



VINCULADA AL MINISTERIO
DE MINAS Y ENERGIA

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS

VICEPRESIDENCIA DE REFINACION Y TRANSPORTE

ABASTECIMIENTO PRODUCTOS BLANCOS EN COLOMBIA

(1988 - 2000)

BOGOTA, DICIEMBRE DE 1987

CONTENIDO

	Pág.
I	
INTRODUCCION	1
II	
RESUMEN DE RESULTADOS	2
2.1. Conclusiones y Recomendaciones	2
2.2. Resultados Principales	6
III	
BASES GENERALES	11
3.1. Disponibilidad de Crudos	11
3.2. Demanda de Combustibles Blancos	12
3.3. Balances Volumetricos	12
3.3.1 Situación sin nueva Refinería	12
3.3.2 Situación con nueva Refinería	13
3.4. Bases económicas	13
3.4.1 Precios	13
3.4.2 Análisis de sensibilidad	15
IV	
ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO	17
4.1. Generalidades	17
4.2. Procedimiento	18
4.3 Análisis de Alternativas	19

33	4.3.1	Importación de faltantes	19
34	4.3.2	Procesamiento en el exterior	21
	4.3.3	Plantas de Destilación	26
	4.3.4	Refinería alta conversión	34
	4.4.	Comparación de alternativas	42
41	4.4.1	Económica	42
43	4.4.2	Estratégica y social	44
V		EVALUACION ECONOMICA DE LA NUEVA REFINERIA	45
VI		LOCALIZACION DEL PROYECTO	47
	6.1.	Regiones para posible ubicación	47
	6.2.	Preselección	49
VII		EJECUCION DEL PROYECTO	58
	7.1.	Capacidad inicial y fecha de entrada en operación.	58
	7.2.	Cronograma	59
	7.3.	Programa de desembolsos	60
	7.4	Necesidad de expansión	60
VIII		MODALIDAD DE CONTRATACION	61
	8.1.	Ingeniería Básica	61
	8.2.	Ingeniería de Detalle	61
	8.3.	Participación de Ecopetrol	62

El consumo de productos blancos (gasolina, turbocombustible, queroseno, ACPM y gas propano), ha venido aumentando paulatinamente con el desarrollo del país y a pesar de que la capacidad de refinación interna está operando a máxima carga, es necesario importar productos para satisfacer la demanda. Las instalaciones actuales usadas para importación quedarán completamente copadas, entre fines de 1992 y principios de 1993, fecha en la que las facilidades que se construyan como solución deben estar listas para entrar en operación.

Ecopetrol, como responsable del abastecimiento nacional, ha venido estudiando los diferentes aspectos de demanda-suministro desde 1984, teniendo en cuenta como principales supuestos, la seguridad del abastecimiento, flexibilidad operacional y el máximo y eficiente aprovechamiento de los crudos nacionales. Los estudios se iniciaron con el llamado Fondo del Barril, luego importación adicional de faltantes, refinación de crudos nacionales en el exterior, plantas de destilación (minirefinerías) y finalmente la refinería de alta conversión.

Además la empresa está adelantando programas de optimización para eliminar algunos cuellos de botella y maximizar la carga en las refinerías de Barrancabermeja y Orito.

Todos los estudios realizados se han basado en:

- Optimo aprovechamiento del crudo, buscando maximizar el rendimiento de productos blancos y minimizar la producción de combustóleo.
- Mejoramiento en la calidad de la gasolina y los destilados medios, buscando limitar el uso de plomo y reducir el nivel de azufre en los productos refinados con el fin de reducir el impacto ambiental negativo hasta

niveles seguros (evitar el plomo en el aire y la posibilidad de lluvias ácidas)

- . Mejorar la balanza comercial del país.
- . Buscar y mejorar la transferencia de alta tecnología.
- . Fomentar la creación de empleo permanente.

La necesidad de altos rendimientos se hace cada día más imperativa, debido a los bajos precios que se tienen en el mercado internacional para el combustóleo de alto azufre (mayor del 1%).

Esta situación se tornará más crítica por las regulaciones ambientales cada vez más restrictivas y por consiguiente, las entradas de divisas por exportaciones de combustóleo se verían disminuidas drásticamente.

II. RESUMEN DE RESULTADOS

2.1 Conclusiones y Recomendaciones

Se presentan a continuación las conclusiones y recomendaciones resultantes del estudio desarrollado con el objetivo de seleccionar la mejor alternativa para abastecer la demanda de productos blancos de Colombia hasta el año 2000.

Las alternativas analizadas fueron las siguientes: importación de faltantes, Procesamiento de Crudos Nacionales en una Refinería del Caribe, Plantas de Destilación (minirefinerías), Refinería de alta conversión.

1. Las reservas actuales de crudo junto con las perspectivas de nuevos hallazgos permiten suponer con bastante confiabilidad que habrá crudo nacional suficiente para satisfacer la demanda de productos

blancos mediante su refinación con un esquema dirigido a maximizar el rendimiento de estos productos.

2. La proyección de las demandas con una tasa de crecimiento del 4% anual indica un déficit de productos blancos de 36 KBD para 1993, de 53 KBD para 1995, de 69 KBD para 1997 y de 103 KBD para 2000.
3. Se recomienda la instalación de una Refinería de conversión total con capacidad inicial de 60 KBD y con facilidades para expandirse a 100 KBD con mínima inversión adicional.
4. Será necesario volver a importar productos a partir de 1997 por lo que se recomienda considerar para esa fecha la entrada en servicio de la expansión a 100 KBD.
5. La fecha más tardía de entrada en operación debería ser Enero de 1993, para reducir inversiones adicionales en puertos, poliductos y almacenamiento.
6. Se recomienda localizar la refinería en el área central del país en el corredor existente entre Puerto Salgar y Velásquez, preferencialmente cerca a La Dorada. Esta localización se sustenta en aspectos económicos y logísticos.
7. La inversión en la nueva refinería propuesta, es del orden de los 710 millones de dólares de 1987.
8. La financiación de la inversión en moneda extranjera se puede cancelar mediante intercambio con carbón del Cerrejón, en mercados adicionales a los ya existentes para este energético .

9. La rentabilidad del Proyecto con sus respectivas sensibilidades (alta inversión, altos precios de crudo y bajos precios de crudo) calculada por el método de flujo descontado de Caja para una vida de 10 años, un interés del 9% anual y una financiación del 60% es la siguiente:

	Base Alta	Altos Precios	Bajos
	Inversión	Crudo	Precios Crudo
Inversión M US	710	1000	710
Precio Crudo US/B1.	15.5	15.5	20
Rentabilidad económica %	26	17	36
Rentabilidad Financiera %	44	27	58

10. La comparación económica, con base en el valor presente neto, muestra el siguiente ordenamiento:

	V/P/N/ M.U.S.
Refinería de alta conversión	+ 420
Importación de Productos	Base
Refinación en el exterior	- 20
Plantas de Destilación (minirefinerías)	- 170

11. Se recomienda contratar el proyecto por la modalidad de suma fija en dos etapas y con dos contratistas diferentes, uno para la Ingeniería Básica y preparación de pliegos y otro para la Ingeniería de Detalle, gestión de compras, construcción, prearrancada y arrancada.

12. Desde el punto de vista estratégico y considerando los factores de dependencia internacional, ubicación de los mercados y logística de distribución y transporte, el ordenamiento de las alternativas consideradas es:

1. Refinería de alta conversión.
2. Plantas de Destilación (minirefinerías)
3. Importación de faltantes.
4. Procesamiento en el exterior.

13. Desde el punto de vista social y considerando los factores de generación de empleo, impacto sobre las zonas de influencia del proyecto, sobre la economía nacional y sobre la ecología, el ordenamiento de las alternativas es:

1. Refinería de alta conversión.
2. Plantas de Destilación (minirefinerías)
3. Procesamiento en el exterior.
4. Importación de productos.

14. El Personal deberá engancharse con suficiente anticipación para permitir su adecuado entrenamiento y la transferencia de tecnología, durante las fases de diseño y construcción del proyecto.

15. Se buscará maximizar la participación de la Ingeniería e Industria nacionales hasta donde lo permita la modalidad de contratación (Suma fija) seleccionada como la más conveniente para el desarrollo del proyecto.

16. Para lograr desarrollar el proyecto dentro del tiempo disponible se requieren las siguientes autorizaciones:

- . Declaración de urgencia para el proyecto por parte del Gobierno Nacional
- . Autorización para contratar directamente la Ingeniería Básica y las regalías de los procesos con patente. Estos contratos deberán estar firmados a más tardar en Febrero de 1988.
- . Autorización para licitar privadamente la Ingeniería detallada, Gestión de compras, construcción prearrancada y arrancada. Este contrato deberá estar firmado antes de Octubre de 1988.

2.2 Resultados Principales

A continuación se resumen los resultados principales para cada una de las cuatro alternativas de abastecimiento considerados.

a. Importación de Faltantes

- Los mayores aportes a los costos operativos de esta alternativa son: Transporte de los productos importados, impuestos de importación y transporte de crudo de exportación.
- Desde el punto de vista estratégico esta alternativa haría que en el año 2003 el 50% del abastecimiento nacional dependiera de la disponibilidad internacional. Esto puede ser peligroso para el país por las lógicas implicaciones que esta dependencia conlleva.
- El manejo de las importaciones será cada día

más difícil y complejo, pues se pasará de importar un producto a importar cinco.

- La generación de empleo directo es mínima excepto el empleo temporal que se genera durante la construcción de los oleoductos.

b. Procesamiento de crudo nacional en el exterior. Para este caso, la oferta de Maraven (Refinería de Curacao de propiedad de la empresa venezolana) sería la más favorable por el mayor rendimiento y calidad de los productos blancos, a pesar de la menor calidad del combustóleo producidos.

- Esta alternativa, comparada con la de importación de faltantes, presenta un resultado económico (VPN) inferior. Además, implica el transporte adicional del crudo al sitio de refinación y de los productos a puerto colombiano.

- El costo del procesamiento es del orden de US 1.5\$/Bl.

- Las inversiones en oleoductos y puertos son similares al caso de importación de faltantes.

- En el largo plazo no hay seguridad de disponer de una capacidad de procesamiento acorde con las necesidades de productos.

- Como en la alternativa anterior, la generación de empleo es mínima

- Obviamente tiene los inconvenientes propios de la parte de política internacional.

c. Plantas de Destilación (minirefinerías)

- Los resultados económicos son inferiores con respecto a la alternativa de importación en US\$176 M. Esto se explica por el bajo aprovechamiento que se hace del crudo, altos costos de transporte del crudo reducido y costo

de los aditivos para mejorar el octanaje.

- Esta alternativa tiene la gran desventaja de producir un alto porcentaje de combustóleo, lo cual es contraproducente con las proyecciones de precios de este producto en el mercado internacional.
- Desde todos los puntos de vista, esta es la peor de las alternativas, excepto en el aspecto social donde estaría en segunda posición, superada por la refinería de alta conversión.
- La calidad de la gasolina se ve afectada por la necesidad de usar altos niveles de plomo tetraetilo para alcanzar el octanaje requerido. Aún cuando las plantas de destilación (minirefinerías) no compiten con la alternativa de la refinería de alta conversión para solucionar el déficit de productos blancos del país, esto no significa que en algunas localidades con características particulares de suministro-demanda, no puedan resultar ventajosas para abastecimientos locales o regionales.

d. Refinería de alta conversión

- Es la más atractiva de todas las alternativas consideradas, por las siguientes razones:
 - El valor presente neto de esta alternativa es 420 millones de dólares más alto que el correspondiente a la alternativa de importación usada como base para la comparación económica, colocándose la refinería de alta conversión como la alternativa más rentable. Esta situación se ve favorecida a medida que los diferenciales entre la gasolina y el crudo

sean mayores a los actuales (4 US\$).

- Estratégicamente, por la seguridad en el suministro de productos al país.
- Socialmente, por la generación de empleo directo e indirecto, creación de un nuevo polo de desarrollo, transferencia de tecnología y desarrollo tecnológico.
- Se logra un mejor aprovechamiento de los crudos pesados (Castilla, Cocorná) ya que este esquema de Refinación permite un alto rendimiento de blancos comparado con el que se lograría en Plantas de baja ó media conversión

Al disponer de una tercera refinería se puede optimizar la utilización de los crudos nacionales disponibles.

De no construirse la refinería, debería adoptarse la alternativa de importación (segunda mejor desde el punto de vista económico) y se requerirían inversiones estimadas en 300 millones de dólares.

Desde el punto de vista económico (VPN), el siguiente es el ordenamiento:

V.P.N. M.U.S.

Refinería	+420
Importación	Base
Refinación en el exterior	-20
Plantas de destilación (Minirefinerías)	-170

- Desde el punto de vista de flujo neto de

divisas para la situación actual, el ordenamiento anterior se mantiene como se muestra a continuación:

FLUJO NETO DIVISAS (M US\$)

Refinería	75
Importación	Base
Refinación en el exterior	-110
Plantas de Destilación (Minirefinerías)	-288

ALTERNATIVA SELECCIONADA

Por las razones mencionadas, la alternativa recomendada es la construcción de una nueva refinería de alta conversión, con capacidad inicial para 60 KBD, localizada en el área de La Dorada y entrando en servicio a principios de 1993.

Para la situación actual de precios de crudo 15.5, de Gasolina 19.5 y de combustóleo 12 US/B, este proyecto presenta altas rentabilidades (económica y financiera) estimadas en 26 y 44% respectivamente. Si la inversión de 710 M US\$ se incrementara hasta 1000 MUS\$ (40%) las rentabilidades aún siguen siendo atractivas (17 y 27%).

Las proyecciones futuras de precios consideradas más probables, indican precios para el crudo de 20, para la gasolina de 27 y para el combustóleo de 13 US/B. En este caso las rentabilidades serían 36 y 58% respectivamente.

Un escenario de bajos precios futuros considerado poco probable, indica precios para el crudo de 11, para la gasolina de 14 y para el combustóleo de 8 US/B. En este caso la rentabilidades serían 20 y 39%.

