasta el segundo plato de la torre. Los fondos de la torre se devuelven al alambique mediante una línea de retorno.

Los fondos del alambique son retirados a través de tres intercambiadores de calor para residuos, y se pasan por dos enfriadores de caja, hasta el lugar de almacenamiento del oleoducto.

La nafta, tomada en la parte superior, después de pasar a través de los condensadores parciales Leach y serpentines Sterling, se envía al tanque de descarga de nafta y al asentador de agua. La porción de la nafta condensada en la primera sección de los condensadores parciales Leach, se devuelve a la torre, para reflujo.



Cualquier reflujo adicional que se necesite se bombea a la torre desde el el tanque de descarga de nafta.

(c) EQUIPOS Y METODOS PARA EL CONTROL DEL COMBUSTIBLE, LA TEMPERATURA Y EL VAPOR

El vapor que se usa en esta unidad se mide en un totalizador. Se indica el vapor enviado al alambique y por diferencia se puede calcular el vapor de bombeo.

El gas para el horno se registra en un medidor Foxboro para gas.

La temperatura del alambique se regula a distancia, manualmente, desde la sala de control. La temperatura de la parte superior de la torre se regula - mediante la inyección de reflujo frío a través de una válvula reguladora.

Los niveles del alambique y del tanque de descarga se controlan automáticamente tal como se indica en las planillas de Medidores e Instrumentos de -- Control.

(d) MEDIDORES E INSTRUMENTOS DE CONTROL

<u>Fabricante</u>	<u>Tipo</u>	<u>Función</u>
Leeds y Northrup	Potenciómetro Registrador y Regulador	Registrar y controlar la temperatura de la parte superior de la torre mediante una válvula reguladora situada en la línea de reflujo frío.
Leeds y Northrup	Potenciómetro Registrador (2 puntos)	Registrar las temperaturas a la entrada del alambique y de la torre.
Leeds y Northrup	Potenciómetro Registrador (2 puntos)	Registrar las temperaturas a la salida del recalentador de vapor, y de la carga de crudo a la salida de los condensadores parciales.
Leeds y Northrup	Potenciómetro Indicador de 24 puntos.	Indicar varias temperaturas - importantes en distintos puntos de la unidad.

<u>Fabricante</u>	<u>Tipo</u>	<u>Función</u>
Foxboro Co.	Regulador y Registra dor de Flujo	Registrar y controlar la carga a la unidad mediante una válvula reguladora colocada en la línea de vapor a la bomba de carga.
Foxboro Co.	Registrador de Flujo	Registrar el flujo total de vapor que se envía a la unidad.
Foxboro Co.	Registrador de Flujo	Registrar el flujo de nafta -- que sale de la unidad.
Foxboro Co.	Cuadro de Control Manual a Distancia	Regular el flujo de gas que va al horno, mediante una válvula reguladora situada en la línea de gas.
Foxboro Co.	Indicador de flujo	Indicar el flujo de vapor que va al alambique.
Foxboro Co.	Indicador de flujo	Indicar el flujo de agua que se envía a la unidad.
Fisher Gov. Co.	Regulador de nivel de líquido	Regular el nivel en el alambique mediante una válvula reguladora colocada en la línea de vapor a la bomba de productos residuales o fondos.
Fisher Gov. Co.	Regulador de nivel de líquido	Controlar el nivel de nafta en el tanque de descarga, mediante una válvula reguladora en la línea que va al tanque acumulador del sistema de tratamiento con soda.
Fisher Gov. Co.	Regulador de nivel de líquido	Regular el nivel de la superficie de contacto del agua y la nafta en el tanque de descarga mediante una válvula reguladora en la línea de desagüe.
Fisher & Porter Co.	Indicador de flujo (rotámetro)	Indicar el flujo de amoníaco -- que se envía a la unidad.

(e) EQUIPOS DE EMERGENCIA

La unidad tiene una bomba duplex horizontal National Transit, (7-1/2" x 6" x 10") que sirve como bomba de carga en caso de emergencia.

WHEELER CORPORATION

Se dispone de una bomba National Transit, horizontal, simplex, (15" x 8" x 12") para usarla como bomba de emergencia para fondos, o para vaciar el alambique.

(f) EQUIPOS INACTIVOS

En esta unidad no hay equipos inactivos.

---

REFINERIA DE BARRANCABERMEJA

UNIDAD DE DESTILACION PARA GASOLINA DE AVIACION

Y ESPECIALIDADES

INFORME DE LA TROPICAL OIL CO.

SEPT. 1947

(a) HISTORIA DE LA UNIDAD

Durante 1943 se recibió la torre No. 1 de la unidad actual para gasolina de aviación y especialidades, procedente de la planta de gas de El Centro. - Dado que en El Centro se usaba la torre como absorbedora, hubo que cambiar - los platos, etc., para darle su forma actual, y poder usarla satisfactoria- mente, para rebajado ("undercutting") o para estabilización.

Mediante algunos pequeños ajustes solamente, se pudo usar esta torre pa- ra todas las operaciones hasta fines de 1945, en cuya época la segunda torre quedó lista para el servicio. Esta torre No. 2 fué construída en Barrancaber- meja por el Departamento de Ingeniería de la refinería y ha venido usándose - desde ese entonces, sin haber experimentado prácticamente ningún cambio en su diseño.

Durante 1947, se hicieron cambios en la tubería, lo que hizo posible to- mar gasolina natural de 16 RVP de la línea de El Centro y cargarla directamen- te a la unidad. Después de ser estabilizada se entrega a los tanques, y los productos de evaporación se devuelven a la línea de gasolina natural.

(b) RECORRIDO DE LA MATERIA PRIMA A TRAVES DE LA UNIDAD

La nafta o carga de gasolina natural destinada a esta unidad se bombea ha- cia la torre a través de un precalentador y un intercambiador de calor. Se - suministra calor adicional por un rehervidor de vapor para los fondos. Los re

## FOSTER WHEELER CORPORATION

siduos de la unidad o fondos pasan a través de un intercambiador de calor y un enfriador, y se envían hacia los depósitos de almacenamiento. Los productos de evaporación se envían a través de un condensador y un enfriador antes de entrar en el tambor de reflujo. El reflujo se bombea al plato superior, junto con la producción (exceso sobre el reflujo) dirigiéndose a la torre No. 2 como carga, o al almacenamiento de solvente acabado. La torre No. 2 funciona prácticamente en la misma forma. La única diferencia es que la carga no recibe ningún precalentamiento, aunque si se desea, el intercambiador de calor del fondo puede usarse como precalentador de vapor.

La unidad para gasolina de aviación y especialidades, está sin embargo - construída en forma tal que cualquiera de las torres puede usarse independientemente de la otra, ya sea para estabilización o para "undercutting". (Redes tilación).

(c) EQUIPOS Y METODOS PARA EL CONTROL DE LA TEMPERATURA Y EL VAPOR

El vapor total y el vapor que va al rehervidor No. 2 se miden y se registran. El vapor que va al rehervidor de la torre No. 1 y el precalentador de la torre No. 2 se indican por separado pero no se registran. El vapor de -- bombeo incluyendo la pequeña cantidad usada en el precalentador de la torre No. 1, se obtiene por diferencia, después que el otro ha sido totalizado.

Las presiones en la torre se regulan automáticamente por reguladores de presión que accionan válvulas de diafragma en las líneas de los productos - de evaporación.

Las temperaturas de la parte superior de la torre se regulan automáticamente: La de la torre No. 1 por una válvula de diafragma que regula el vapor que llega al rehervidor, con su par térmico colocado en la línea de vapor. La torre No. 2, por una válvula de diafragma situada en la salida de vapor condensado del rehervidor con el par térmico en la bandeja 12a contando desde la parte superior de la torre.

El reflujo que va a ambas torres se regula manualmente.

(d) EQUIPOS DE EMERGENCIA

No hay ningún equipo especial de emergencia en esta unidad.

(e) EQUIPOS INACTIVOS

En esta unidad no hay equipos inactivos.

---

REFINERIA DE BARRANCABERMEJAMEZCLA DE GASOLINA MOTORINFORME DE LA TROPICAL OIL CO.SEPT. 1947(a) HISTORIA DE LA UNIDAD

Esta unidad fué construída en 1941 de acuerdo con un diseño recibido del NORTE. Ha estado en uso desde entonces sin ningún cambio importante en su diseño.

(b) RECORRIDO DE LA MATERIA PRIMA A TRAVES DE LA UNIDAD

Los tanques de carga para las operaciones de mezcla de gasolina, son los tanques 10 y 77 que contienen nafta y gasolina natural, respectivamente. La mezcla resultante de gasolina motor se bombea a los tanques de Galán (tanques 95 y 96) con las líneas dispuestas en forma tal que las mezclas pueden también hacerse en los tanques de la refinería (tanques 8 y 43).