III. BASES GENERALES

3.1. DISPONIBILIDAD DE CRUDOS

El plan de desarrollo de Ecopetrol en el período 1988-2000 contempla:

- Desarrollo de las reservas actuales, evaluadas en 2.000 MB, las cuales permiten la refinación y el abastecimiento nacional hasta 1995.
- Búsqueda y desarrollo de nuevas reservas para lograr la autosuficiencia hasta el año 2000 y disponer de excedentes exportables. Estas se estiman en 1.800 MB, de las cuales 470 MB (25.7%) corresponden a operación directa y 1.360 MB (74.3%) a la operación asociada.

El cuadro No.1 muestra los pronósticos de producción de crudos y la comparación con la capacidad de refinación actual y futura, por la entrada en operación de la nueva refinería a partir de 1993. Se observa que la producción es suficiente para copar las capacidades de refinación instaladas, con excedentes exportables durante todo el período analizado.

Las proyecciones de producción anteriores implican la revisión de la capacidad de transporte por oleoducto, destacándose los siguientes proyectos:

- . Ampliación del Oleoducto de los Llanos a 100 KB/D.
- . Oleoducto Vasconia-Coveñas, a partir de 1990.
- . Ampliación del oleoducto Caño Limón-Coveñas a

290 KB/D a partir de 1994.

3.2. DEMANDA DE COMBUSTIBLES BLANCOS

El cuadro No.2 contiene para cada uno de los combustibles blancos, el consumo actual, las tasas de crecimiento anual durante el periodo y el valor proyectado de consumo para los años 1993, 1997 y 2000.

La distribución volumétrica de la demanda total de productos blancos indica que el 50% de la demanda se localiza en el centro del país, y dentro de esta región Bogotá consume el 70% (35% de la demanda total).

3.3. BALANCES VOLUMETRICOS

METODOLOGIA : Para la determinación de los balances volumétricos en el periodo analizado, se utilizó el modelo de Programación Lineal integrado de la Empresa, el cual simula las operaciones de las refinerías CIB, CAR y Nueva, los sistemas de transporte de crudos y productos y selecciona los esquemas óptimos de suministro de crudos, operación de las unidades en cada refinería, abastecimiento de demandas y crudos a exportar.

Los resultados de los balances se mencionan a continuación:

3.3.1. SITUACION SIN NUEVA REFINERIA

Contempla la operación de las refinerías actuales, CIB con 140 KB/DC, CAR con 70 KB/DC y Tibú y Orito con 4.5 KB/DC en conjunto.

El cuadro No.3 muestra el análisis de abastecimiento de la demanda y los déficits esperados, los cuales van desde 35.5 KB/D en 1993 hasta 102.9 KB/D en el año 2000.

3.3.2. SITUACION CON NUEVA REFINERIA

Considera la operación a partir de 1993, de una nueva refinería de alta conversión con una capacidad de 60 KB/D de crudo y con unidades de craqueo catalítico, coquizadora, tratamientos con hidrógeno y demás unidades complementarias.

La carga está conformada por crudos Cocorna, Apiay y Castilla y su localización sería en el Área de La Dorada.

El cuadro No. 4 muestra el balance volumétrico de los productos blancos para esta situación, observándose que para 1998 aparecen nuevamente déficits de 26.4 KB/D de productos blancos, llegando a 46.1 KB/D en el año 2000 que harían necesaria la ampliación de la nueva refinería a 100 KB/D.

3.4. BASES ECONOMICAS

3.4.1. PRECIOS

Debido a la variabilidad de los precios del crudo y de los productos en el mercado internacional, el análisis económico de las alternativas consideradas, está basado en precios diferenciales entre el crudo y los productos blancos y el combustóleo.

Para los estimativos de precios se utilizaron las proyecciones de SRI International para el periodo

1988-2000 (Petroleum Price Forecasting System, de Sept./87).

a) DIFERENCIAL DE PRECIOS (CRUDO-PRODUCTOS)

A partir de las tendencias y futuras relaciones entre los diferenciales de precios de productos blancos, combustóleo y crudo Arabian Light, pronosticadas por SRI para el periodo analizado, se determinan los precios esperados de productos a ser utilizados en los análisis de cada alternativa considerada.

De estas proyecciones, también se calcularon los diferenciales promedios para el periodo considerado, se tomaron como los más probables y son usados para determinar los precios de los productos. A continuación se muestran estos valores y los correspondientes a la situación actual:

DIFERENCIALES (PRODUCTO-CRUDO) \$US/B		
	SITUACION MAS PROBABLE	SITUACION ACTUAL (CASO BASICO)
Gasolina regular	7.0	4.0
Gasolina Extra	9.0	6.0
Dest.medios	5.6	3.2
Combustól. 1%5	-4.6	- 3.5
Combustóleo 2%5	-6.6	- 5.5

b) SITUACION FUTURA MAS PROBABLE

PRECIOS DE LOS CRUDOS

Para el periodo analizado el costo promedio esperado del

crudo Arabian Light para el escenario básico es de 24.0 \$US/B CIF Houston, (\$US 1987).

Tomando el precio anterior como base, los precios estimados para los crudos Caño Limón y Mezcla Pesada, para el mismo periodo, se estiman en 22.0 \$US/B y 18.0 \$US/B FOB Coveñas respectivamente. Estos precios se consideran como representativos para el periodo analizado.

PRECIOS DE LOS PRODUCTOS

De acuerdo con el procedimiento indicado anteriormente, los precios esperados que mejor representan la situación promedio del periodo 1993-2003 y sobre los cuales se basará el análisis económico, son los siguientes:

<u>PRODUCTOS</u>	<u>\$US/B</u>
LPG	21.0
Gasolina regular	27.0
Gasolina extra	29.0
JP-A	26.1
ACFM	25.1
Gasóleo	24.0
Combustóleo 250 SSF, 1% S	15.4
Combustóleo 250 SSF, 2.0% S	13.4
<u>CRUDOS</u>	
Caño Limón	22.0
Mezcla pesada (Nueva Ref)	18.0
Mezcla promedio	20.0

3.4.2 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

a) PRECIOS

Se analizaron las siguientes situaciones:

- Actual, con precio de crudos y diferenciales actuales (CASO BASICO).
- Futura más probable, con precios de crudos y diferenciales altos (CASO ALTO).
- Futura menos probable, con precios de crudos y diferenciales bajos (CASO BAJO).

CASOS	PRECIOS \$ US/B		
	BASICO	ALTO	BAJO
Crudo Caño Limón	17.0	22.0	12.0
Mezcla Pesada	14.0	18.0	10.0

b) INVERSIONES

El estimativo de inversión para la nueva refinería es de 710 M \$US de 1987. Se analiza también el efecto de variar este valor a 600 y 1000 M \$US.

La inversión en las plantas de destilación primaria (minirefinerías) se estimó en 3 \$US\$/B; se analiza el efecto económico extremo de que esta inversión fuera nula.

PARAMETROS FINANCIEROS

Periodo de construcción

nueva refinería : 4 años

Vida del proyecto: 14 años incluyendo la construcción

Relación de capital

propio a capital

prestado : 40/60

Intereses sobre

préstamo : 9.0% anual

CUADRO No. 1

PROMOSTICOS DE PRODUCCION NACIONAL DE CUBO

L2D

RESERVAS ACTUALES	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
DIRECTO ECOPIPETROL	84.8	92.7	109.8	93.4	83.9	80.7	72.5	75.4	68.1	63.2	55.0	48.7	43.8
ASOCIACION	276.4	300.6	343.5	328.4	313.3	239.9	287.8	276.8	249.2	208.1	173.7	149.6	128.4
CONCESION	56.7	50.9	45.2	37.2	32.2	24.5	21.3	9.5	8.6	6.6	5.0	4.6	4.4
TOTAL	417.9	444.2	498.5	459.0	429.4	405.1	381.6	361.7	325.9	277.9	233.7	202.9	176.6
RESERVAS ADICIONALES													
DIRECTO ECOPIPETROL	0.0	5.4	21.1	32.5	42.6	49.1	52.9	56.3	61.3	66.0	70.2	73.9	77.0
ASOCIACION	0.0	0.0	36.7	93.9	141.9	172.3	188.3	188.2	183.0	189.6	190.0	190.5	190.7
TOTAL	0.0	5.4	57.8	126.4	184.5	221.4	241.2	244.5	250.3	255.6	260.2	264.4	267.7
PRODUCCION TOTAL													
DIRECTO ECOPIPETROL	84.8	98.1	130.9	125.9	126.5	129.3	125.4	131.7	129.4	123.2	125.2	122.6	120.8
ASOCIACION	276.4	300.6	380.2	422.3	455.2	472.2	476.1	465.0	438.2	397.7	363.7	340.1	319.1
CONCESION	56.7	50.9	45.2	37.2	32.2	24.5	21.3	9.5	8.6	6.6	5.0	4.6	4.4
TOTAL PAIS	417.9	449.6	556.3	585.4	613.9	626.5	622.8	606.2	576.2	533.5	493.9	467.3	444.3

PRONOSTICO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES BLANCOS 1988-2000

ERD

<u>PRODUCTOS</u>	<u>PRONOSTICO</u>	<u>CRECIMIENTO</u>	<u>PRONOSTICOS</u>		
	<u>1987</u>		<u>1993</u>	<u>1997</u>	<u>2000</u>
GASOLINA REGULAR	83,983	2.6	96,788	109,105	119,845
GASOLINA EXTRA	10,230	10.0	18,098	26,482	35,332
TOTAL GASOL. MOTOR	94,212	3.9	114,886	135,587	155,177
BENCINA INDUSTRIAL	1,850	1.3	2,001	2,111	2,199
COCCINOL	3,175	-6.8	2,415	1,655	1,275
AVIGAS	780	0.0	780	780	780
TOTAL	5,805	-2.4	5,196	4,546	4,254
TOTAL GASOLINAS	100,017	3.7	120,082	140,133	159,431
ACPM	30,004	5.2	40,035	49,137	57,679
QUEROSENO	4,501	-4.3	3,283	2,746	2,549
JP-A	10,190	5.5	13,897	17,340	20,506
TOTAL MEDIOS	44,695	4.7	57,215	69,223	80,734
TOTAL PROD. BLANCOS	144,712	4.0	177,297	209,356	240,165

CUADRO NO. 3

ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA DE PRODUCTOS BLANCOS (KBDC)

SITUACION SIN NUEVA REFINERIA

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
<u>CASOLINAS</u>													
DEMANDA	103.2	106.7	109.1	112.5	116.2	120.1	124.4	129.4	134.5	140.2	146.2	152.7	159.5
PRODUCCION	87.4	92.5	94.1	92.7	91.2	84.6	79.3	76.4	76.5	77.7	76.2	75.7	76.2
SUPERAVIT (DEFICIT)	(15.8)	(14.2)	(15.0)	(19.8)	(25.0)	(35.5)	(45.1)	(53.0)	(58.0)	(62.5)	(70.0)	(77.0)	(83.3)
<u>DESTILADOS MEDIOS</u>													
DEMANDA	46.0	47.5	49.1	51.7	54.4	57.2	60.4	63.0	65.3	69.2	72.9	76.7	80.7
PRODUCCION	48.3	50.5	52.1	51.7	54.4	57.2	60.4	63.0	63.1	62.8	62.0	60.7	61.1
SUPERAVIT (DEFICIT)	2.3	3.0	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(2.8)	(5.4)	(10.9)	(16.0)	(19.6)
<u>TOTAL PRODUCTOS BLANCOS</u>													
DEMANDA	149.2	154.2	158.2	164.2	170.6	177.3	184.8	192.4	200.4	209.4	219.1	229.4	240.2
PRODUCCION	135.7	143.0	146.2	144.4	145.6	141.8	139.7	139.4	139.6	140.5	138.2	136.4	137.3
SUPERAVIT (DEFICIT)	(13.5)	(11.2)	(12.0)	(19.8)	(25.0)	(35.5)	(45.1)	(53.0)	(60.8)	(68.9)	(80.9)	(93.0)	(102.9)

ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA DE PRODUCTOS BLANCOS (KIDC)

SITUACION CON NUEVA REFINERIA

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CASO A													
DEMANDA	103.2	106.7	109.1	112.5	116.0	120.1	124.4	129.4	134.5	140.2	146.2	152.7	159.5
PRODUCCION	67.4	92.5	94.1	92.7	91.2	121.8	121.2	119.6	120.0	121.1	117.6	115.6	114.4
SURPLUS (DEFICIT)	(15.8)	(14.2)	(15.0)	(19.8)	(25.0)	2.7	13.2	19.9	14.5	(13.1)	(28.6)	(37.1)	(45.1)
RESULTADOS MEDIOS													
DEMANDA	46.0	47.5	49.1	51.7	54.4	57.2	60.4	62.0	65.9	69.2	72.9	76.7	80.7
PRODUCCION	42.3	59.5	52.1	51.7	54.4	76.8	75.0	72.0	74.0	74.0	75.1	75.2	79.7
SURPLUS (DEFICIT)	2.3	3.0	3.0	0.0	0.0	18.1	14.6	10.0	9.0	4.8	2.2	(1.5)	(1.0)
TOTAL PRODUCTOS BLANCOS													
DEMANDA	149.2	154.2	153.2	154.2	170.6	177.3	184.8	192.4	200.4	209.4	219.1	229.4	240.2
PRODUCCION	135.7	143.0	146.2	144.4	145.6	158.4	196.2	152.6	194.2	195.1	192.7	190.8	194.1
SURPLUS (DEFICIT)	(13.5)	(11.2)	(12.0)	(19.8)	(25.0)	21.1	11.4	0.2	16.2	(14.3)	(26.4)	(33.6)	(46.1)

Tiempo de pago del préstamo : 10 años a partir de la entrada en servicio de la refinería.
 Impuestos : 30%

IV. ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO

4.1. GENERALIDADES

Las siguientes cuatro (4) alternativas fueron analizadas y comparadas para lograr el objetivo de satisfacer la demanda nacional de productos blancos:

- a) **IMPORTACIONES:** Es una situación semejante a la actual, en la cual la totalidad de los déficits se cubre con importaciones, realizando las inversiones requeridas para recibir y transportar los productos.
- b) **PROCESAMIENTO DE CRUDOS EN EL EXTERIOR:** Se parte del supuesto de que hay capacidad de refinación disponible en el exterior, se transporta el crudo a procesar y los productos obtenidos, y se paga una tarifa de procesamiento. Si todavía existen faltantes, se cubren con importaciones.
- c) **PLANTAS DE DESTILACION PRIMARIA:** Se asume la construcción de varias plantas de destilación primaria (minirefinerías) en las zonas donde hay disponibilidad de crudo y con capacidades adecuadas para atender la demanda regional respectiva, hasta el año 2000. El déficit se satisface con importaciones.
- d) **REFINERIA CENTRAL:** Se construye una refinería de alta conversión, cuya carga es una mezcla de crudos pesados, con capacidad inicial de 60 KB/D y

facilidades para ampliarla a 100 KB/D. Los excedentes principalmente de ACPM, se exportan.