(c) EQUIPOS Y METODOS DE CONTROL

La nafta y la gasolina natural se proporcionan y registran por un regulador de proporción de flujo. Los transmisores de flujo, indican el flujo de la nafta y de gasolina natural y están equipados de manera que un elemento eléctrico Rotax puede detener ambas bombas si el flujo de cualquiera de los ingredientes disminuye por debajo de una rata determinada.

(d) EQUIPO DE EMERGENCIA

En esta planta no hay ningún equipo especial de emergencia.

(e) EQUIPOS INACTIVOS

En esta planta no hay equipos inactivos.

REFINERIA DE BARRANCABERMEJA  
PLANTA DE TRATAMIENTO CON FENOL  
INFORME DE LA TROPICAL OIL CO.  
SEPT. 1947

(a) HISTORIA DE LA UNIDAD

La unidad fué construída originalmente en 1934 y puesta en funcionamiento a principios del siguiente año. Esta planta consistía de un asentador horizontal en el cual se bombeaba la mezcla de aceite y fenol, después de pasar por el mezclador Lever.

Pronto se vió que esta unidad era inadecuada y en 1936 se instaló una torre de tratamiento a contracorriente. Hasta 1944, esta torre resultaba de capacidad suficiente para abastecer todas las demandas de Barrancabermeja. En 1944 y 1945 las demandas aumentaron en tal forma que se tuvo que construir un tratador nuevo de mayor tamaño. Esta torre funcionó por primera vez en noviembre de 1945. Debido al tamaño y número de perforaciones de las bandejas, la torre no funcionaba en forma satisfactoria y varias veces en 1946 hubo que re-perforarlas. Como estos cambios no mejoraron el funcionamiento, la torre fué reconstruída de acuerdo con planos facilitados por el Departamento de Ingeniería General de La Imperial Oil, en Sarnia, Canadá. La torre se puso de nuevo en servicio en junio de 1947.

La sección de destilación de la planta, tal como fué construída originalmente, consistía en una unidad que se usaba alternativamente para recuperación y para extraer el fenol. A medida que aumentó la demanda de aceites lubricantes se vió la necesidad de aumentar los equipos de destilación. En 1938 se construyó una unidad de recuperación completamente nueva. Durante el mismo año se instaló una moderna sala de control con instrumental completo.



TABLA IIPRODUCIDO BRUTO CALCULADO PARA LA REFINERIA DE BARRANCABERMEJA

Base: Precios Promedios en Refinería  
Vigentes de Enero a Junio de 1949

Productos	1948				1955		
	Volúmenes			Barranca MM GPA (a)	Valor US \$/Año	Volúmenes MM GPA (a)	Valor US \$/Año
	U.S. ¢/Gal.	Nacional MM GPA (a)	Petrólea MM GPA (a)				
<u>Gasolinas</u>							
Aviación Base	15,0	3,55		3,55	532.500	8,3	1.245.000
Motor	10,2	55,3	2,8	52,5	5.640.600	101,9	10.393.800
<u>Otros Destilados</u>							
Tractorina	10,1	2,5		2,5	252.500	8,05	813.000
Solventes	15,0	0,8		0,8	120.000	1,5	225.000
Kerosene	10,2	8,7		8,7	887.400	6,85	698.700
A.C.P.M.	8,9	13,1	1,575	11,525	1.025.700	13,1	1.165.900
<u>Otros Productos</u>							
Lubricantes	60,0	1,44		1,44	864.000	3,6	2.160.000
Asfaltos	8,5	4,8		4,8	408.000	17,5	1.487.500
Fuel Oil	6,07	102,0		102,0	6.191.400	70,9	4.303.600
		192,19	4,375	187,815	15.922.100	231,70	22.492.500
Crudo Reducido(d)	4,05			80,185	3.247.700	0	0
<b>A) VALOR TOTAL DE LOS PRODUCTOS</b>				268,000	19.169.800	231,70	22.492.500
				17.500 BFD		15.100 BFD	
<u>Costo de Crudo Usado:</u>							
	US \$/Bbl.		BFD		BFD		
De Mares	2,10(f)		16.100		11.753.000	10.600	7.738.000
Barco Pesado	2,80					1.400	1.430.800
Barco Liviano	3,00					2.300	2.518.500
Gasolina Natural(e)	4,00		1.600		2.336.000	1.300	1.898.000
<b>B) COSTO TOTAL DE CRUDO</b>			17.700		14.089.000	15.600	13.585.300
<b>C) PRODUCIDO BRUTO (A + B)</b>					5.080.800		8.907.200

- NOTAS:**
- (a) Millones de galones por año.
- (b) Véase (b), Tabla I para los productos. No se conocen la producción neta de la refinería de Barranca en 1948. Las ventas totales de los productos nacionales en 1948 menos las ventas de productos de la refinería de La Petrólea dan las ventas nacionales netas de productos que se asumen iguales a la producción de Barranca.
- (c) Los productos refinados en, y vendidos por, la refinería de la "Colpet".
- (d) Crudo reducido sin demanda en los mercados de Colombia (residuo de refinación para productos blancos) y exportado por Troco, a un valor calculado de U.S. \$0.40 menos por barril que el del petróleo crudo. Este producto no se producirá en el futuro.
- (e) Gasolina natural de un valor calculado a U.S. \$0.28 menos por barril que el de la gasolina motor.
- (f) Precios promedios vigentes de enero a junio, 1949.

tamiento sirven también como tanques de carga para el extractor de fenol. Una bomba recíproca bombea el aceite tratado a través de la sección de convección del horno, hacia la torre por la tercera bandeja contando desde arriba. El fenol se toma por encima, se condensa y lo que excede al reflujo necesario se bombea a los tanques de fenol gastado. Los residuos o fondos de la torre se vuelven a hervir en la sección de radiación del horno. El vapor fenólico se inyecta al fondo de la torre a fin de asegurar la completa rectificación del petróleo tratado. Los fondos que exceden las cantidades necesarias para circulación, pasan a los tanques de lubricantes.

### (c) EQUIPOS Y METODOS DE CONTROL

Todas las temperaturas y presiones importantes se registran o se indican en la sala de control. La carga enviada a la torre se registra y regula por un regulador de flujo, Foxboro.

El gas consumido en el horno de extracción de fenol se registra en un indicador de flujo Foxboro.

## 3.- UNIDAD DE RECUPERACION

### (b) RECORRIDO DE LA MATERIA PRIMA A TRAVES DE LA UNIDAD

El fenol gastado, que se toma desde el tanque de almacenamiento por una bomba recíproca, se descarga a través del horno de recuperación hacia la torre atmosférica, por encima de la tercera bandeja contando desde el fondo. El fenol, que se retira como corriente lateral, pasa a través de un enfriador hasta los depósitos de almacenamiento. La bandeja situada debajo de la de salida, recibe reflujo de fenol frío tomado de la descarga de la bomba que carga el fenol a la unidad de tratamiento. El agua fenólica, se toma de la parte superior, se condensa y se envía al almacenamiento. El agua fenólica condensada se usa como reflujo de la parte superior de la torre.

Los fondos procedentes de la torre atmosférica pasan a la rectificadora al vacío y entran por la cuarta bandeja contando desde la parte superior. - Los productos de evaporación condensados, se envían al almacenamiento de fenol gastado. El vapor fenólico se inyecta al fondo de la torre de vacío para asegurar la máxima recuperación de fenol procedente del extracto.

Los fondos de la rectificadora al vacío, (extracto) se usan como flujo para el fuel oil o Bunker "C".

(c) EQUIPOS Y METODOS DE CONTROL

Todas las temperaturas importantes se registran o se indican en el cuadro de instrumentos de control. El flujo de fenol gastado que se envía a la torre se registra y se regula mediante un regulador Foxboro.

El gas que se consume en esta sección se registra con un medidor Foxboro.

(d) EQUIPOS DE EMERGENCIA

Tambor de purga para ambos hornos. Un serpentín enfriador de emergencia para el serpentín de recuperación de purga.

(e) EQUIPOS INACTIVOS

En la actualidad el antiguo tratador de aceite se halla inactivo. Los planes futuros consideran usar este tratador como un absorbedor de agua fenólica.



REFINERIA DE BARRANCABERMEJA  
PLANTA DE CONTACTO CON ARCILLA  
INFORME DE LA TROPICAL OIL CO.

SEPT. 1947

(a) HISTORIA DE LA UNIDAD

La unidad fué construída en 1929-30, habiendo sido diseñada originalmente para elaborar Petróleo Crudo Reducido de Bajo Punto de Congelación, a fin de obtener destilados lubricantes y asfalto. La unidad tal como fué construída originalmente consistía en el horno actual, con los equipos siguientes - para productos de evaporación: un separador de arrastre, una torre de burbujeo de cinco bandejas y un condensador de productos de evaporación.

En 1936, se reacondicionó la torre con el objeto de poder recircular los stocks de aceite lubricante tratado con fenol. Se retiró el separador de arrastre, se sustituyó una torre de burbujeo de cuatro bandejas, y se agregó un segundo condensador de productos de evaporación. También se dispuso lo necesario para tomar una corriente lateral de la torre No. 1.

En 1941, se renovó la casa de bombeo; se agregó una sala de control con un juego completo de reguladores automáticos.

En 1943, se retiró la sección del vaporizador especial y se añadió una bandeja de fraccionamiento y otra de rectificación.

En 1948, la unidad fué convertida en una planta de contacto con arcilla, sustituyéndose las bandejas de burbujeo de las torres de fraccionamiento por bandejas del tipo de disco y "rosquillas" y agregándose tanques para mezcla de pasta aguada, o lechada, filtros-prensa, enfriadores y bombas, tal como se indica en el diagrama de flujo.

(b) RECORRIDO DE LA MATERIA PRIMA A TRAVES DE LA UNIDAD

La carga de materia prima se bombea hacia uno o dos de los tanques de --

mezcla de pasta aguada. Se añade arcilla en la cantidad necesaria y se mezcla con el petróleo por medio de un mezclador de tipo de hélice. Al mismo tiempo la lechada del otro tanque de mezcla se bombea hacia el horno. Cuando este tanque está vacío se hace la succión en el primer-tanque y el segundo se carga con petróleo y arcilla.

La lechada o pasta aguada calentada pasa desde el horno al rectificador al vacío en el cual se elimina cualquier producto de descomposición mediante rectificación con vapor.

Los fondos de la torre se bombean a uno ó dos filtros-prensa Sweetland, en los cuales se filtra la arcilla contenida en la lechada. Cuando el filtro se llena con arcilla usada, se desvía el flujo hacia la otra prensa, y se vacía la primera.

El petróleo filtrado se somete a una rectificadón final a vapor, en la torre No. 2, a fin de extraerle los últimos vestigios de material liviano y mejorarle el olor.

Los fondos procedentes de esta torre se enfrían y se bombean en forma alternada a través de uno o dos filtros-prensa Shriver a fin de secarlos. Mientras una de las prensas recibe la corriente, la otra se limpia. El material filtrado se almacena como producto ya acabado.

#### (c) EQUIPOS Y METODOS DE CONTROL

El vapor que se envía a la unidad se mide por medio de un Totalizador. Se emplean instrumentos indicadores para el vapor que se envía al chorro para producir vacío y a las secciones del fondo de las dos torres. El vapor de bombeo se calcula por diferencia.

El nivel de líquido del fondo de la torre No. 1 se regula automáticamente mientras que el del fondo de la torre No. 2 se controla a mano.

La rata del flujo de la lechada que va al horno se controla automática-

mente.

Las temperaturas más importantes se controlan automáticamente. Las que no lo son, se registran o se indican en la sala de control.

---

REFINERIA DE BARRANCABERMEJA  
UNIDAD PARA OXIDACION DE ASFALTO  
INFORME DE LA TROPICAL OIL CO.  
SEPT. 1947

(a) HISTORIA DE LA UNIDAD

Esta unidad, se construyó originalmente en 1938, utilizándose hasta 1946 con solamente pequeñas reformas. En 1946 se reemplazó la línea de vapor de 8" por otra de 12" de diámetro, y los pulverizadores de vapor fueron diseñados de nuevo para que proporcionaran una mayor acción de barrido por encima del líquido. El nuevo diseño se basó en las informaciones obtenidas del Departamento de Ingeniería General de La Imperial Oil Company de Sarnia. A principios de 1947 se instaló un nuevo compresor de aire rotativo, Allis Chalmers (Tipo 13-B), de una etapa.

(b) RECORRIDO DEL MATERIAL A TRAVES DE LA UNIDAD

El asfalto de 125° F aproximadamente de punto de ablandamiento, se bombea desde el lugar de almacenamiento hasta esta unidad después de lo cual se diluye con la cantidad necesaria de destilado lubricante, de viscosidad mediana.

Esta mezcla se oxida mediante una inyección de aire comprimido que se hace por el fondo del alambique. Después que la oxidación ha comenzado, la temperatura de la reacción se regula haciendo circular diesel fuel oil frío, por el serpentín interno de enfriamiento.

(c) APARATOS Y METODOS PARA EL CONTROL DEL COMBUSTIBLE, LA TEMPERATURA Y EL VAPOR

El gas, el vapor y el aire que se envían a esta unidad se regulan manualmente. El gas y el vapor se registran en medidores de flujo Foxboro y el caudal de aire se mide con un medidor de flujo Meriam.

Las temperaturas de la parte central y del fondo del alambique se registran en un potenciómetro registrador de 2 puntos Leeds and Northrup.

(d) EQUIPOS DE EMERGENCIA

No hay ningún equipo especial de emergencia.

(e) EQUIPOS INACTIVOS

En esta unidad no hay equipos inactivos.

---



REFINERIA DE BARRANCABERMEJACASA DE CALDERAS Y GENERACION DE VAPORINFORME DE LA TROPICAL OIL CO.SEPT. 1947(a) HISTORIA DE LA UNIDAD

El edificio original (de 40' x 180') que contenía las calderas y equipos auxiliares fué construído en 1923. El edificio se hizo con piso de concreto, armazón de acero, y se empleó teja corrugada de hierro para los lados y el techo.

La primera ampliación que se hizo en 1930 fué de 25'10" x 53'7".

En el año siguiente, se hizo una nueva ampliación de 20' x 40' y se utilizó para alojar el turbogenerador de 1000 KW.

Una tercera ampliación de 25' x 39'6" se efectuó de 1936. Tanto esta ampliación como las anteriores se hicieron de los mismos materiales que el edificio original.

El edificio actual contiene todos los generadores, calderas, y sus equipos auxiliares.

Equipos de la Casa de Calderas

La casa de calderas contiene ocho calderas. A continuación se describen las mismas:

- 6 - Calderas Springfield de tambor atravesado, tipo de colector-cabezal seccional, de 202 H.P. de régimen nominal, de una presión de diseño de 200# por pulgada cuadrada para suministrar vapor saturado, equipadas con hornos holandeses (Dutch Ovens) para quemar gas y/o aceite, para tiro natural, con chimenea de acero, válvula automática de retención de vapor, dos válvulas de seguridad, regulador de agua de alimentación Copes, y columna de seguridad Reliance. Los tubos (inclinados) son los siguientes:

20 - 3"	Diám. Ext.	5'3" de longitud
20 - 3"	Diám. Ext.	10'8" de longitud
120 - 3"	Diám. Ext.	18'0" de longitud

2 - Calderas Springfield, de tambor atravesado, tipo de colector-cabezal seccional, de 240 HP. de régimen nominal, presión de diseño de 200# por pulgada cuadrada, para suministrar vapor saturado, equipadas para quemar gas y/o aceite, tiro natural, chimenea de acero, válvula automática de regulación de vapor, dos válvulas de seguridad, regulador de alimentación de agua Copes, columna de seguridad Reliance. Los tubos (inclinados) - son los siguientes:

24 de 3" Diám. ext.	de 10'8" de longitud
22 de 3" Diám. ext.	de 5'3" de longitud
144 de 3" Diám. ext.	de 18'0" de longitud

Las calderas No. 1 y 2 se instalaron en 1923, las Nos. 3 y 4 en 1924, las Nos. 5 y 6 en 1930, y las Nos. 7 y 8 (de 240 HP. cada una) en 1936.

El equipo de bombeo de la casa de calderas consiste de:

Bombas de Alimentación

- 1 - Bomba centrífuga Gould de 5 etapas, 220 galones por minuto a 416 pies de contrapresión, directamente acoplada a una turbina de vapor, sin condensación, de 37 HP, 1750 RPM, de una sola etapa, tipo DS-114, para vapor saturado a 150 libras por pulgada cuadrada, fabricada por la General Electric. Esta bomba se instaló en 1947.
- 1 - Bomba centrífuga Gould de 5 etapas, de 220 galones por minuto a 416 - pies de contrapresión, directamente acoplada a un motor trifásico General Electric de 40 HP 220 Voltios de 1.735 rpm, tipo K, y a una turbina de vapor sin condensación G.E. tipo de etapas, D-57 para vapor - saturado a 150 libras por pulgada cuadrada. Esta bomba fué instalada en 1936.
- 1 - Bomba de vapor, Ideal Duplex, de 12 x 6-3/4 x 16 con regulador de vapor accionado a presión, marca N. S. Co., No. 05849.

Bombas para Fuel Oil

- 2 - Bombas Advance Duplex de vapor, 4-1/2 x 2-3/4" x 4" para fuel oil con calentador de vapor y filtro, instaladas en 1923.

(b) CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO

Agua

El suministro de agua se obtiene ya sea del sistema de alimentación industrial (tanque 54 de la refinería), o del sistema de agua doméstica que está -

conectado de manera que en caso de interrupción en el sistema de agua industrial se disponga siempre de agua del sistema doméstico.

A esta agua de alimentación no se le aplica ningún tratamiento excepto -- un recalentamiento mediante un calentador Cochrane de tipo de superficie, -- (con condensador de ventilación y 100 pies cuadrados de superficie de calefacción fabricado por la Canadian Allis Chalmers Mfg. Co.), que se instaló en 1929. Este calentador tiene una capacidad nominal de 100.000 libras por hora. Antes de instalarse este precalentador, se hacía la operación mediante dos calderas de campo de cincuenta HP, para quemar gas. Al instalarse el mencionado precalentador, se retiraron estas calderas.