4.2. PROCEDIMIENTO

La información presentada en el capítulo III se tomó como base común para el análisis de todas las alternativas.

Se fijó asimismo una disponibilidad constante de crudo para todo el periodo de 150 KB/D, conformado por 60 KB/D de crudo pesado y 90 KB/D de crudo liviano.

Se buscó una equivalencia en la producción total de blancos: cargando 60 KB/D de crudo pesado a la Refinería Central, se tienen producciones similares a procesar en el exterior 90 KB/D de crudo liviano (tipo Caño Limón).

La proyección de las demandas regionales de productos blancos, que se abastecerían con las plantas de destilación (minirefinerías), determinó la capacidad total de éstas en 90 KB/D de crudos livianos.

Asignando los crudos livianos a las plantas de destilación (minirefinerías) y al procesamiento en el exterior, se busca evitar la desventaja que tendrían estas alternativas al procesar crudos pesados, en cuyo caso la producción de combustóleo es demasiado alta, afectando la economía de estas alternativas.

En cada caso se hace el balance volumétrico para determinar el crudo a exportar y los productos a importar/exportar, se calculan los ingresos/egresos, el flujo neto de caja y el valor presente neto. Cada

alternativa se compara con el caso de importaciones; la diferencia del VPN representa la ventaja económica en \$ US de 1987, durante el periodo analizado, de cada alternativa con respecto a la de importaciones. Esta evaluación se hace para un rango de diferenciales entre el crudo y la gasolina de 1 a 10 \$US/B, para los precios de crudos e inversiones del caso básico y para las sensibilidades definidas en la sección 3.4 (Bases Económicas).

4.3. ANALISIS DE ALTERNATIVAS

4.3.1. IMPORTACION TOTAL DE FALTANTES

CARACTERISTICAS

- a) Se importan todos los productos faltantes, en las cantidades señaladas como déficit en el cuadro No.4 del capítulo III, que van desde 25.0 KB/D en 1987 hasta 133.2 en el año 2.003.
- b) **Exportaciones.** Durante todo el periodo se exportan 150 KB/D de crudo, de los cuales 90 KB/D son de tipo liviano y 60 pesado.
- c) **Inversiones.** Para poder manejar el volúmen total de productos a importar, es indispensable ejecutar proyectos de adecuación del puerto de Pozos Colorados, ampliar el poliducto Pozos - Barranca-Puerto Salgar y ampliar la capacidad de almacenamiento en Pozos Colorados y en Barranca. La inversión total en esta alternativa asciende a 300 M US\$.

La adecuación de los sistemas de recibo y transporte debe realizarse antes de 1993, fecha en la cual el volúmen a manejar (Importaciones más transferencias

de CAR): 50 KB/D, sobrepasa la capacidad actual: 30 KB/d.

d) **Costos Operacionales**

- Impuestos de importación (19%) y seguro sobre el precio FOB de los productos importados (0.5%).
- Transporte de crudos de exportación. Se aplica el costo operacional 0.003 US\$/Barril/Kilómetro, y se asume el transporte entre Puerto Salgar y Coveñas.
- Transporte de productos. Se aplica para el volumen total de productos a importar, entre Pozos Colorados y Puerto Salgar, utilizando el mismo costo unitario.

RESULTADOS

a) Balance Volumétrico KB/D:

	1988	1993	1997	2000	2003
Importaciones					
- Gasmotor	12.6	28.4	50.0	66.7	81.4
- Gas extra	3.2	7.1	12.5	16.7	20.3
-ACPM	--	--	4.4	13.3	21.4
-JET	--	--	1.5	4.7	7.5
-Queroseno	--	--	0.5	1.5	2.5
Total	15.8	35.5	68.9	102.9	133.1
Exp.crudo	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0

- b) **Resultados Económicos.** El valor presente neto de esta alternativa es de 4.983 millones de dólares.

ANALISIS DE LA ALTERNATIVA

- a) En orden descendente la magnitud del efecto en los costos operativos de esta alternativa es: transporte de los productos importados, impuestos de importación y transporte de crudo de exportación.
- b) Esta opción se convierte en una limitación estratégica para el país, al hacer depender el abastecimiento interno en un elevado porcentaje (50% en el año 2003) de la disponibilidad de productos en el exterior, teniendo suficientes reservas de crudo internas que tendrían que exportarse.
- c) La situación se tornará más difícil y compleja que la actual, puesto que se pasa de 1 a 5 en los tipos de productos a importar.
- d) La generación de empleo directo e indirecto es mínima o nula para esta alternativa, excepto el empleo temporal que surge durante la ejecución de los proyectos de ampliación de los oleoductos.

4.3.2. PROCESAMIENTO DE CRUDO EN EL EXTERIOR

CARACTERISTICAS

- a) Se parte del supuesto de que existe capacidad de refinación disponible en el área del Caribe, específicamente en las Refinerías de Aruba y de Curacao.
- b) Con base en la información recibida en el pasado, de Lago Oil, sobre la refinería de Aruba, y la oferta

de Maravén (Octubre 26/87) para refinar crudo colombiano en la refinería de Curacao, se adjuntan los esquemas de proceso de esas instalaciones:

- c) Rendimientos y Otros. Los siguientes son los rendimientos previstos al procesar crudo Caño Limón en las refinerías mencionadas:

RENDIMIENTO	Refinería	Refinería
	Aruba	Curacao
	% Vol	% Vol
LPG	0.0	1.9
Nafta	21.8	8.3
Gasolina 84 octanos	0.0	21.5
Jet/Quero	5.7	14.5
ACPM	25.1	10.0
Gasóleo	10.4	7.8
Combustóleo	32.0	31.0
Pérdidas (1)	5.0	5.0

Calidad

Nafta, No.octano	45.0	45.0
Gasóleo, % S	0.2	0.5
Combustóleo, % S	1.25	2.8

Tarifa de Procesa miento, US/B.crudo	0.5	0.5
---	-----	-----

Nota (1) Los propietarios descuentan el 5% del volumen entregado de crudo para compensar pérdidas y consumo de combustible.

- d) Fletes marítimos: 0.6 US/barril transportado.
- e) Precios: Debido a la diferencia en contenido de azufre del combustible producido en Aruba comparado con el de Curacao, se ha establecido una diferencia de 1.5 US/B entre los dos productos
- f) Otros Costos Operacionales.

Plomo Tetraetilo (TEL): La Nafta virgen producida requiere la adición de 3 c.c. de TEL por cada galón de Nafta (el máximo permisible), más la mezcla con gasolina extra importada, para llevarla a la calidad de gasolina regular (No. octano 84). El costo combinado de estas dos acciones es de 2.40 US\$/Barril de Nafta.

Transporte Interno: Incluye el transporte de los productos devueltos por el procesador, de los productos importados y del crudo excedente de exportación.

Otros: Se cargan también el valor de los impuestos de importación y el costo del seguro del crudo, de los productos recibidos del procesador, y de los productos importados.

- g) Inversiones: Es igual a la primera alternativa; se considera la inversión requerida para adaptar las facilidades de recibo y transporte de los productos importados y los recibidos del procesador.

- h) Carga de crudo a procesar: 90 KB/D de crudo Caño Limón.

- i) Exportaciones: Se contabilizan como exportaciones: 60 KB/D de crudo pesado y los excedentes resultantes como son: Destilados medios, gasóleo y combustóleo.
- j) Importaciones: El faltante, que es básicamente gasolina, se importa.

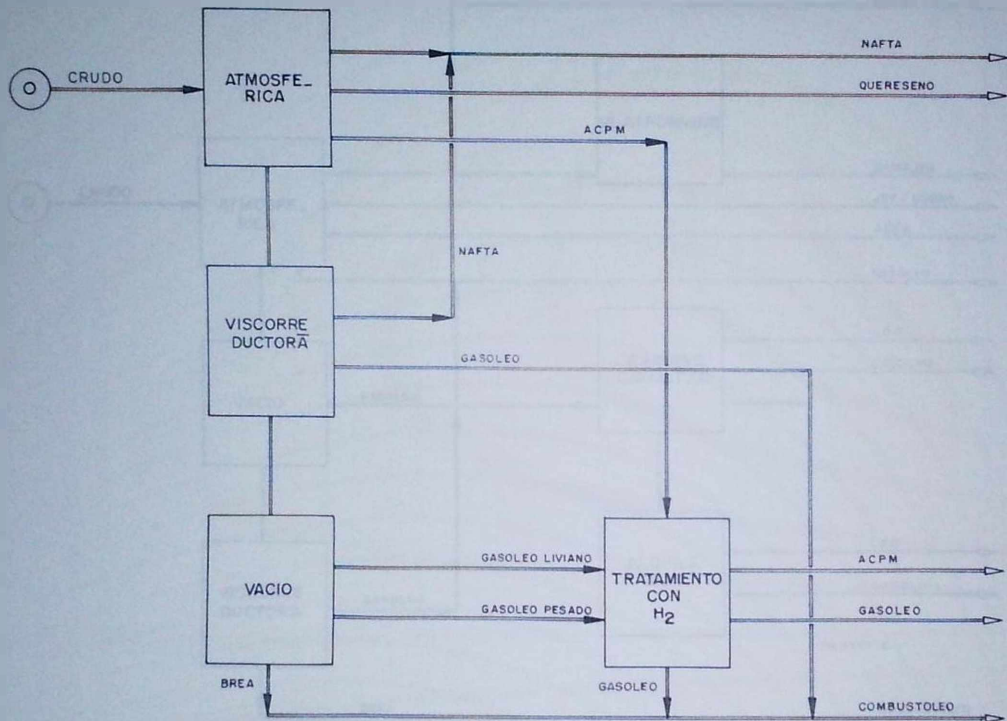
RESULTADOS

a) De las dos opciones de procesamiento en el exterior examinadas, se deduce que la oferta de Maravén (Refinería de Curacao), es la más atractiva. Esto tiene como fundamento, el menor rendimiento obtenido de productos blancos y la baja calidad (No. Octano) de la nafta producida en Aruba, desventajas estas que no alcanzan a compensar la mejor calidad de su combustóleo.

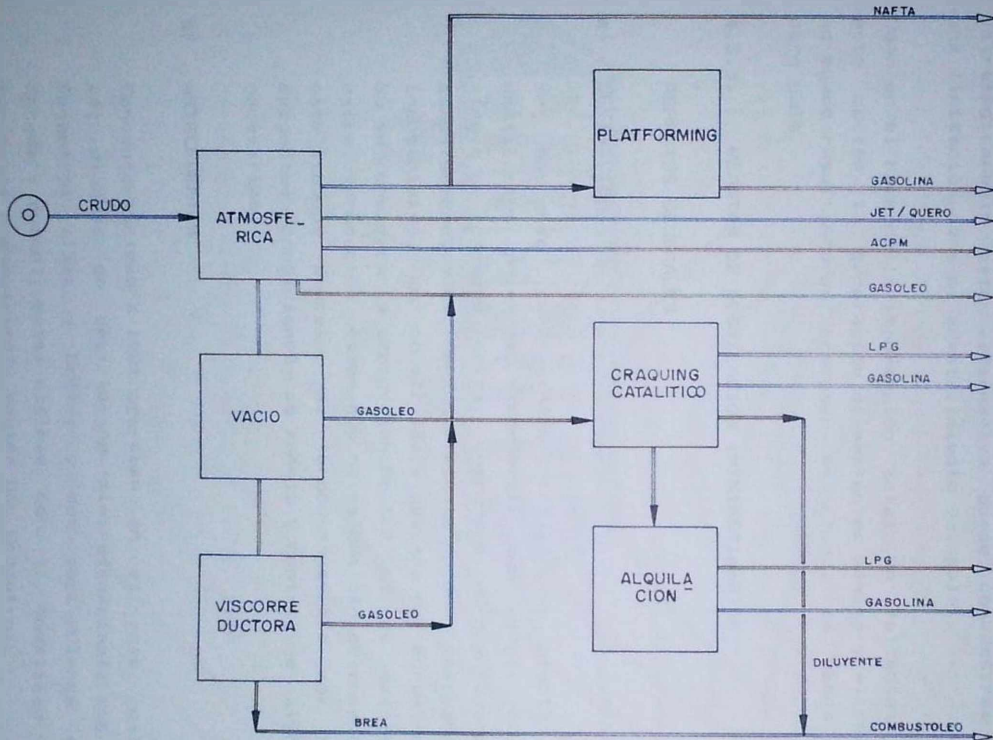
b) Balance Volumétrico, KB/D:

	1988	1993	1997	2000	2003
PRODUCCION					
BLANCOS					
LPG	--	1.7	1.7	1.7	1.7
Gas motor	--	26.8	26.8	26.8	26.8
Dest.medios	--	22.0	22.0	22.0	22.0
IMPORTACIONES					
Gas motor	12.6	0.0	15.8	36.5	51.3
Gas extra	3.2	0.0	3.9	9.1	12.8
EXPORTACIONES					

ESQUEMA DE PROCESO REFINERIA ARUBA (VENEZUELA)



ESQUEMA DE PROCESO REFINERIA CURAZAO (VENEZUELA)



pais procesador o los compromisos de este. En el caso de la oferta de Maravén, hay que renovar los contratos cada tres meses.

- f) Estratégicamente esta alternativa puede convertirse en una limitación para el abastecimiento del país.
- g) Como en el caso de la importación total de faltantes en esta opción la generación de empleo es mínima y el valor agregado resultante de procesar el crudo, se queda en otro país.

4.3.3. PLANTAS DE DESTILACION (MINIREFINERIAS)

ASPECTOS GENERALES

a) DEFINICION

Se entiende por minirefinería, una planta de destilación primaria atmosférica que carga crudo virgen y produce nafta, queroseno, ACPM y residuos atmosféricos, es autosuficiente en servicios industriales, es construida y operada por Ecopetrol. No se considera la producción de GLP ni de gasolina extra, productos éstos que no es posible obtener con este tipo de proceso, ni turbocombustible por las exigentes condiciones de manejo y control de calidad necesarias.

b) ANTECEDENTES

Con anterioridad a 1981 operaban en el país cuatro (4) plantas de destilación (minirefinerías): dos de Ecopetrol (Tibú y Orito) y dos particulares (La Dorada y Guamo); estas últimas con la modalidad de tarifa de procesamiento pagada por Ecopetrol.

A partir de entonces se sacaron sucesivamente de servicio las refineries de La Dorada y Guamo, debido a los altos costos que representaba para Ecopetrol mantener su operación, originados en los consumos de combustible, elevados costos del transporte del crudo reducido y su efecto negativo en la carga de la refinaria de Barrancabermeja. Actualmente operan las plantas de destilación (minirefinerías) de Tibú y Orito, abasteciendo las necesidades locales de gasolina, ACPM y JPA (este último en Orito). La planta de Tibú opera a un 44% de su capacidad de diseño (2.200 Vs 5.000 B/D), por falta de mercado adicional, y la de Orito se está ampliando de 1.500 a 2.000 B/D.

c) LOCALIZACION

El sector en donde se ubique una minirefineria debe tener las siguientes características:

- Estar cerca de un campo de producción de crudo o de un oleoducto.
- En una zona que garantice un consumo apreciable de los productos de la planta.
- Que haya facilidad para manejar los productos que no se consuman (i.e. ACPM en exceso de la demanda de la zona) y de los residuos del proceso de destilación.

d) CAPACIDAD Y NUMERO DE PLANTAS DE DESTILACION (MINIREFINERIAS).

Este aspecto se refiere a la capacidad en sí de la unidad de destilación y a sus necesidades asociadas: tanques de almacenamiento, facilidades para manejo y adición de tetraetilo de plomo, generación de

electricidad, tratamiento de aguas, instalaciones de seguridad y contra incendio, y planta de ventas.

El tamaño de cada minirefinería lo determina la demanda de gasolina motor regular que debe atender; se consideraron las demandas proyectadas a 1993 como el objetivo inicial de cubrimiento, con capacidades de diseño para abastecer las demandas regionales hasta el año 2000.

En el cuadro No. 1 se muestran diez (10) localidades seleccionadas aplicando los criterios expuestos, como sitios posibles para instalar plantas de destilación (minirefinerías): Pasto, Neiva, Gualanday, Puerto Salgar, Villavicencio, Saravena, Cúcuta, Ayacucho, Yopal y Tunja.

Se indican igualmente en el cuadro No. 1 los siguientes aspectos:

- Tipo de crudo a cargar según la disponibilidad y atendiendo al criterio prioritario de que se usen crudos de Ecopetrol.
- Capacidad de carga de crudo
- Producción de gasolina motor (igual a la demanda) y balance de producción/demanda de ACPM y quero.
- Excedentes de producción de destilados medios y de crudo reducido que no son consumidos en el área.
- Necesidades de consumo de tetraetilo de plomo y de mejorador de octanaje.

CARACTERÍSTICAS DE LA ALTERNATIVA

- a) En el proceso de una minirefinería el rendimiento de

productos utilizables es muy bajo en relación con la carga de crudo, esto implica la necesidad de procesar entre 3 y 4 veces la cantidad de crudo que requiere una refinería de alta conversión, para lograr la misma cantidad de productos blancos.

- b) Del cuadro No. 1 se observa que la capacidad global de plantas de destilación (minirefinerías) posibles es de 90.0 KB/DC.
- c) Para las plantas de destilación (minirefinerías) de Gualanday y Puerto Salgar, la disponibilidad de crudos livianos del sur será insuficiente a partir de 1994, de acuerdo con la predicción de producción de crudos.
- d) Manejo del crudo reducido. El residuo del crudo cargado sale como crudo reducido con las características de un combustible de buena calidad. Sobre el manejo o disposición de esta corriente se hacen las siguientes precisiones:

. No se puede reinyectar el crudo reducido a los oleoductos que transportan crudo hacia las refinerías de Barranca o de Cartagena, debido a que en tales refinerías se tendría que bajar un nivel de carga equivalente, anulando así en la práctica el incremento de carga logrado con las plantas de destilación (minirefinerías). Esto en razón de que es la cantidad de fondos el factor que limita las unidades de proceso existentes.

. Para los casos específicos de las plantas de destilación (minirefinerías) de Saravena, Cúcuta, Ayacucho y Yopal, la proporción de crudo reducido al flujo total restante de crudo es muy baja (más o menos 1%), y por lo tanto se puede reinyectar el

CUADRO No 1

LOCALIZACION Y DIMENSIONAMIENTO DE LAS MINIREFINERIAS ,KB/DC

	PASTO	NEIVA	BULANDAY	SALGAR	TUNJA	VILLAVIC.	SARAVENA	CUCUTA	AYACUCHO	YOPAL
1. Tipo de crudo	Grato	San Fco	Dina	Dina	Casan.	Aplay	C.Limon	C.Limon	C.Limon	Casanar
2. Capacidad de Diseño	3.00	20.00	24.00	17.00	8.00	6.00	1.20	1.60	5.00	1.00
Carqa (1)	4.50	15.50	19.80	10.50	6.10	5.00	1.00	1.40	3.90	0.80
3. Demanda de productos										
gasolator regular	2.10	7.70	3.75	2.01	2.64	1.18	0.32	0.45	1.70	0.25
quero/acpa	0.33	0.78	1.17	1.11	0.65	0.97	0.20	0.28	0.02	0.28
4. Producciones										
nasta virgen	4.23	3.70	3.30	1.77	1.45	0.95	0.18	0.26	0.27	0.16
quero/acpa	4.16	3.20	3.52	1.39	2.01	1.25	0.51	0.44	1.01	0.32
crudo reducido	2.01	5.62	12.78	6.82	2.55	2.70	0.55	0.75	2.00	0.35
5. Mejoradores de octanaje										
TEL comercial, te/DC	0.48	0.35	1.18	0.83	0.53	0.54	0.06	0.09	0.31	0.06
gasolina premium (2)	0.75	0.90	0.46	0.24	1.16	0.23	0.14	0.19	0.63	0.09
6. Excedentes										
quero/acpa	0.55	2.60	2.35	0.77	1.36	0.51	0.00	0.00	0.00	0.00
crudo reducido	2.01	5.68	12.78	6.82	2.55	2.70	0.62	0.91	2.93	0.39
gravedad API	20.61	15.97	9.06	9.06	20.09	11.99	19.50	19.90	22.10	21.20
azufre, 1p	1.01	0.70	2.65	2.05	0.28	1.65	0.68	0.67	0.62	0.27
VBM	31.52	26.29	17.44	17.44	36.41	25.14	30.40	30.90	33.30	36.90
7. Relacion residuo/crudo, %	15.94	39.90	54.23	77.44	11.68	9.86	0.22	0.33	1.07	6.70

Notas: (1) Valores proyectados a 1993

(2) Con ROM claro de 92.0

crudo reducido, sin que se afecte sensiblemente la calidad de la mezcla resultante. Estas plantas de destilación (minirefinerías) representan solo el 8% de la capacidad total contemplada en esta alternativa.

Para las demás plantas de destilación (minirefinerías), la proporción de crudo reducido al volumen restante de crudo que fluye por los respectivos oleoductos, va desde el 10 hasta el 80%, por lo cual este subproducto, hay que manejarlo segregado para realizarlo como combustóleo de exportación. El transporte entonces se considera vía terrestre desde las plantas de destilación (minirefinerías) hasta el CIB y de allí por flota fluvial hasta Cartagena, para no afectar el "proyecto" con inversiones adicionales en combustoleoductos.

e) **Calidad de la Nafta; Costo del TEL**

La Nafta virgen producida no cumple el octanaje especificado para la gasolina motor, por lo cual es necesario adicionarle mejoradores.

El cálculo indica la necesidad de adicionar 3 c.c. del TEL/galón de nafta, que es el máximo permitido en Colombia y adicionalmente se requiere mezclarla con gasolina extra, para poder llevarla a la condición de No. octano 84. El costo combinado de los dos mejoradores es de 2.33 US\$/B de Nafta, equivalente a 0.45 US\$/B crudo procesado.

f) **Rendimiento de Productos**

Analizando en forma conjunta las diez plantas de

destilación (minirefinerías) proyectadas, los crudos que se cargarían y los niveles de carga a establecer en el período 1993-2003, a continuación se da el rendimiento promedio esperado de productos, anotando que se han seleccionado los crudos más livianos disponibles.

	% Vol
LPG	0.0
Nafta	19.3
ACFM	21.7
Combustóleo	58.6 (crudo reducido)

g) Otros costos operacionales y de transporte

• Se carga el costo de transporte interno del crudo de exportación y del faltante de productos que se importan al país.

• Se le da un crédito por el ahorro de transporte del crudo a cada minirefinería, y similarmente para los productos blancos obtenidos.

• El costo de transporte combinado del crudo reducido, 11% mezclado con crudo por oleoducto, y 89% por carrotanque-flota fluvial, resulta en 5.0 US\$/B crudo reducido.

• Como costos totales fijos de operación, se calculó la cifra de 22.000 US\$/DC, e incluye salarios, prestaciones y mantenimiento.

• Como costos variables se dedujo el valor promedio de 0.75 US\$/B carga, e incluye lo referente a:

químicos, catalizadores, lubricantes, combustibles y servicios industriales.

h) INVERSION

Se tomó como referencia el valor reportado por CEPE para la planta de destilación (minirefinería) del Amazonas (10 KB/D) de 3000 US\$/B (Boletín Informativo ARPEL año 21 No.124, Julio/Agosto 1987).

El costo total de las plantas de destilación (minirefinerías) con la capacidad de 90KB/D, es entonces de 270.0 M US\$.

En cuanto a las inversiones requeridas en Oleoductos, Poliductos, Puertos y almacenamiento, se presentan las siguientes variaciones con relación al Caso de Importación Total:

- Se elimina la construcción del poliducto Gualanday-Neiva, que tenía un costo de 22 M US\$.
- Se aplazan los siguientes proyectos: ampliación del Poliducto Pozos Colorados-B/Bermeja, adaptación del puerto y el incremento en capacidad de almacenamiento en Pozos, todo lo cual representa 200 M US\$. Estos trabajos deben reprogramarse, iniciándolos en 1995 para que en 1999 estén disponibles.

La inversión total queda de la siguiente manera:

M US\$

Plantas Dest.(minirefinerías) 270.0

Poliductos y otros	22.3
Proyectos aplazados (Diferidos 1995/99)	200.0

RESULTADOS

a) Balance Volumétrico, KB/D :

	1988	1993	1997	2000	2003
Carga de crudo	--	68.9	80.8	87.7	90.0

PRODUCCION

BLANCOS

Gasmotor	--	13.3	15.6	16.9	17.4
Destilados					
Medios	--	13.6	15.9	17.3	17.7

IMPORTACIONES

Gasmotor	12.6	9.2	24.8	44.5	58.8
Gas extra	3.2	2.3	6.2	11.1	14.7
Dest.Medios	--	--	1.3	4.4	12.2
TOTAL	15.8	11.5	33.0	62.0	91.4

EXPORTACIONES

Crudo	--	81.1	69.2	62.3	60.0
Combustóleo	--	40.4	47.4	51.4	52.8
Dest.medios	--	9.3	--	--	--

b) **Resumen de Resultados Económicos**

El valor presente neto de esta alternativa para el periodo 1988-2003 fué de 4.844 millones de dólares.

ANALISIS DE LA ALTERNATIVA

- a) Los resultados volumétricos señalan que la alternativa de las plantas de destilación (minirefinerías) empieza en 1993 a contribuir con el 65% de la solución del déficit de productos blancos y termina aportando sólo el 33% de la solución en el año 2003.
- b) Los resultados económicos desfavorecen notoriamente esta alternativa en comparación con el caso de importación total: VPN: 4844 v.s. 4983 M US\$.
- c) Al bajo atractivo económico de las plantas de destilación (minirefinerías), contribuye notoriamente el pobre aprovechamiento que se hace del crudo, por el rendimiento mínimo que se obtiene de productos blancos.
- d) Los egresos de mayor efecto en la economía de las plantas de destilación (minirefinerías), son el transporte del crudo reducido para exportarlo como combustóleo y el costo del mejorador de octanaje.
- e) Desde el punto de vista comercial esta opción tiene el gran inconveniente de que llega a producir hasta 50 KB/D de combustóleo.

4.3.4. REFINERIA DE ALTA CONVERSION

ASPECTOS GENERALES

a) SELECCION DEL PROCESO

Esta es la cuarta opción estudiada para cubrir el faltante de productos blancos. Para seleccionar el esquema de proceso de esta opción se tuvo en cuenta que la economía se ve más favorecida en la medida en que se reduzca la producción de combustóleo, mediante la conversión de todo el crudo a productos blancos.