El vapor de escape del generador de 1000 KW se emplea en este precalentador de tal manera que el agua de alimentación, después de ser medida, entra en la caldera a una temperatura de 200° F como mínimo, pasando por los reguladores Copes de agua de alimentación.

A continuación se indica un análisis representativo del agua de alimentación. Este análisis es de una muestra tomada en el lugar de trabajo, el 9 de abril de 1946.

PH . . . . .	6,2
Total de sólidos . . . . .	37,0 p.p.m.
Pérdidas por ignición . . . . .	24,0 p.p.m.
Hierro expresado en $Fe_2O_3$ . . . . .	5,6 p.p.m.
Aluminio expresado en $Al_2O_3$ . . . . .	0,6 p.p.m.
Calcio expresado en CaO . . . . .	1,8 p.p.m.
Magnesio expresado en MgO . . . . .	0,5 p.p.m.
Cloruros expresados en NaCl . . . . .	0,1 p.p.m.
Sulfitos . . . . .	nada
Oxígeno (disuelto) . . . . .	vestigios
Anhídrido carbónico (disuelto) . . . . .	12, p.p.m.

### Combustible

Las calderas queman dos clases de combustible: gas o fuel oil. El gas se suministra desde la planta de gas de El Centro. El gas es seco, con un contenido bruto B.T.U. de 1.074 por pie cúbico. Entra en los quemadores a --

una presión regulada de 5-20 libras por pulgada cuadrada.

El fuel oil de la producción regular de la planta tiene una gravedad A.P.I. de aproximadamente 18,9 con una potencia calorífica de 18.600 a 18.700 B.T.U. - por libra. Los tanques de almacenamiento de fuel oil no están provistos con calentadores pero inmediatamente después de la bomba se usa un calentador de vapor de escape, de manera que el aceite entra a los quemadores a una temperatura promedio de 107° F con una viscosidad Saybolt en segundos furol de aproximadamente 150, a esa temperatura. La presión del aceite es como promedio de 100 libras por pulgada cuadrada. En todas las calderas se emplea un quemador de tipo Zinc hecho en Barrancabermeja.

#### Eficiencia

A fin de mantener una alta eficiencia de combustión, el anhídrido carbónico de los gases de combustión se mantiene entre 7 y 10%. La cifra menor se usa -- cuando se quema gas mientras que la mayor es la que se desea obtener cuando las calderas queman aceite.

#### Balance de Vapor

La producción total de vapor de las calderas y los consumos de las varias - unidades de la refinería, cuando son lo suficientemente importantes, se miden y se registran. Por lo general, se puede computar del 80 al 85% de todo el vapor producido. El resto se considera consumido en las varias unidades pequeñas, en escapes y pérdidas en las tuberías.

Diariamente se preparan informes sobre el rendimiento y balance de vapor de la planta generadora, los cuales se comparan con normas establecidas de carácter preliminar.

#### EQUIPOS Y METODOS PARA EL CONTROL DEL VAPOR Y EL COMBUSTIBLE

Todos los medidores y registradores que se usan en la casa de calderas se - indican en el cuadro siguiente:

MEDIDORES E INSTRUMENTOS DE CONTROL

<u>Fabricante</u>	<u>Tipo</u>	<u>Función</u>
Bailey Meter Co.	Medidor para caldera	Registrar o integrar el caudal de vapor y registrar la presión del vapor, flujo de aire y presión de vapor en la caldera No. 1
Bailey Meter Co.	Medidor para caldera	La misma para la caldera No. 2
Bailey Meter Co.	Medidor para caldera	La misma para la caldera No. 3
Bailey Meter Co.	Medidor para caldera	La misma para la caldera No. 4
Bailey Meter Co.	Medidor para caldera	La misma para la caldera No. 5
Bailey Meter Co.	Medidor para caldera	La misma para la caldera No. 6
Bailey Meter Co.	Medidor para caldera	La misma para la caldera No. 7
Bailey Meter Co.	Medidor para caldera	La misma para la caldera No. 8
Bailey Meter Co.	Medidor Registrador de Flujo e Integrador	Registrar e integrar el flujo de vapor enviado a las turbinas No. 4
Bailey Meter Co.	Medidor Registrador de Flujo	Registrar el flujo total de vapor -- destinado al taller de Carpintería y talleres de ferrocarril
Foxboro Company	Medidor Registrador de Flujo	Registrar el flujo total de vapor de las calderas
Foxboro Company	Termómetro Registrador de 2 puntos	Registrar las temperaturas de la entrada y salida del calentador de -- agua de alimentación de las calderas
Foxboro Company	Medidor Registrador de Flujo	Registrar el flujo de gas que se envía a las calderas
Foxboro Company	Medidor Registrador de Flujo	Registrar el flujo de agua de alimentación que va a las calderas
Foxboro Company	Medidor Registrador de Flujo	Registrar el caudal total de agua -- que va a la Planta Gra
Bristol Company	Manómetro Registrador	Registrar la presión del vapor que -- hay en el colector-cabezal principal de la caldera
American Ash -- Croft Co.	Manómetro Indicador de presión	Indicar la presión del agua de alimentación de la caldera

<u>Fabricante</u>	<u>Tipo</u>	<u>Función</u>
Foxboro Company	Regulador de presión estabilizado a 30# - por pulgada cuadrada con 4 válvulas reguladoras Foxboro	Regular el flujo de gas que va a las calderas
Mason Neilan Co.	Regulador de 2"	Regular la presión del agua de alimentación

Capacidad

Carga Total de Vapor

Carga Normal . . . . .	64.900#/hora - F&A 212° F
Carga Máxima . . . . .	86.200#/hora - F&A 212° F
Carga Mínima . . . . .	40.500#/hora - F&A 212° F

Capacidad Total de Producción de Vapor

Régimen normal (150%) . . . . .	83.000#/hora - real
Régimen Máximo (180%) . . . . .	99.400#/hora - real

Condiciones de Funcionamiento

Presión de Vapor en la Casa de Calderas

Promedio . . . . .	156#/pulgada cuadrada
Máximo . . . . .	158#/pulgada cuadrada
Mínima . . . . .	154#/pulgada cuadrada

Presión de Vapor en los Lugares de Trabajo

Promedio . . . . .	150#/pulgada cuadrada
Máxima . . . . .	154#/pulgada cuadrada
Mínima . . . . .	147#/pulgada cuadrada

Presión en el quemador de aceite . . 75-100#/pulgada cuadrada

Presión en el quemador de gas . . . . 5-20#/pulgada cuadrada

Temperatura del agua de alimentación a la entrada del calentador . . . . . 83° F

Temperatura del agua de alimentación a la entrada de las calderas . . . . . 207° F

Temperatura promedio de los gases de combustión a la salida de las calderas . . . . . 450° F

Calidad del Vapor . . . . .	97%
Factor Promedio de Evaporación . . . . .	1,03
Porcentaje de CO <sub>2</sub> en los gases de Combustión . . . . .	7-10 (Según el combus- tible empleado)

(c) EQUIPO DE EMERGENCIA

Quando la presión del gas es demasiado baja se quema fuel oil en las calderas, el cual se almacena en dos tanques de 15' 6" de diámetro de 6' 0" de altura. Las dos bombas Advance para fuel oil se emplean para bombear el combustible hacia los quemadores. La bomba Ideal para barro de ciénaga se usa como bomba auxiliar para alimentación de agua a las calderas.

(d) EQUIPOS INACTIVOS

No hay ninguno.

REFINERIA DE BARRANCABERMEJAPLANTA GENERADORA Y DISTRIBUCION DE LA ELECTRICIDADINFORME DE LA TROPICAL OIL CO.SEPT. 1947(a) HISTORIA DE LA UNIDAD

Los generadores, los compresores de aire y equipos auxiliares están situados en el mismo edificio donde se hallan las calderas.

En 1923 se instalaron tres turbo-alternadores, a vapor sin condensar, de 200 KW, 3.600 R.P.M., directamente acoplados, cada uno de los cuales comprende una turbina Kerr de 300 HP., tipo dividido, tamaño 202, 150 libras por pulgada cuadrada de vapor saturado, y un alternador Allis Chalmers trifásico, de 60 ciclos, 2.300 voltios, 3.600 R.P.M. y excitatriz de 125 voltios.

En 1931 se instaló un equipo turbogenerador G.E. de 1.000 KW, 3.600 R.P.M., directamente acoplado, de vapor sin condensar, formado por 1 turbina de vapor Curtis de una etapa, con relevador de aceite, válvula reguladora controlada por regulador piloto y alternador trifásico de 1.250 KVA., 60 ciclos, 2.300 Voltios, factor de potencia 0,8, neutro aislado, con excitatriz directamente acoplada de 16 KW, 125 Voltios, conductos de aire, cables principales y de excitación, enfriador de aceite, válvula atmosférica de seguridad y tuberías.