Para procesar los residuos del crudo se analizaron las siguientes opciones:

- Tratamiento de asfalto residual (A.R.T.) en el crudo.
- Tratamiento de asfalto residual (A.R.T.) en el fondo atmosférico
- Desulfurización del residuo atmosférico.
- "Delayed Coking" del residuo de vacío.
- "Flexi-Coking" del residuo de vacío.
- "Fluid Coking" del residuo de vacío.
- "LC-Fining" del residuo de vacío.
- Desasfaltado con solvente del residuo de vacío.

Para procesar los gasóleos se analizaron las siguientes opciones:

Fluid Catalytic (F.C.C.), Hydrocracking, Hydrotreating.

Para procesar los destilados se analizaron las siguientes opciones:

Saturación de aromáticos, Hydrocracking, Hydrotreating, Tratamiento químico.

Para el procesamiento de las Naftas se analizaron las siguientes opciones:

Reformado catalítico de las naftas media y pesada hidrotratadas. Hidrogenación de las Diolefinas en las naftas de A.R.T., Hydrotreating y tratamiento químico.

Para el procesamiento de los propanos y butanos (C3 y C4) se analizaron las siguientes opciones:

Alquilación, Isomerización del butano, polimerización catalítica, hidrogenación de diolefinas, tratamiento químico.

El ordenamiento de los procesos preseleccionados se realizó mediante técnicas de optimización con programación lineal, con los siguientes resultados:

Posición	Proceso	Inversión Relativa	Periodo de pago relativo
1	Fluid Coking	1.00	0.84
2	ART de fondo atmosférico	1.01	0.84
3	L.C. Fining	1.08	0.86
4	Desulfurización de residuo	1.11	0.86
5	Flexicoking	1.02	0.88
6	Delayed coking	1.05	0.92
7	A.R.T. del crudo	1.09	0.93
8	Desasfaltado con solvente	1.00	1.00

Los cuatro últimos procesos, Flexicoking, Delayed Coking, ART del crudo y Desasfaltado, se descartaron por ser económicamente los menos atractivos. De los cuatro restantes, LC-Fining y Desulfurización de residuos son procesos más

complejos y requieren mayores inversiones. Por otra parte, la Desulfurización es poco flexible para el manejo de cargas con metales altos (crudo Castilla o Fuel Oil) y L.C.-Fining es el menos confiable de los procesos bajo análisis. Con base en lo expuesto se escogieron los dos primeros procesos para posteriores análisis.

b) A.R.T. v.s. FLUID COKING

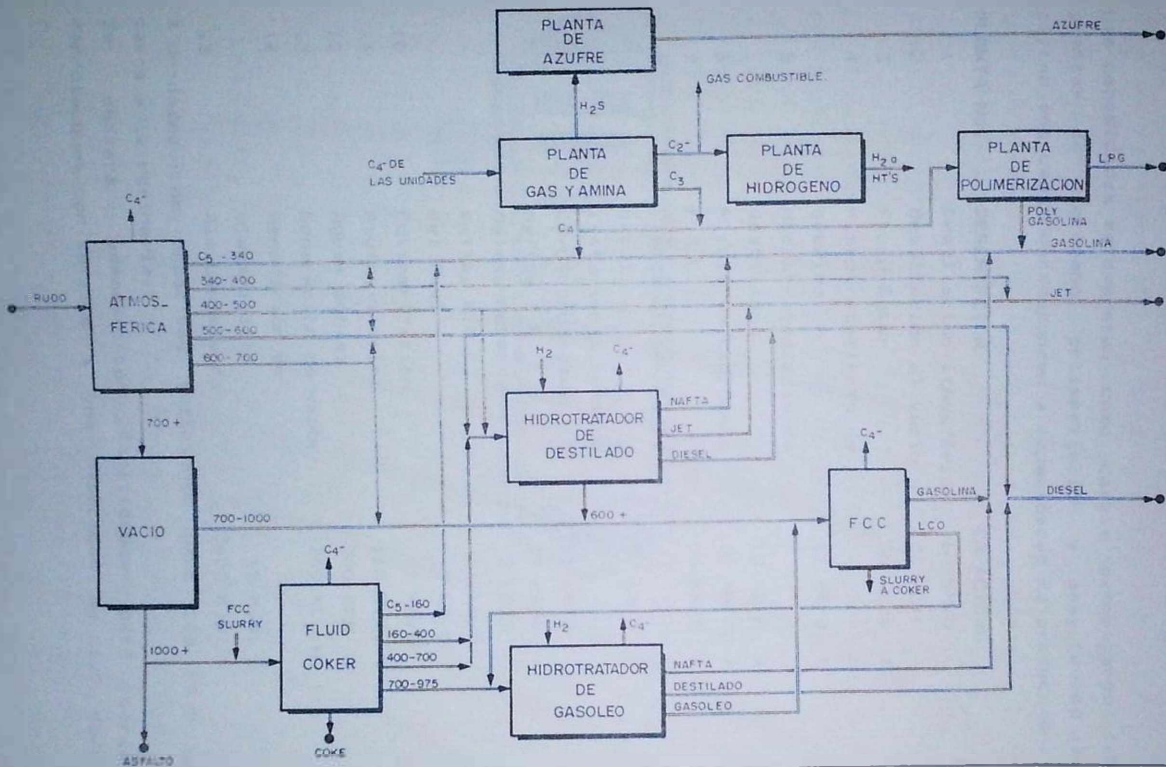
El análisis de estas dos opciones se hizo combinando cada proceso con las diferentes opciones preseleccionadas para el procesamiento del gasóleo y los destilados, llegándose a las siguientes conclusiones:

La combinación del A.R.T. o el Fluid Coking con F.C.C. es la opción de menor costo y mejor período de pago. Permite abastecer las demandas si se envían a F.C.C. todos los destilados con puntos de ebullición de 600 grados F + y se envían a gasolina los cortes de nafta pesada 340-400 grados F. Sobre el papel el proceso A.R.T. no es descartable, sin embargo en la presentación hecha por su licenciador Engelhard se aclaró que la unidad A.R.T. de Ashland, única planta comercial en operación, no había alcanzado todavía una operación confiable. Se acordó por lo tanto seleccionar el proceso de Fluid Coking de Exxon para el residuo de vacío, en combinación con F.C.C. para el procesamiento de los gasóleos.

c) CONFIGURACION DE LA REFINERIA

De acuerdo a las demandas proyectadas y tomando como referencia el período 1993-2000, la configuración propuesta es la mostrada en el diagrama de bloques adjunto con las unidades de proceso y capacidades que se

DIAGRAMA DE BLOQUES



indican a continuación.

Las capacidades se expresan como cargas exceptuando las plantas de hidrógeno, polimerización y gas, donde las cifras indicadas corresponden a capacidades de producción.

PLANTA No.	DESCRIPCION	CAPACIDAD
1	Destilación atmosférica	60 KB/D
2	Destilación al vacío	33 KB/D
3	Fluid Coker	30 KB/D *
4	Hidrotratamiento de gasóleo	17 KB/D *
5	Hidrotratamiento de destilados	15 KB/D *
6	Planta de hidrógeno	30 MSCFD *
7	F.C.C.	50 KB/D *
8	Planta de gas C3/C4 gasolina	27 KB/D
9	Tratamiento químico C3/C4 productos Naftas S.R.	11 KB/D
	Naftas Coker	9 KB/D
	Naftas F.C.C.	2 KB/D
	Jet Fuel	17 KB/D
10	Polimerización	3 KB/D
11	Azufre y amina	110 T.D. *
12	Aguas agrias	300 GPM *
13	Generación de vapor	250 K.L.H.
14	Generación de electricidad	15 M.W.
15	Almacenamiento	3600 K.B.

* Unidades con capacidad suficiente para 100 KB/D de carga a la refinería.

Se contará además con facilidades para cargar carrotaques con asfalto a una capacidad de 1.2 KB/D;

adicionar T.E.L. y colorantes a las gasolinas; sistemas de alivio y "Blowdown"; interconexiones de tubería; agua cruda, de enfriamiento, industrial y potable; sistemas de contra incendio; alcantarillado y tratamiento de efluentes; sistemas de aire y gas inerte; manejo de químicos y catalizadores; manejo de coke, comunicaciones y servicios generales.

d) **CARGA Y RENDIMIENTOS**

. Como carga se consideran 60 KB/D de una mezcla de crudo pesado: Castilla, Aplay, Conorná.

. Rendimiento previstos:

	% VOL.	KB/D
LPG	10.0	6.0
Gasmotor	36.7	22.0
Gas Extra	9.2	5.5
ACPM	25.8	15.5
Jet	9.2	5.5
Queroseno	2.8	1.7
Total	93.7	56.2
Coque		700 T/D

e) **INVERSIONES**

. Instalaciones de la nueva refinería: Con base en los presupuestos preparados por Bechtel, Chiyoda y Petrobrás, se estableció un valor básico de inversión de 710 M US\$; en este valor se incluyen varias unidades de proceso con capacidad suficiente para expandir la refinería a 100 KB/D.

. Inversiones Complementarias: Se contabilizan las inversiones en almacenamiento/poliductos, etc. que de todas maneras es necesario realizar: 50.0 M US\$.

Inversión total M US\$: $710 + 50.0 = 760.0$

f) COSTOS OPERACIONALES Y DE TRANSPORTE

- . Costos fijos nueva refinería: Se establecieron en 35 MUS\$/año, según estudios Bechtel.
- . Costos variables refinería: 0.32 US\$/Barril carga, e incluye servicios comprados, químicos y catalizadores. No se incluye combustible puesto que la refinería es autosuficiente y ya se ha tenido en cuenta en el rendimiento de productos.
- . Transporte: Se contabiliza el correspondiente al crudo de exportación y a los productos de importación.
- . Otros. Impuestos de importación y seguros.

g) EXPORTACIONES

Se exporta crudo y destilados medios. No se exporta combustóleo porque el esquema no lo produce.

h) IMPORTACIONES

Todo el déficit de productos se cubre con importaciones.

RESULTADOS

a) Balance Volumétrico KB/D :

	1988	1993	1997	2000	2003
Carga Crudo		60.0	60.0	60.0	60.0
PRODUCCION BLANCOS					
LPG		6.0	6.0	6.0	6.0
Gasmotor		27.5	27.5	27.5	27.5
Dest. Medios		22.7	22.7	22.7	22.7
IMPORTACIONES					
Gasmotor	15.8	—	19.1	45.0	63.4
Dest. Medios	—	—	—	1.0	12.9
EXPORTACIONES					
Crudo	—	90.0	90.0	90.0	90.0
Gasmotor		2.7	—	—	—
ACFM		18.4	4.8	—	—

b) RESUMEN DE RESULTADOS ECONOMICOS

El Valor Presente Neto de esta alternativa para el periodo 1988-2003 resulta de 5.456 M US\$.

ANALISIS DE RESULTADOS

- a) Es la alternativa que muestra mejores resultados económicos: VPN, Balanza de divisas, etc. El atractivo es mayor a medida que los diferenciales de precios entre la gasolina y el crudo son mayores.
- b) Se elimina en parte el problema de comercializar el combustóleo, cuyo mercado futuro se prevé incierto y difícil, por las restricciones en contenido de azufre.
- c) Hay necesidad de considerar la ampliación de la refinería a partir del año 1997, cuando las importaciones de mogas lleguen a 19 KB/D.
- d) Estratégicamente esta alternativa es la más importante, por la seguridad que le brinda al país en el suministro oportuno y económico de los combustibles.
- e) Socialmente también tiene mucha relevancia, debido a la

cantidad de empleo directo e indirecto que genera (aproximadamente 550 directos y más de 5.000 indirectos), así como el impulso y desarrollo de nuevos polos de desarrollo comercial e industrial.

4.4. COMPARACION DE ALTERNATIVAS

4.4.1 ECONOMICA

El análisis económico comparativo de las alternativas analizadas se presenta en las Gráficas 4.1 a 4.5. Estas indican el Valor Presente Neto de las alternativas con respecto a la importación total de productos, para precios diferenciales entre la Gasolina y el Crudo entre 1 y 10 \$ US/B, y se resumen en el cuadro siguiente:

RESUMEN ECONOMICO ALTERNATIVAS

PRECIO CRUDOS US/B	CASO BASICO	SENSIBILIDAD PRECIO CRUDOS		SENSIBILIDAD INVERSIONES	
		ALTO	BAJO	REFI NERIA	DEST. PRIM.
Caño Limón (Liviano)	17	22	12	17	17
Mezcla pesada (Pesado)	14	18	10	14	14
Mezcla promedio	15,5	20	11	15,5	15,5
INVERSIONES					
M US\$)					
Nueva Refinería	710	710	710	1000	0
Diferencial Precios	4	7	3	4	4
Gasolina-Crudo (\$US/B)					

MARGENES (M US\$)
(CON RESPECTO A
IMPORTACION)

Nueva Refinería	420	740	260	270	420
Refinación en el exterior	-20	180	-90	-20	-20
Destilación Primaria	-170	-80	-200	-170	-10

COMPARACION VALOR PRESENTE FLUJO DE DIVISAS
PARA CASO BASICO:

ALTERNATIVAS	M US\$
Refinería-Importaciones	75
Refinería-Proc.exterior	185
Refinería-Dest.Primaria	363
Importaciones-Proc.exterior	110
Importaciones-Dest.Primaria	288

Del cuadro anterior se deduce lo siguiente:

1. A los precios actuales de crudo el Margen Económico (M US\$) de la alternativa de construir la refinería con respecto a importar, es de 420 M US\$ durante el periodo 1988-2003, si la inversión es de 710 M US\$. Si esta se incrementa hasta 1000 M US\$, el margen se reduce a 270 MUS\$.
2. Para los precios más probables de crudos (Altos) durante el periodo evaluado y con la inversión básica, el margen de la nueva refinería sobre la importación asciende a 740 M US\$.
3. A los precios de crudo más improbables (Bajos) todavía sigue siendo mejor negocio la refinación

versus la importación en 260 M US\$.

4. Se observa también para las bases económicas establecidas, que el procesamiento de crudo Caño Limón en Curazao muestra un margen económico positivo con respecto a importar productos para diferenciales de precios por encima de 4,5 US\$/B.
5. La alternativa de importar productos es superior a la de construcción de plantas de destilación (minirefinerías) para cualquier diferencial de precios.
6. Desde el punto de vista económico, el ordenamiento de las alternativas sería:

Nueva Refinería, Importación, Procesamiento en el exterior (Curazao) y construcción de plantas de destilación (minirefinerías)

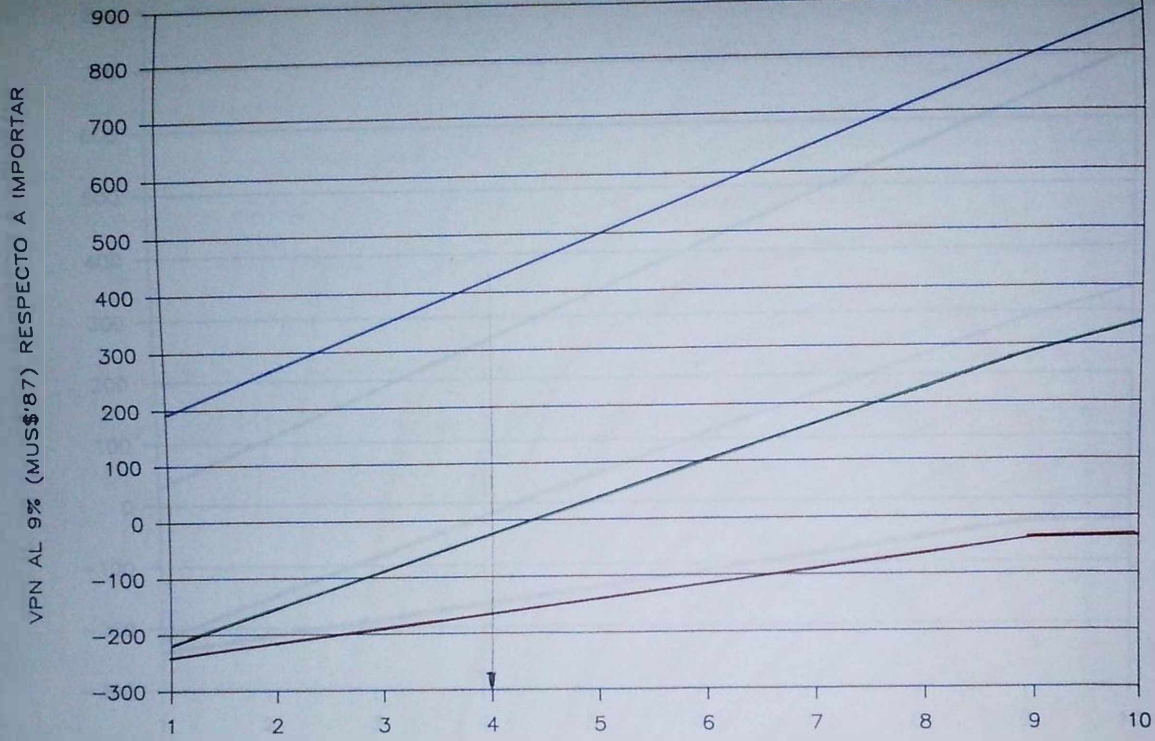
7. El análisis de sensibilidad sobre la inversión en las plantas de destilación (minirefinerías), se muestra en la Gráfica 4.5, en la cual se considera una inversión de cero (0). Se observa que el ordenamiento entre las plantas de destilación (minirefinerías) y el "Processing Fee" puede modificarse para diferenciales inferiores a 4.5 US\$/B, dependiendo de la inversión. Por encima de este valor se mantiene el ordenamiento del caso básico.
8. El Flujo Neto de divisas en todos los casos es más favorable con la alternativa de la Nueva Refinería.

4.4.2

ESTRATEGICA Y SOCIAL

CASO BASICO

INV. MUS\$ 710 CRUDO(U\$/B): L-17, P-14



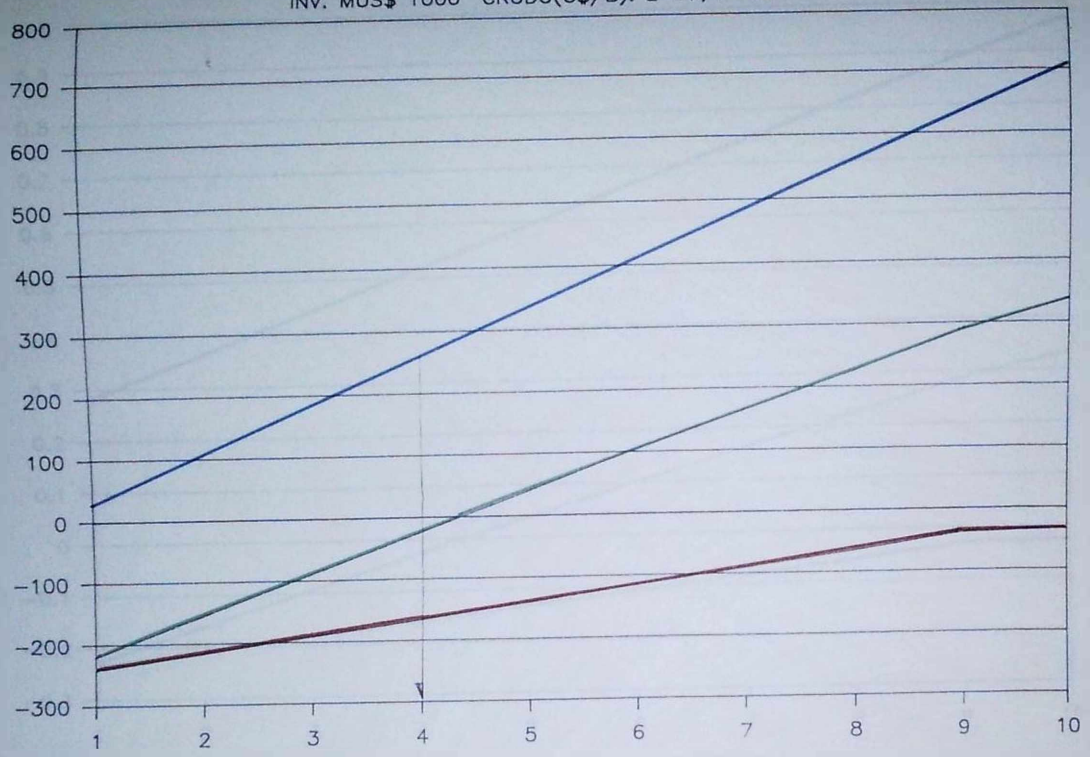
DIF. DE PRECIOS GASOLINA-CRUDO (US\$/BL)
MINIREFINERIAS

PROCESSING FEE

SENSIBILIDAD: INVERSION ALTA

INV. MUS\$ 1000 CRUDO(US\$/B): L-17, P-14

VPN AL 9% (MUS\$'87) RESPECTO A IMPORTAR



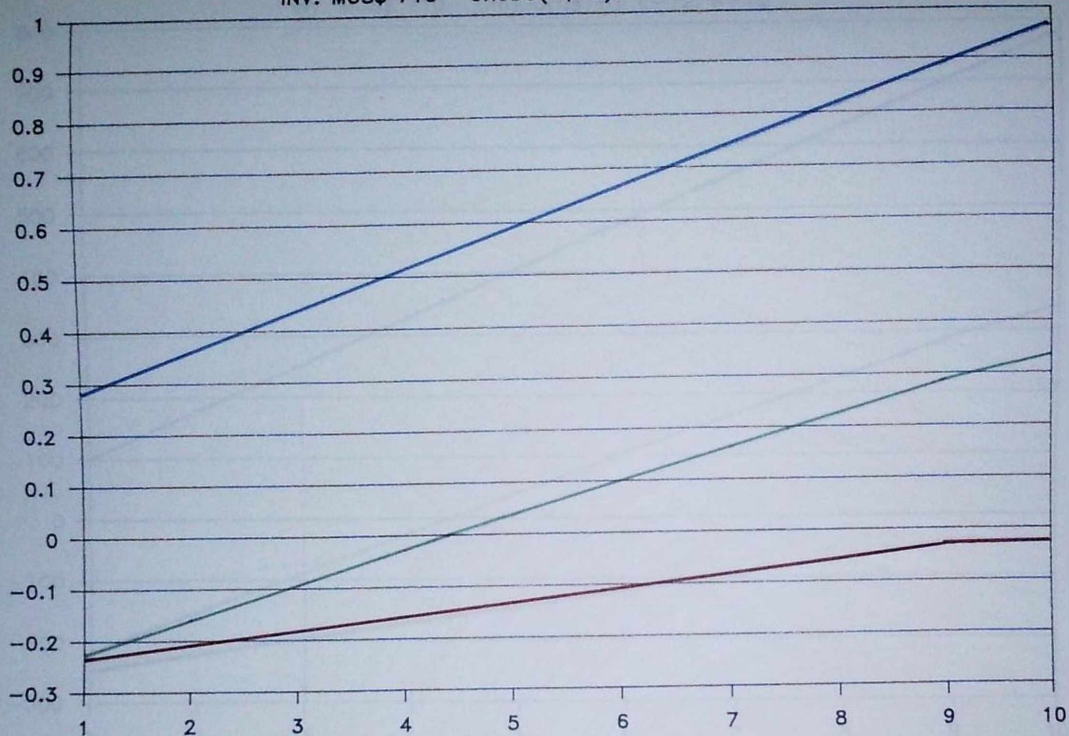
DIF. DE PRECIOS GASOLINA-CRUDO (US\$/BL)

PROCESSING FEE

SENSIBILIDAD: PRECIOS ALTOS

INV. MUS\$ 710 CRUDO(U\$/B): L-22, P-18

VPN AL 9% (MUS\$'87) RESPECTO A IMPORTAR



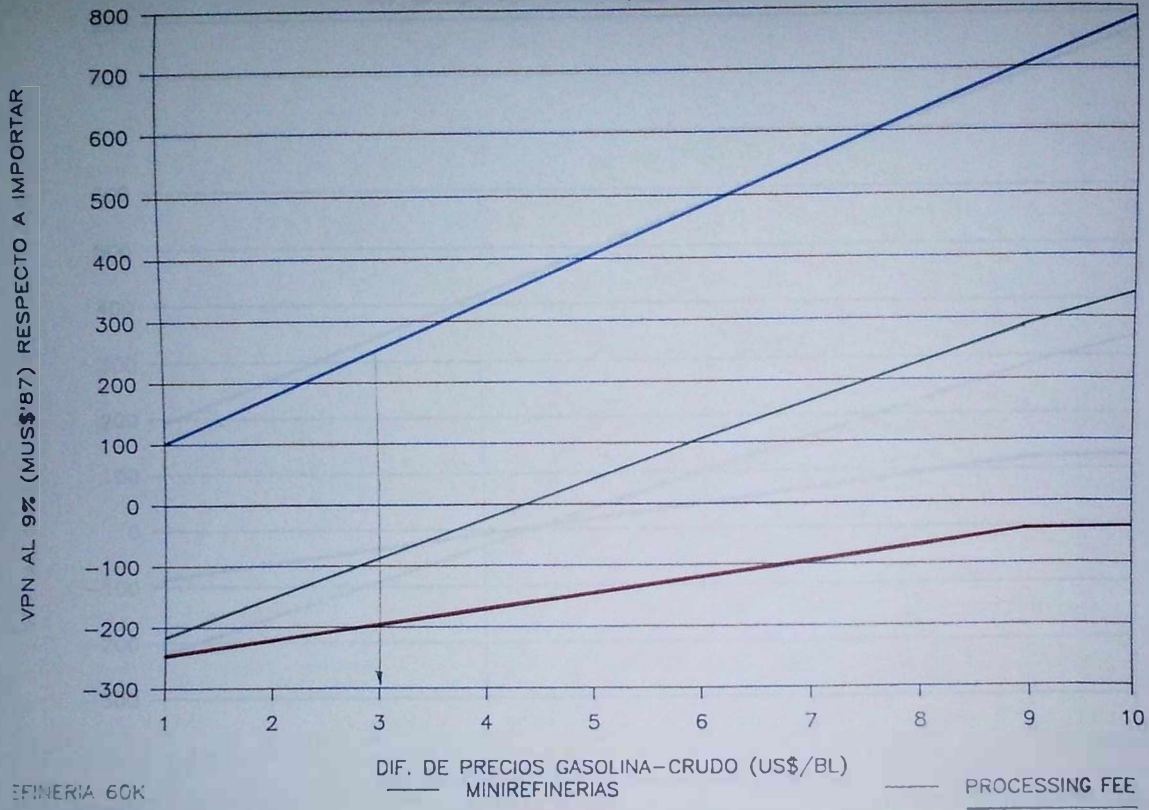
DIF. DE PRECIOS GASOLINA-CRUDO (US\$/BL)
 ——— MINIREFINERIAS

PROCESSING FEE

Ministerio de Minas y Energía
 BIBLIOTECA

SENSIBILIDAD: PRECIOS BAJOS

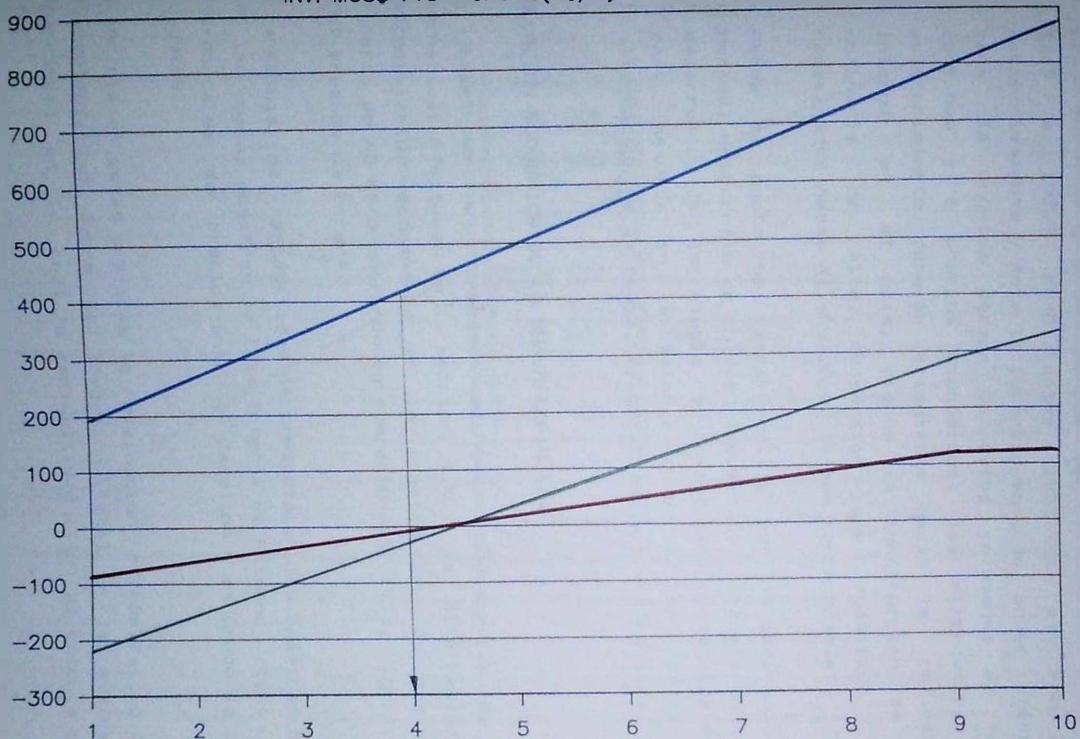
INV. MUS\$ 710 CRUDO(U\$/B): L-12, P-10



SENSIBILIDAD: INVERSION EN MINIS (0)