(b) CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO

La capacidad instalada para generación de electricidad es de 1.250 KVA. En esta cifra de 1.250 KVA no se incluyen tres turbogeneradores instalados, de una potencia total de 750 KVA, pues su estado los hace prácticamente inservibles como equipos de funcionamiento normal. Sin embargo, se emplean ocasionalmente como condensadores sincrónicos para mejorar el factor de potencia.

El factor de potencia de potencia de la planta varía entre 72 y 95%.



La energía eléctrica normal que se genera es de 900 KW con factor de potencia de 74%.

La carga eléctrica máxima que se genera es de 1,060 KW con 92% de factor de potencia.

Como la demanda máxima en Barrancabermeja excede siempre a la carga, la carga eléctrica máxima aparece todas las noches. Para poder atender este exceso, la planta generadora de Barrancabermeja se interconecta con la planta de El Centro durante dicho período de carga máxima. La máxima demanda hasta la fecha, en Barrancabermeja, ha sido de 1,354 KW con factor de potencia de 87%.

La planta eléctrica de El Centro tiene siete calderas, cada una de las cuales puede producir 30,000 lbs. de vapor por hora, a una rata de 200%. El vapor producido tiene una presión de 225 libras con 100° F de recalentamiento. Por lo tanto, aunque la capacidad generadora de El Centro es de 8,000 KW., la cantidad de vapor disponible permite generar solamente 6,200 KW. Esta potencia se genera mediante el turbo-generador de 5,000 KW con condensación, junto con uno de los tres turbo-generadores de 1,000 KW sin condensación. La planta de El Centro funciona con una carga bastante constante de aproximadamente 6,000 KW.

Aunque Barrancabermeja puede interconectarse con El Centro, la reserva que la planta puede proporcionar a El Centro tiene poco valor práctico. Durante los períodos de inspección en El Centro, cuando se inspecciona y repara el generador de 5,000 KW de la planta, la estación de Barrancabermeja pone en operaciones todas las calderas para generar suficiente vapor para alimentar dos de las unidades de 200 KW, junto con el generador de 1,000 KW. — En estas condiciones Barrancabermeja puede suministrar 300 KW a El Centro en cualquier momento, excepto durante la noche cuando Barrancabermeja tiene que atender su carga máxima. En estas épocas, Barrancabermeja se basta a sí mis

ma para satisfacer sus necesidades.

Cuando el generador de 1,000 KW de Barrancabermeja deja de utilizarse con motivo de inspección y reparaciones, toda la carga de Barrancabermeja se atiende desde El Centro. Las unidades de 200 KW se conectan con el sistema para mejorar el factor de potencia y mantener el voltaje en las barras colectoras de la estación.

El procedimiento normal de funcionamiento de la estación de Barrancabermeja consiste en atender su propia carga de 900 KW con 74% de factor de potencia durante el día, e interconectarse con El Centro durante la noche cuando ocurre el máximo de la demanda de aproximadamente 1,250 KW con factor de potencia de 90%.

#### Características de las corrientes

<u>Lugar</u>	<u>Voltaje</u>	<u>Fases</u>	<u>Ciclos</u>
En la Planta Generadora	2,300	3	60
En los Motores	2,300	3	60
	400	3	60
	200	3	60
Para Alumbrado	110	1	60

Todos los motores que funcionan en las unidades de la refinería son de 220 ó de 440 Voltios según donde estén ubicados. En lo posible se prefiere usar 440 Voltios para reducir las pérdidas en la línea y las fluctuaciones de voltaje. Los motores de potencia fraccional son de 110 voltios.

Los motores de 2,300 voltios existentes en Barrancabermeja están provistos de arrancador compensador. Para el arranque directo de la línea de 440 voltios, existe un límite de 40 HP, empleando elementos térmicos de sobrecarga para cortar el circuito del motor cuando ocurre una sobrecarga continua de 10% de la potencia del motor. Para el arranque directo a 220 voltios, el límite es 20 HP con elementos térmicos de sobrecarga.

Capacidad

No se dispone de datos fidedignos sobre consumo, con anterioridad a 1942, - aunque se sabe que ha habido un aumento constante en el mismo. Se estima que - en 1931 se consumieron aproximadamente 1.400.000 KWH, y en 1941 la cifra estima da es de 5.500.000 KWH. Los datos de los años más recientes se indican a conti nuación:

Capacidad en KWH.-

<u>Año</u>	<u>Producido en Barrancabermeja</u>	<u>Recibido de El Centro</u>	<u>Total</u>
1942	4.896.296	1.086.000	5.982.296
1943	3.452.800	2.188.000	5.640.800
1944	4.974.000	874.000	5.848.000
1945	5.546.000	830.500	6.378.500
1946	6.664.700	493.000	7.157.700

(c) EQUIPOS DE EMERGENCIA

Para alumbrado en caso de emergencia, se usa un turbogenerador de 110 vol-  
tios.

(d) EQUIPOS INACTIVOS

No hay ninguno.

---

REFINERIA DE BARRANCABERMEJASISTEMA DE FUEL GASINFORME DE LA TROPICAL OIL CO.SEPT. 1947(a) CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO Y EQUIPOS

El gas natural se recibe de la planta de gas de El Centro, a una presión aproximada de 300 libras por pulgada cuadrada. Este gas contiene 1.074 BTU brutas por pie cúbico.

Exactamente antes de entrar en la zona de la refinería, se reduce la presión del gas a 75 libras por pulgada cuadrada. Un segundo regulador de presión reductor, reduce aún más la presión del gas, a la presión de trabajo de la refinería que es de 40 libras por pulgada cuadrada aproximadamente.

En las páginas siguientes se indican las principales líneas de distribución y los medidores empleados para registrar el consumo de las varias unidades.

En circunstancias corrientes el consumo total que se mide, difiere solamente en un dos por ciento de la cantidad que se recibe de El Centro.

---

SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLEMEDIDORES E INSTRUMENTOS DE CONTROL

<u>Fabricante</u>	<u>Tipo</u>	<u>Función</u>
Mason-Neilan Co.	Regulador Reductor de Presión	Reducir la Presión del gas de El Centro, a una presión intermedia a la entrada -- del área de la Refinería
Mason-Neilan Co.	Regulador Reductor de Presión	Reducir la presión intermedia a la presión de trabajo del área de la Refinería
Plant	Piloto Sensible	Controlar la presión del Aire a la presión de trabajo del regulador
Foxboro Co.	Manómetro Registrador	Registrar la presión de trabajo del gas, en el colector principal
Foxboro Co.	Medidor Registrador	Registrar el total del gas recibido de -- El Centro
Foxboro Co.	Medidor Registrador de Flujo	Registrar el flujo del gas enviado al -- área de la planta generadora
Foxboro Co.	Medidor Registrador de Flujo	Registrar el flujo de gas destinado a -- los Talleres, Laboratorios y al sistema local
Foxboro Co.	Medidor Registrador de Flujo	Registrar el flujo del gas que se envía a las unidades de Re-Elaboración. (Clay Contact)
Foxboro Co.	Medidor Registrador	Registrar el flujo del gas para el Incinerador, casa de Bombeo del Lago Miramar y la nueva zona de viviendas de Trabajadores

---

SUMINISTRO DE AIRE COMPRIMIDO A LA REFINERIACOMPRESORES DE AIRE(a) CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO, EQUIPOS, ETC.

Los equipos compresores de aire son los siguientes:

- 1.- 1 - Compresor de aire, Chicago Pneumatic, horizontal, de un cilindro, y doble efecto, de 10" diámetro, 12" carrera, y 281 RPM, accionado por correas en V por un motor trifásico de 75 HP, 2,200 -- Voltios, tipo KT 547 y de 1.150 RPM.
- 2.- 1 - Grupo compresor-motor de gas, Ingersoll Rand XVG, formado por un motor a gas de 4 cilindros XVG, 11" x 12", de 350 RPM, acoplado directamente a un compresor de aire I.R. de 2 etapas, de doble efecto, horizontal, de 15-1/2" x 10" de diámetro y 12" carrera.

CargaPresión en los compresores

Presión media .....	100 libras por pulg. cuadrada
Presión máxima .....	105 libras por pulg. cuadrada
Presión mínima .....	60 libras por pulg. cuadrada

Presión en los lugares de trabajo

Presión media .....	98 libras por pulg. cuadrada
Presión máxima .....	102 libras por pulg. cuadrada
Presión mínima .....	55 libras por pulg. cuadrada

Capacidad

La capacidad total instalada es de 1.025 pies cúbicos por minuto, con la distribución siguiente:

Compresor No. 1 .....	275 p.c.m.
Compresor No. 2 .....	750 p.c.m.

MEDIDORES E INSTRUMENTOS DE CONTROL

<u>Fabricante</u>	<u>Tipo</u>	<u>Función</u>
Chaplin Fulton Co.	Regulador Reductor de Gas	Reducir la presión de gas que va al motor del compresor de aire

REFINERIA DE BARRANCABERMEJA  
SISTEMA DE AGUA INDUSTRIAL  
INFORME DE LA TROPICAL OIL CO.  
SEPT. 1947

(a) HISTORIA DE LA UNIDAD

Desde 1923 el agua necesaria para las unidades de la refinería viene obteniéndose del Lago Miramar, que está situado a 1-1/2 millas aproximadamente al este de la refinería. El sistema consistía originalmente de dos bombas a vapor y tres bombas centrífugas Gould que se agregaron posteriormente.

(b) CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO Y EQUIPOS

Todas las bombas centrífugas para servicio de agua se hallan en la casa de bombas situada en la orilla del Lago Miramar. El agua se bombea al tanque de almacenamiento de la refinería, (Tanque 54), a través de una tubería de 12". - La capacidad de este tanque es de 2,800 barriles. Desde este tanque el agua - se distribuye al área de la refinería.

1. Equipos de Bombeo

Los equipos de bombeo del Lago Miramar son los siguientes:

- 3 Bombas centrífugas Gould, Fig. No. 3095, tamaño No. 4 con un régimen de 750 galones (U.S.) por minuto, a 174 pies de contrapresión, velocidad 1.750 R.P.M., accionadas por motores eléctricos de 50 HP. Las bombas están provistas de piezas de fundición de bronce.

2. Caída de Presión

La caída de presión calculada, entre la casa de bombas y el tanque - 54 es como sigue:

1 Bomba en funcionamiento .....	8,45 libras por p.c.
2 Bombas en funcionamiento .....	27,50 libras por p.c.
3 Bombas en funcionamiento .....	57,10 libras por p.c.

3. Presiones en la Casa de Bombas

Las presiones de la línea, en la casa de bombas, son las siguientes, con -

las bombas funcionando en la forma indicada:

- 1 Bomba en funcionamiento ..... 43 libras por p.c.
- 2 Bombas en funcionamiento ..... 60-75 libras por p.c.
- 3 Bombas en funcionamiento ..... 70-75 libras por p.c.

4. Capacidad del Sistema

La capacidad máxima de las bombas centrífugas para servicio de agua es de 2,250 galones por minuto. Si debido a una demanda excesiva esta capacidad no es suficiente, se usa además una de las bombas a vapor.

A continuación se indican las cifras del consumo promedio de agua industrial durante la primera mitad de 1947:

<u>Mes</u>	<u>Consumo Promedio</u>
Enero .....	1.440 G.P.M.
Febrero .....	1.127 G.P.M.
Marzo .....	1.239 G.P.M.
Abril .....	1.330 G.P.M.
Mayo .....	1.569 G.P.M.
Junio .....	1.735 G.P.M.

5. Calidad del Agua Bombeada

La calidad del agua del Lago Miramar varía considerablemente con las estaciones. Durante la estación de las lluvias (primavera y otoño), predomina el agua de la superficie que contiene una cantidad considerable de material vegetal. Esto casi no produce otra consecuencia que una decoloración del agua. Durante el resto del año, el agua es más clara y limpia, conteniendo una cantidad ligeramente mayor de materia mineral.

Para ayudar a controlar la calidad del agua, la Compañía opera una compuerta que mantiene el nivel del lago en una posición pre-determinada. Si este nivel no puede mantenerse por falta de agua, entonces puede ajustarse la succión en el lago.

En el párrafo siguiente se indica el análisis de una muestra corriente del agua del Lago Miramar:



Cantidad en partes por millón

Total de sólidos	37
Pérdida por ignición	24
Hierro expresado en $Fe_2O_3$	5,6
Aluminio expresado en $Al_2O_3$	0,6
Calcio expresado en CaO	1,8
Magnesio expresado en MgO	0,5
Cloruros, expresados en NaCl	0,1
Sulfitos	nil
Oxígeno (disuelto)	vestigio
Anhidrido carbónico (disuelto)	12
pH	6,2

(c) EQUIPOS DE EMERGENCIA

Hay dos bombas a vapor situadas debajo de un pequeño cobertizo cerca de la casa de bombas de Miramar. Estas bombas se usan en casos de emergencia o cuando se efectúan reparaciones en las bombas centrífugas. El vapor necesario para estas bombas se suministra por dos calderas de campaña de 50 HP, situadas en un cobertizo próximo. El agua de alimentación de estas calderas se suministra por dos pequeñas bombas que se detallan a continuación:

- 1 Bomba National Transit, horizontal duplex (6 x 4 x 6)
- 1 Bomba National Transit, horizontal duplex (7-1/2 x 3 x 10)

Los detalles de las dos bombas de emergencia son los siguientes:

- 1 Bomba Giant Mud Hog, Horizontal, a vapor, duplex, de 12" x 6-1/4 x 14" de 210 galones U.S. por minuto de capacidad, a 45 R.P.M.
- 1 Bomba National Transit, horizontal, duplex a vapor, de 12" x 10" x 18" de 730 galones U.S. por minuto de capacidad a 45 R.P.M.

MEDIDORES E INSTRUMENTOS DE CONTROL

<u>Fabricante</u>	<u>Tipo</u>	<u>Función</u>
Foxboro Co.	Medidor Registrador de Flujo	Registrar el flujo total del agua procedente del Lago Miramar

(d) EQUIPOS INACTIVOS

No hay ninguno.

REFINERIA DE BARRANCABERMEJA  
SISTEMA LOCAL DE AGUA PARA USO DOMESTICO  
INFORME DE LA TROPICAL OIL CO.  
SEPT. 1947

(a) HISTORIA DE LA UNIDAD

El sistema de abastecimiento de agua para uso doméstico fué construído originalmente en 1923. El agua procedente de dos pozos se bombeaba a un tanque -- elevado, (Tanque No. 57), desde el cual se distribuía por gravedad. A medida -- que la demanda aumentó se perforaron más pozos y se instalaron más líneas de -- distribución.

En 1938, se instalaron dispositivos para tratamiento de agua consistentes -- en un aereador, un tanque de asentamiento, un inyector de coagulante, un clori- zador, dos filtros a presión y dos bombas accionadas eléctricamente. Por medio de estas bombas fué posible distribuir el agua directamente. Desde aquel año, se han puesto más equipos en funcionamiento a medida que aumentó la demanda, de manera que la planta cuenta ahora con 8 filtros a presión y una torre de aerea- ción y tanque de asentamiento, de reserva.

(b) EQUIPOS EN FUNCIONAMIENTO Y CONDICIONES

El agua cruda se bombea desde cinco pozos, a través de tuberías de 8". La -- profundidad de estos pozos varía entre 145' y 235'. La presión de las bombas, en los pozos, es suficiente para enviar el agua hasta la parte superior de la -- torre de aereación. El agua va cayendo por la torre en forma de cascada, a un recipiente situado en el fondo. Desde allí descarga en un surtidor de salida, vaciando al tanque de asentamiento situado debajo. En este punto, se inyecta -- una solución del coagulante, que es sulfato de aluminio. El agua, después de -- pasar por los compartimientos de mezcla y de asentamiento del tanque, se bombea

mediante dos bombas centrífugas a una batería de ocho filtros cilíndricos a presión. Por la tubería de succión de la bomba se inyecta al agua el cloro gaseoso.

El agua filtrada y clorada se distribuye desde la planta por medio de dos tuberías de 4" hacia la zona de casas del personal dirigente (staff) y por dos líneas separadas de 4" y 6" hacia la zona de los empleados. Una pequeña derivación, desde una de estas dos líneas de la zona de empleados, lleva el agua al Hotel Pipaton que está situado en la población de Barrancabermeja.

Durante las operaciones de limpieza de los filtros, la zona del personal dirigente (staff) se abastece con agua previamente bombeada al Tanque 57, y la zona de empleados se abastece por medio de líneas directas.

#### I - Equipos de Bombeo

##### Pozo No. 9

Una bomba centrífuga Layne and Bowler, de 9 etapas, tamaño 12, tipo GLC, de 150 G.P.M. de régimen a 280' de contrapresión, velocidad 1170 RPM, accionada por un motor eléctrico de 30 HP.

##### Pozo No. 10

Una bomba centrífuga Layne and Bowler, de 9 etapas, tamaño 12, tipo GLC, de 150 G.P.M. de régimen a 280' de contrapresión, velocidad 1170 RPM, accionada por un motor eléctrico de 40 HP.

##### Pozo No. 11

Una bomba centrífuga, Layne and Bowler, de 9 etapas, tamaño 12, tipo GLC, de 150 G.P.M. de régimen a 280' de contrapresión, velocidad 1170 RPM, accionada por un motor de 30 HP.

##### Pozo No. 12

Una bomba centrífuga Layne and Bowler de 9 etapas, tamaño 12,

tipo RKLC, de 150 G.P.M. de régimen a 280' de contrapresión, velocidad 1170 RPM, accionada por un motor eléctrico de 40 HP.

#### Casa de bombas

Dos bombas centrífugas Dayton Dowd, de 1 etapa, doble succión, de 500 GPM de régimen a 200' de contrapresión, velocidad 1750 RPM, accionadas - por motores eléctricos de 40 HP.