INV. MUS\$ 710 CRUDO(US\$/B): L-17, P-14

VPN AL 9% (MUS\$'87) RESPECTO A IMPORTAR



DIF. DE PRECIOS GASOLINA-CRUDO (US\$/BL)
 ——— MINIREFINERIAS

——— PROCESSING FEE

Desde el punto de vista estratégico de seguridad en el suministro de productos al país por los déficits cada vez más crecientes de productos blancos, los cuales van desde 32.5 a 102.9 KB/D entre 1993 y el año 2000 respectivamente y ante la incertidumbre de poder disponer para la próxima década de estos volúmenes en forma continua y a precios económicos, las alternativas de abastecimiento deberán orientarse hacia la refinación interna en el país, siendo la construcción de una refinería de alta conversión que abastezca las necesidades hasta el año 2000, la más recomendable.

Desde el punto de vista social, por la generación de empleo, desarrollo de otras industrias, transferencia y desarrollo de tecnología e investigación avanzada en el país, mejoría en la balanza comercial del país, la alternativa de la nueva refinería es la más atractiva.

V. EVALUACION ECONOMICA DE LA NUEVA REFINERIA

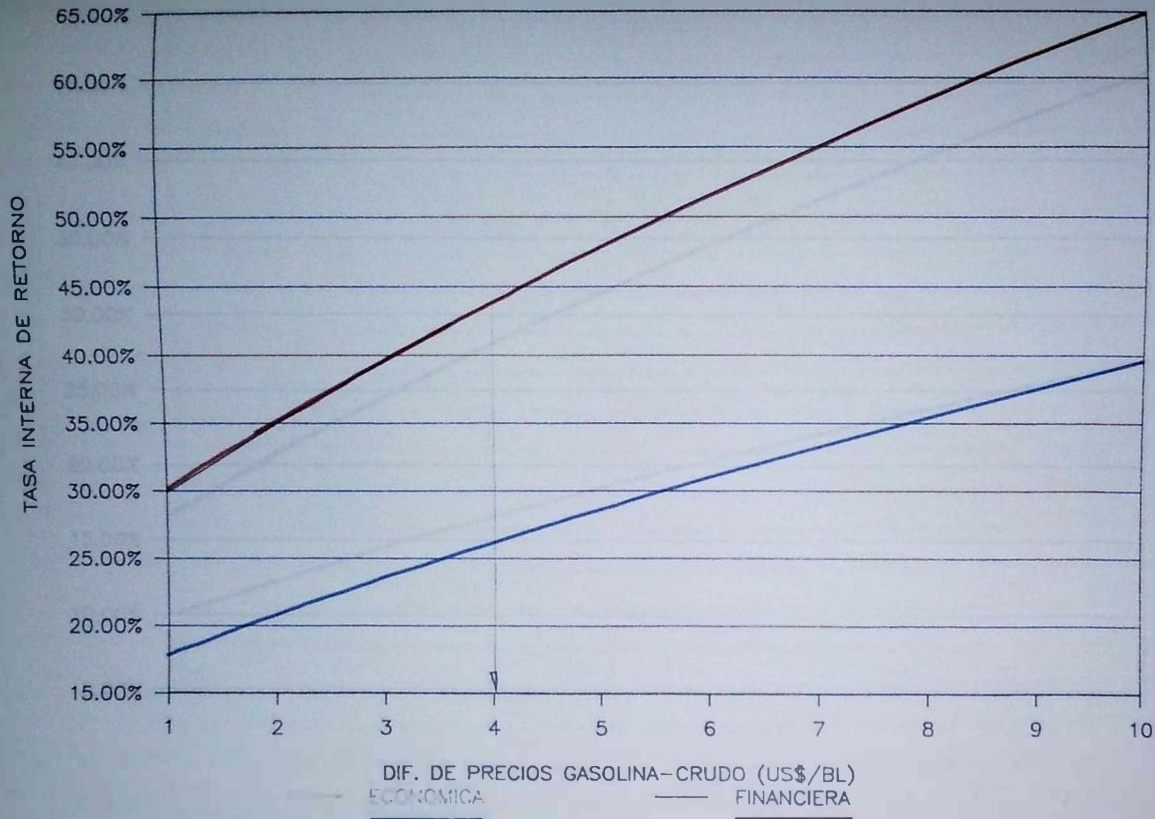
Con base en el análisis económico comparativo de las alternativas efectuado en la sección 4.4., la alternativa de abastecimiento recomendada es la construcción de una Nueva Refinería de 60 KB/D entrando en operación en 1993, localizada en el área de La Dorada.

El análisis de rentabilidad se presenta en las Gráficas 5.1 a 5.4, las cuales muestran la Tasa Interna de Retorno (TIR) para diferenciales de precios entre la Gasolina y el Crudo de 1.0 a 10. US\$/B.

Se incluye en estas gráficas la evaluación económica, o sea, la rentabilidad sobre la inversión total y la evaluación financiera, en la cual la rentabilidad (TIR) se calcula sobre