### II - Presiones

#### Presiones de pozos

Las contrapresiones en los pozos varían entre 30 y 70 l.p.c. dependiendo del suministro y demanda de agua, el estado del motor que acciona la bomba y el estado de limpieza del pozo.

#### Presiones en la Casa de bombas

Las presiones de descarga varían de 90 a 95 l.p.c.

#### Presiones a la Salida de los Filtros

Las presiones a la salida de los filtros varían entre 40 y 95 l.p.c. dependiendo de la demanda de agua y el estado de limpieza en que se hallan los filtros.

### III - Capacidad del Sistema

#### Pozos

La capacidad total de bombeo es de 750 G.P.M.

#### Casa de Bombas

La capacidad total de las bombas del sistema de distribución es de 1.000 G.P.M. Sin embargo, esta capacidad queda limitada a 750 G.P.M. a la plena carga nominal de los motores eléctricos.

**IV - Consumo**

Durante el año 1946, el consumo máximo de agua del sistema para uso doméstico tuvo lugar en el mes de diciembre, con un promedio de 590 G.P.M. El mínimo ocurrió en enero con un consumo de 455 G.P.M.

Los datos sobre el consumo promedio de agua del sistema para uso doméstico, durante el primer semestre de 1947 son los siguientes:

Mes

Enero . . . . .	583 G.P.M.
Febrero . . . . .	570 G.P.M.
Marzo . . . . .	547 G.P.M.
Abril . . . . .	572 G.P.M.
Mayo . . . . .	584 G.P.M.
Junio . . . . .	586 G.P.M.

Normalmente, se usa del 7 al 8% del consumo total de agua para lavado de filtros.

**V - Características del agua**

El agua cruda del sistema local de abastecimiento para uso doméstico se mantiene uniforme de una estación a la otra. A continuación se indican los resultados de un análisis parcial efectuado con una muestra típica de agua cruda.

Total de Sólidos . . . . .	166	p.p.m.
Pérdidas por ignición . . . . .	24	p.p.m.
Dureza total (CaCO <sub>3</sub> ) . . . . .	6	p.p.m.
pH . . . . .	6,6	p.p.m.

El agua tratada es bastante similar a la anterior, excepto que el contenido total de hierro es aproximadamente 0,5 p.p.m. y que el agua tiene un residuo de cloro de 0,08 p.p.m.

NOTA: En octubre de 1947 se agregaron dos filtros adicionales al sistema local de abastecimiento de agua para uso doméstico.

MEDIDORES E INSTRUMENTOS DE CONTROL

<u>Fabricante</u>	<u>Tipo</u>	<u>Función</u>
Foxboro Company	Medidor Registrador de Flujo	Registrar el flujo total de agua que se envía a los - filtros.
Foxboro Company	Medidor Registrador de Flujo	Registrar el flujo total de agua que se envía a las casas de los trabajadores
Wallace and Tiernan	Clorizador	Injectar y medir el cloro - que se añade al agua

(c) EQUIPOS DE EMERGENCIA

El sistema de aereación, de reserva, se usa cuando el sistema normal necesita limpiarse o repararse.

(d) EQUIPOS INACTIVOS

En esta unidad no hay equipos inactivos.

STER WHEELER CORPORATION

REFINERIA DE BARRANCABERMEJATANQUES EXISTENTES EN LA REFINERIAINFORME DE LA TROPICAL OIL CO.SEPT. 1947LISTA DE LOS TANQUES

<u>No.</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Capacidad en funcionamiento</u>	<u>Función</u>	<u>Equipo</u>
<u>PETROLEO</u>				
<u>CRUDO</u>				
1	55.102	52.000	Recepción, Almacenamiento y Carga	
2	55.247	52.000	Recepción, Almacenamiento y Carga	
3	55.253	52.000	Recepción, Almacenamiento y Carga	
4	54.787	52.000	Recepción, Almacenamiento y Carga	
79	82.002	79.000	Recepción, Almacenamiento y Carga	
101	<u>55.438</u>	<u>52.000</u>	Recepción, Almacenamiento y Carga	
TOTAL	357.829	339.000		
<u>GASOLINA MOTOR, NAFTA Y GASOLINA NATURAL</u>				
8	59.235	56.000	Almacenamiento de Gasolina Motor	
10	58.817	56.000	Almacenamiento de Nafta	
12	3.775	3.600	Mezcla y Almacenamiento de Tractorina	
19	1.508	1.400	Tanque de Recolección de Nafta	
22	3.775	3.600	Almacenamiento y recolección para Asfalto de R.C. Básico	
43	1.687	1.600	Almacenamiento de Gasolina Motor	
47	26	22	Almacenamiento de Gasolina Motor (Dept. Geol. Galán)	
70	411	400	Despacho de Gasolina Motor	
77	20.000	19.000	Recepción, Almacenamiento y Carga de Gasolina natural	Esferoide
95	21.190	19.000	Mezcla, Almacenamiento y Despacho de Gasolina Motor	Bomba para Circulación
96	<u>21.180</u>	<u>19.000</u>	Mezcla, Almacenamiento y Despacho de Gasolina Motor	Bomba para Circulación
TOTAL	191.604	179.622		
<u>GASOLINAS DE AVIACION</u>				
38	9.494	8.800	Tanque para Almacenamiento, recolección y carga de Material Básico para Aviación	Bomba para Circulación y Boquilla de Mezcla a Chorro
44	1.687	1.500	Mezcla, Almacenamiento y Despacho de Gasolina de Aviación	Bomba para Circulación y Columna
49	761	725	Mezcla, Almacenamiento y Despacho de Gasolina de Aviación	Bomba para Circulación y columna

TANQUES EXISTENTES EN LA REFINERIA

FUEL OIL Y CRUDOS REDUCIDOS (CONT.)

<u>No.</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Capacidad en Funcionamiento</u>	<u>Función</u>	<u>Equipo</u>
<u>690</u>	<u>491</u>	<u>470</u>	Almacenamiento para Bunkers	
TOTAL	168.852	159.447		

DIESEL FUEL OILS

9	19.856	19.000	Almacenamiento y Despacho de A.C.P.M.
11	3.775	3.600	Almacenamiento y Despacho de Diesel Fuel Oil
25	314	300	Despacho de A.C.P.M. (Galán)
46	1.508	1.400	Recolección para A.C.P.M.
635	<u>50</u>	<u>47</u>	Despacho de A.C.P.M.
TOTAL	25.503	24.347	

ASFALTOS

52	95	90	Almacenamiento de Pintura Asfáltica	
64	39	37	Almacenamiento de A.C.P.M. (Circulación de Oxidador)	
200	11.322	10.000	Almacenamiento y Recolección de Asfalto básico	Calentador a vapor
201	5.361	4.800	Mezcla y Almacenamiento de Asfalto líquido	Calentador a vapor
202	4.025	3.800	Mezcla y Almacenamiento de Asfalto líquido	Calentador a vapor
203	4.025	3.800	Mezcla y Almacenamiento de Asfalto líquido	Boquillas de Mezcla a chorro y calentador de vapor
204	1.547	1.300	Mezcla y Almacenamiento de Asfalto líquido	Boquillas de Mezcla a chorro y calentador de vapor
622	<u>314</u>	<u>280</u>	Almacenamiento y Despacho de Asfalto líquido	
SUB-TOTAL	15.272	13.980		
TOTAL	26.728	24.107		



FOSTER WHEELER CORPORATION

TANQUES EXISTENTES EN LA REFINERIA

<u>No.</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Funcionamiento</u>	<u>Función</u>	<u>Equipo</u>
<u>LUBRICANTES</u>				
13	3.775	3.600	Recolección y Almacenamiento de Lubricantes	Calentador a vapor
21	314	300	Tanque Recolector para la Unidad de Redestilación	
23	314	300	Almacenamiento de Base Lubricante (Planta de Grasa)	
26	314	300	Almacenamiento de Base Lubricante (Planta de Grasa)	
53	3.775	3.600	Recolección y Almacenamiento de Destilados lubricantes	Calentador a vapor
59	373	350	Almacenamiento de Aceite para engranajes	Calentador a vapor
600	5.295	5.000	Recolección y Almacenamiento de Destilados Lubricantes	Calentador a vapor
601	5.295	5.000	Recolección y Almacenamiento de Destilados Lubricantes	Calentador a vapor
602	1.326	1.250	Almacenamiento de Base Lubricante (S.A.E.60)	
603	1.326	1.250	Almacenamiento de Base Lubricante (S.A.E.60)	
604	1.326	1.250	Almacenamiento de Base Lubricante (S.A.E.40)	
605	<u>1.326</u>	<u>1.250</u>	Almacenamiento de Materia Prima para lubricantes y Carga a la Unidad de Re-destilación	
SUB-TOTAL	24.759	23.450		
606	1.658	1.600	Almacenamiento de Destilados Lubricantes o de Material Prima	Calentador a vapor
607	1.137	1.100	Tanque de Recolección de la Unidad de Redestilación de Lubricantes	
608	1.137	1.100	Almacenamiento de Base de Lubricante (S.A.E.20)	
609	<u>1.658</u>	<u>1.550</u>	Almacenamiento de Material Básico para lubricantes y Carga a la Unidad de Re-destilación	
SUB-TOTAL	5.590	5.350		
610	<u>1.658</u>	<u>1.550</u>	Almacenamiento de Destilados lubricantes o de Materia Prima	(Pulverizador de Aire para Mezcla y Calentador a vapor)
SUB-TOTAL	1.658	1.550		
611	361	340	Almacenamiento de Material Básico para lubricante	
612	361	340	Tanque de Recolección para la Unidad de Re-destilación de Lubricantes	
613	760	740	Almacenamiento de Material Básico Lubricante (Planta de Grasa)	
614	760	730	Almacenamiento de Material Básico Lubricante (Transformador)	
615	760	730	Almacenamiento de Material Básico Lubricante (Turbinas)	
616	760	730	Almacenamiento de Material Básico Lubricante (Varios)	

MASTER WHEELER CORPORATION

TANQUES EXISTENTES EN LA REFINERIA

<u>No.</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Capacidad en Funcionamiento</u>	<u>Función</u>	<u>Equipo</u>
<u>LUBRICANTES (CONT.)</u>				
617	155	145	Mezcla de lubricantes	Calentador de vapor y Mezclador instantáneo
SUB-TOTAL	3.917	3.745		
618	166	150	Recolección de la Unidad de Re-degtilación de Lubricantes	
619	247	240	Recolección de la Unidad de Re-degtilación de Lubricantes	
621	247	230	Almacenamiento de Material Básico para Aceite Negro	
625	53	50	Mezcla de Lubricantes	Calentador a vapor y Mezclador Instantáneo
TOTAL	51.909	48.745		
626	31	29	Mezcla de Lubricantes	Calentador a vapor
627	140	135	Mezcla de Lubricantes	Calentador a vapor y Mezclador Instantáneo
630	90	88	Despacho de Aceite Lubricante	
631	94	90	Despacho de Aceite Lubricante	
632	90	88	Despacho de Aceite Lubricante	
633	90	88	Despacho de Aceite Lubricante	
634	50	48	Despacho de Aceite Lubricante	
636	50	48	Despacho de Aceite Lubricante	Calentador a vapor
637	50	48	Despacho de Aceite Lubricante	
638	50	48	Despacho de Aceite Lubricante	Calentador a vapor
639	50	48	Despacho de Aceite Lubricante	
640	50	48	Despacho de Aceite Lubricante	Calentador a vapor
641	50	48	Despacho de Aceite Lubricante	
642	50	48	Despacho de Aceite Lubricante	
643	50	48	Despacho de Aceite Lubricante	
644	50	48	Despacho de Aceite Lubricante	
651	377	365	Almacenamiento de Material Básico Lubricante (Varios)	
652	377	365	Almacenamiento de Material Básico Lubricante (Transformador)	
653	755	740	Tanque de recolección de la Unidad de Re-distilación de Lubricante)	
656	755	740	Almacenamiento de Material Básico Lubricante (Varios)	
659	32	30	Almacenamiento de Material Básico Lubricante (Planta de Grasa)	
661	26	25	Almacenamiento de Material Básico Lubricante (Planta de Grasa)	

FOSTER WHEELER CORPORATION

TANQUES EXISTENTES EN LA REFINERIA

<u>No.</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Funcionamiento</u>	<u>Función</u>	<u>Equipo</u>
<u>LUBRICANTES (CONT.)</u>				
662	16	15	Almacenamiento de material básico Lubricante (Planta de Grasa)	
680	93	90	Despacho de Aceite Lubricante	
681	577	550	Carga de Destilado Lubricante a - la planta de Fenol	
686	567	520	Recolección de Aceite Tratado y - Carga al Extractor de Fenol	Calentador tipo de Camisa
687	756	700	Recolección del Fenol Gastado y - Tanque de Carga de la Unidad de Recuperación	
691	373	360	Mezcla de Aceites Lubricantes	(Pulverizador de Aire para mezcla y calentador a - vapor)
692	246	225	Recolección de Extracto	Calentador tipo de Camisa
693	567	520	Tanque de Recolección del Aceite tratado y carga al Extractor de fenol	
694	246	225	Recolección de Extracto	
695	<u>211</u>	<u>225</u>	Tanque de Recolección del Material	
SUB-TOTAL	7.042	6.693	Básico para Lubricantes, en la --	
TOTAL	58.951	55.438	Planta de Fenol	

SOBRANTES (DESPERDICIO)

24	314	275	Desperdicios de Crudo de Refinería	
37	314	275	Desperdicios de Fuel Oil de Refine ría	
39	196	180	Desperdicios de Refinería (Asenta- miento)	Calentador a va por
40	196	180	Desperdicios de Refinería (Asenta- miento)	Calentador a va por
41	1.687	1.600	Almacenamiento de Lodos de Refine- ría y Carga a los Tanques de Cru do	
58	25	20	Desperdicios de la estación de Lle nar Barriles	
78	492	470	Desperdicios del Departamento Marí timo (Galán)	
645	32	30	Desperdicios de la Estación de Lle nar Barriles	Calentador a va por
646	32	30	Desperdicios de la Estación de Lle nar Barriles	Calentador a va por
647	22	20	Desperdicios de la Estación de Lle nar Barriles	Calentador a va por
648	22	20	Desperdicios de la Estación de Lle nar Barriles	Calentador a va por
688	66	60	Desperdicios de la Planta de Fenol	
689	<u>67</u>	<u>60</u>	Desperdicios de la Planta de Fenol	
TOTAL	3.465	3.220		

FOSTER WHEELER CORPORATION

TANQUES EXISTENTES EN LA REFINERIA

<u>No.</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Funcionamiento</u>	<u>Función</u>	<u>Equipo</u>
<u>SISTEMA TRATADOR DE SERPENTIN EXTREMO Y DIRECTO</u>				
36	314	285	Almacenamiento de Solución de Lejía	
67	61	55	Almacenamiento de Solución de Lejía	
80	17	15	Almacenamiento de Solución de Lejía (Preparación)	Flotador subterráneo de Regulación de Nivel
668	285	285	Sistema de Tratamiento con Soda	
669	285	285	Sistema de Tratamiento con Soda	
670	90	85	Sistema de Tratamiento con Soda	
671	90	85	Sistema de Tratamiento con Soda	
672	90	85	Sistema de Tratamiento con Soda	
673	45	42	Sistema de Tratamiento con Soda	Flotador Regulador de Nivel
674	45	42	Sistema de Tratamiento con Soda	Flotador Regulador de Nivel
675	518	518	Sistema de Tratamiento con Soda	
676	191	191	Sistema de Tratamiento con Soda	
677	191	191	Sistema de Tratamiento con Soda	
678	<u>518</u>	<u>518</u>	Sistema de Tratamiento con Soda	
TOTAL	2.740	2.682		
<u>MISCELANEOS</u>				
32	321	300	Almacenamiento de Solución de Lejía	
54	2.800	2.750	Tanque de Retención del Agua de Servicio	Flotador Regulador de Nivel
57	700	690	Tanque portátil de agua de Compensación	Flotador Regulador de Nivel
84	99	95	Acido Sulfúrico	
87	1.340	1.250	Almacenamiento de la Solución de espuma contra Incendio	Bomba Circuladora y Mezclador de Aire
88	1.340	1.250	Almacenamiento de la Solución de espuma contra Incendio	Bomba Circuladora
650	394	360	Almacenamiento y Despacho de Acido Nafténico	Calentador a vapor
660	16	15	Almacenamiento de Sebo (Planta de Grasa)	Calentador a vapor
682	567	550	Tanque de Almacenamiento de Fenol y de Carga en la Planta de Fenol	Calentador tipo de Camisa
683	107	100	Almacenamiento y Carga de Agua Féñolica	Calentador tipo de Camisa
684	107	100	Almacenamiento y Carga de Agua Féñolica	Calentador tipo de Camisa

FOSTER WHEELER CORPORATION

TANQUES EXISTENTES EN LA REFINERIA

<u>No.</u>	<u>Capacidad</u>	<u>Funcionamiento</u>	<u>Función</u>	<u>Equipo</u>
<u>MISCELANEOS (CONT.)</u>				
685	107	100	Almacenamiento y Carga de Agua Fenólica	
<u>TOTAL</u>	7.898	7.560		

AGITADOR

725	550	Tratamiento de Soda Gastada para Acidos Nafténicos
-----	-----	--

N.B. Todas las capacidades se indican en barriles de 42 galones U.S.

La industria del petróleo en Colombia/informe de ingeniería sobre reservas de petróleo, pronóstico del mercado y planteamiento de la refinación y refinerías/Tomo 2/Consejo Nacional de Petróleos, Foster Wheeler

338.2728 C755i1 Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA
--------------	------------	-------