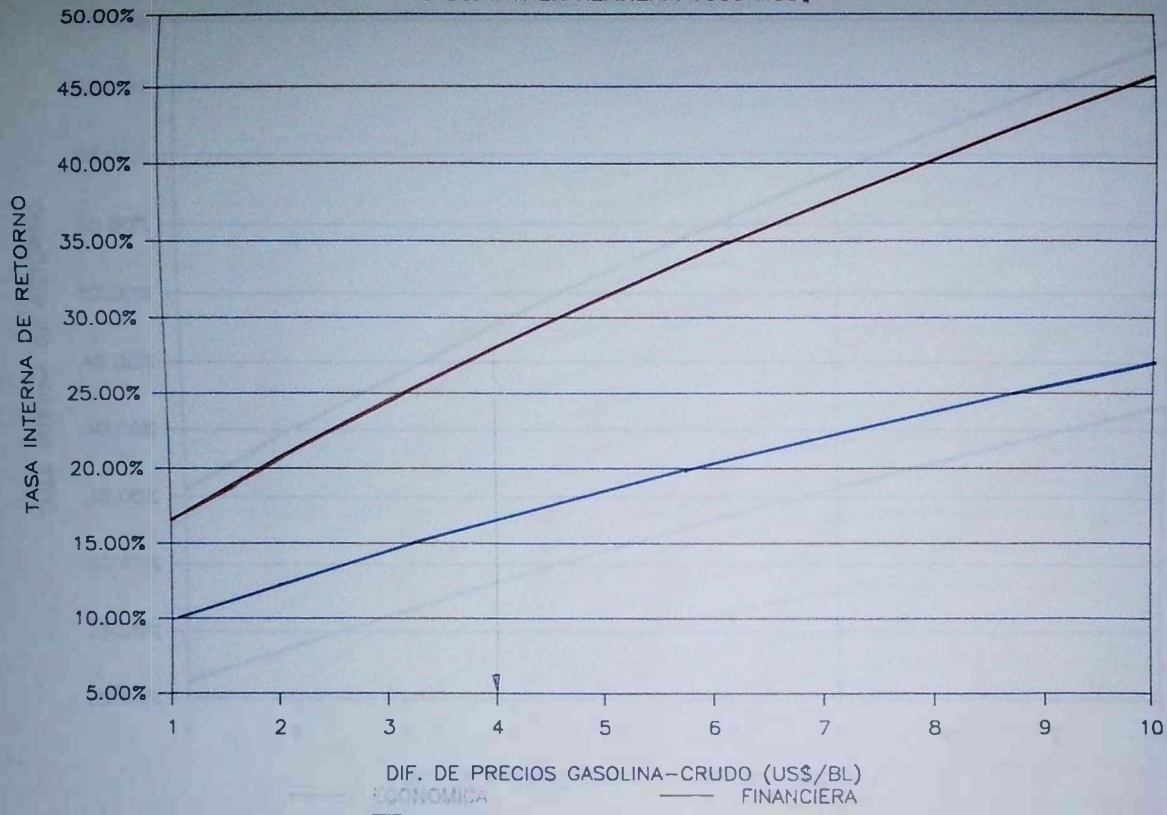
ANALISIS DE RENTABILIDAD REFINERIA 60KB

CASO BASICO



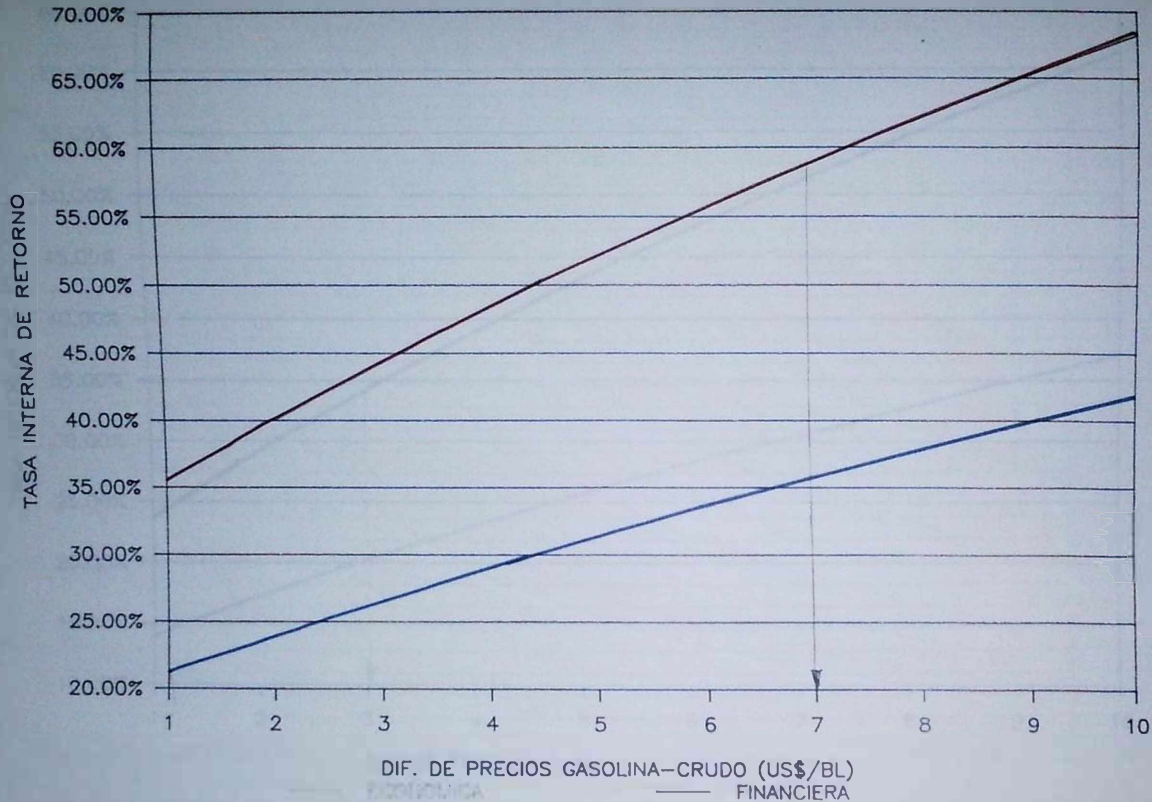
ANALISIS DE RENTABILIDAD REFINERIA 60KB

CASO: INV. EN REFINERIA 1000 MUS\$



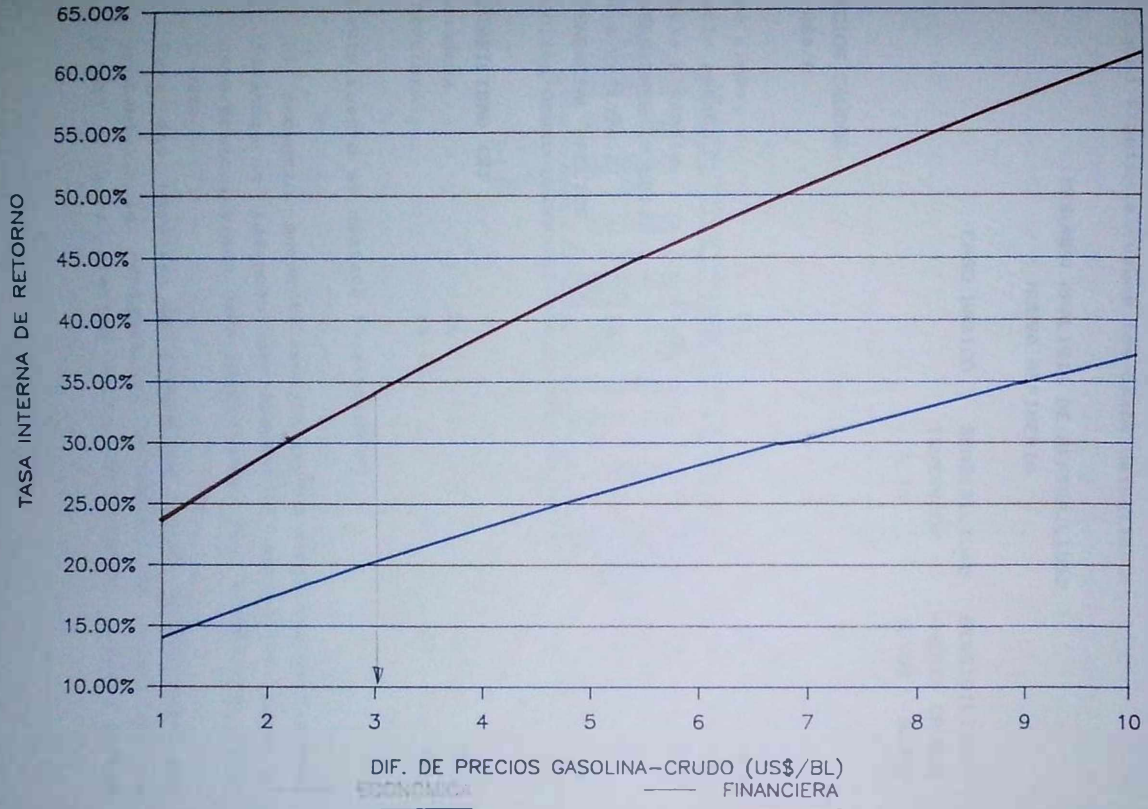
ANALISIS DE RENTABILIDAD REFINERIA 60KB

CASO: PRECIOS ALTOS



ANALISIS DE RENTABILIDAD REFINERIA 60KB

CASO: PRECIOS BAJOS



la inversión propia de Ecopetrol: 40% de la inversión total. Ambos análisis se hacen después de impuestos.

El cuadro siguiente resume los casos estudiados:

**RESUMEN ANALISIS DE RENTABILIDAD
NUEVA REFINERIA**

	CASO BASICO	SENSIBILIDAD INVERSION ALTA	SENSIBILIDAD PRECIO CRUDOS ALTOS BAJOS	
PRECIOS CRUDOS				
US\$/B				
Caño Limón	17	17	22	12
Mezcla pesada	14	14	18	10
Mezcla Promedia	15.5	15.5	20	11
INVERSIONES (M US\$)				
Nueva Refinería	710	1000	710	710
DIFERENCIAL PRECIOS				
Gasolina-Crudo US\$/B	4	4	7	3
RENTABILIDAD (%)				
Económica	26	17	36	20
Financiera	44	27	58	39

De este cuadro se destaca lo siguiente:

1. El proyecto presenta rentabilidades tanto económicas como financieras (después de impuestos) atractivas para el caso básico, y aún para inversiones 40% superiores (1000 U US\$).
2. Para los niveles de precio de crudo altos (caso más probable), la rentabilidad económica es significativa (36%) y para precios bajos de crudos, todavía existe

una rentabilidad importante (20%).

3. Con respecto a la rentabilidad financiera, es decir, sobre el 40% de la inversión, que la Empresa invierte, las rentabilidades obtenidas confirman que el proyecto es económicamente muy atractivo, especialmente cuando se analiza para los precios futuros esperados, para los cuales el TIR alcanza el valor del 58%.

VI. LOCALIZACION DEL PROYECTO

Por las razones presentadas y discutidas en este capítulo, la nueva refinería deberá estar situada en la zona central del país, en el corredor existente entre Puerto Salgar y Velásquez, preferencialmente cerca a La Dorada. Se requiere una evaluación detallada de la zona mencionada para poder seleccionar el sitio definitivo. El área mínima para el proyecto se estima en 250 hectáreas, sin embargo, por razones de seguridad y previendo futuros ensanches, se recomienda adquirir 500.

6.1. Regiones para posibles ubicaciones

Considerando los campos de producción de crudo, los oleoductos, las instalaciones que opera Ecopetrol y las áreas del mercado, se propusieron cuatro regiones a saber:

- a. Región del Caribe, comprendiendo la Costa desde Coveñas hasta Santa Marta.
- b. Región Cali - Medellín comprendiendo el Valle del Río Cauca, desde Cali hasta las inmediaciones de Medellín.
- c. Región Neiva - Ayacucho comprendiendo el Valle del Río Magdalena desde Neiva hasta Ayacucho.

- d. Región Villavicencio - Arauca, comprendiendo las estribaciones de la cordillera oriental desde Villavicencio hasta Arauca.

Se escogieron sitios posibles dentro de cada una de las regiones mencionadas y se ordenaron teniendo en consideración los siguientes factores:

- . Infraestructura
- . Consideraciones de desarrollo global
- . Proximidad a los mercados
- . Proximidad a los oleoductos de crudo y de productos
- . Transporte de equipos pesados
- . Disposición de los subproductos sólidos (azufre y coke)
- . Disponibilidad de gas
- . Consideraciones ambientales
- . Disponibilidad de agua dulce
- . Disponibilidad y costo de la tierra
- . Disponibilidad de mano de obra calificada

Se muestran a continuación los sitios analizados en cada región en orden de importancia.

REGION CARIBE

Cartagena, Santa Marta, Barranquilla, Coveñas.

Se selecciona Cartagena aclarando que el proyecto no considera la expansión de la refinería existente sino una refinería independiente.

REGION MEDELLIN - CALI

Cali, Cartago, Medellín.

Se selecciona Cali.

REGION NEIVA - AYACUCHO

La Dorada, Ayacucho, Neiva.

Se selecciona La Dorada.

REGION VILLAVICENCIO - ARAUCA

Villavicencio, Yopal, Arauca.

Se selecciona Villavicencio.

6.2 Preselección

Los cuatro sitios preseleccionados se analizaron con base en los siguientes parámetros:

- Transporte de crudo y productos.
- Costos de construcción y operación de la refinería.
- Otros factores

Transporte de Crudo y Productos

Este es el aspecto más importante para la localización de la refinería, ya que brinda incentivos suficientes para la realización del proyecto.

Para el análisis se considera que todo el transporte se hace por oleoductos y que el año base es el 2.000. Se proyectaron además las siguientes demandas de productos blancos en miles de barriles día.

DEMANDA PRODUCTOS BLANCOS - KB/D

REGION	1993	1995	1997	2000	2003
--------	------	------	------	------	------

Bogotá	70	74	79	88	99
Central					
- Medellín	24	27	30	35	39
- La Dorada	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>4</u>
Subtotal	27	30	33	39	43
Occidental					
- Mariquita y					
Sur	10	11	13	14	16
- Manizales	6	6	7	7	8
- Cartago	5	6	6	6	7
- Yumbo	21	22	25	28	31
- Buenaventura	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>2</u>	<u>2</u>
Subtotal	44	47	53	57	64
Oriental	14	17	19	22	25
Norte	<u>31</u>	<u>34</u>	<u>38</u>	<u>44</u>	<u>49</u>
TOTAL	186	202	222	250	280

La comparación de los costos anuales de transporte arrojó los siguientes resultados en millones de dólares.

COMPARACION COSTOS TRANSPORTE, M US\$

Localización	Crudo a Refinería	Productos de Refinería	Productos de otras Refinerías	Total
La Dorada	Base	Base	Base	Base
Cartagena	+ 27	+ 56	0	+ 83
Cali	+ 30	+ 5	- 1	+ 34
Villavicencio	+ 4	0	0	+ 4

Los costos de los nuevos oleoductos requeridos por la nueva refinería en millones de dólares son los siguientes:

Localización	Crudo	Productos	Total	Longitud Kms.
La Dorada	Base	Base	Base	300
Cartagena	- 33	+ 268	+235	966
Cali	+145	+ 24	+169	928
Villavicencio	+ 18	+ 37	+ 55	468

De las cifras anteriores se concluye que Villavicencio podría considerarse dentro del orden de magnitud de los valores alcanzados para La Dorada. Sin embargo Villavicencio está bien ubicado únicamente con respecto a Bogotá, mientras que La Dorada puede suplir en forma competitiva los mercados de Bogotá y las regiones occidental y central. Esto le da una gran ventaja si se considera la necesidad de expandir la refinería para atender las demandas después del año 2005. Por otra parte, en los primeros años de operación de la refinería, su producción total no será absorbida por Bogotá y los excedentes se podrán enviar a otros centros de consumo más económicamente desde La Dorada que desde Villavicencio. Los excedentes de refinados del país durante los primeros años de vida del proyecto se podrán exportar desde Cartagena y desde Barranca vía Pozos Colorados. Por lo tanto, se considera que desde el punto de vista del transporte del crudo y los productos, La Dorada es superior a Villavicencio como localización para el proyecto.

Ahorros en Transporte.

Si no se construye la refinería, la demanda tendrá que satisfacerse importando productos y exportando una cantidad equivalente de crudo para balancear los requerimientos de divisas.

La posibilidad de procesar el crudo en una refinería del Caribe tiene el inconveniente de que al no disponerse de plantas de alta conversión, por lo menos el 30% del crudo se convierte en "fuel oil" que deberá exportarse. Además de la economía desfavorable del fuel oil, el crudo a transportar sería 43% más alto que en la alternativa de importar los productos. Por lo tanto, desde el punto de vista del transporte, el "Processing Fee" es muy desventajoso y no se tendrá en cuenta en el estudio.

Para analizar los ahorros de transporte se consideran tres casos:

Una nueva refinería de 100 KBD en La Dorada. Los excedentes iniciales se exportan desde Cartagena y desde Barranca via Pozos Colorados. Se requiere importar productos a partir del 2002.

Una refinería de 60 KBD en La Dorada. Los excedentes iniciales se exportarán desde Cartagena. Se requiere importar productos a partir de 1997.

No se construye refinería. Se importan los productos y se exporta el crudo. Los excedentes de Cartagena sobre la demanda de la costa norte se continúan enviando al mercado nacional.

Se muestran a continuación los costos de transporte y los ahorros en millones de dólares/año:

33

COSTOS ANUALES DE TRANSPORTE - M US\$

Año	Ref. de 100 KBD	Ref. de 60 KBD	No Refinería
1993	46.6	48.5	73.0
1994	69.5	47.9	79.7
1995	72.7	49.1	86.7
1996	70.3	51.3	95.3
1997	67.7	53.8	104.7
1998	64.9	64.4	114.4
1999	62.3	76.0	124.5
2000	59.3	88.1	134.9
2001	60.8	101.5	146.5
2002	73.0	115.8	156.7
2003	86.1	130.8	171.9
TOTAL	733.2	827.2	1.290.3

AHORROS ANUALES EN TRANSPORTE - M US\$

Año	(No Ref.-Ref 100 KBD)	(No Ref.-Ref. 60 KBD)
1993	26.4	24.5
1994	10.2	31.8
1995	14.0	37.6
1996	25.0	44.0
1997	37.0	50.9
1998	49.5	50.0
1999	62.2	48.5
2000	75.6	46.8
2001	85.7	45.0
2002	85.7	42.9
2003	85.8	41.1
TOTAL	557.1	463.1

Si no se construye la refinería, será necesario construir al menos los siguientes oleoductos:

- . Santa Marta - Ayacucho : 10 pulgadas; 312 Km.
- . Ayacucho - Barranca : 10 pulgadas; 187 Km.
- . Barranca - Fto.Salgar : 12 pulgadas; 246 Km.

El costo de estos oleoductos se estima en 199 millones de dólares y no serán necesarios si se construye la refinería de 100 KED. Si se construye la refinería de 60 KB, será necesario ampliar su capacidad antes del año 2000, con el fin de evitar la necesidad de nuevas inversiones en oleoductos.

Se considera además que será necesario reformar las instalaciones portuarias de Santa Marta y aumentar la capacidad de almacenamiento con un costo estimado en US\$ 51 millones.

COSTOS DE CONSTRUCCION Y OPERACION DE LA REFINERIA

Se comparan los costos de construcción y operación para los cuatro sitios preseleccionados, teniendo en cuenta los siguientes factores:

- . Facilidades para descargar los equipos.
- . Transporte de los equipos desde el puerto hasta el sitio.
- . Condiciones sísmicas.

Los siguientes factores se consideran aproximadamente iguales para todos los sitios en lo que respecta a costos de operación y construcción:

Infraestructura

Consideraciones ambientales

Disponibilidad de mano de obra calificada

Disponibilidad de agua dulce

Disponibilidad y costo de la tierra

Condiciones climáticas

Cimentación

Diferencias en la clase de terreno

El análisis supone que la refinería incluye el proceso "Fluid Coking" en su esquema.

Facilidades para descargar los equipos

Este aspecto se refiere a la descarga de los equipos importados, en el puerto de entrada. Los puertos del Caribe se usarán para Cartagena y La Dorada. Para Villavicencio se usará un puerto Venezolano. Se considera este factor equivalente para los tres sitios mencionados. En el caso de Cali será necesario hacer modificaciones al puerto de Buenaventura, con un costo estimado de 2 millones de dólares.

Transporte de los equipo desde el puerto hasta el sitio

- Cartagena no requiere transporte terrestre.
- Cali requiere transporte terrestre desde Buenaventura por una vía montañosa. El costo se estima en 2 millones de dólares.
- La Dorada requiere transporte fluvial y será necesario coordinar los despachos en época de buena navegabilidad del río. El costo se estima en 5 millones de dólares.
- Villavicencio requiere transporte fluvial desde Venezuela hasta Puerto López, facilidades de descargue en Puerto

López y transporte terrestre desde Puerto López. El costo se estima en 16 millones de dólares.

Condiciones Sísmicas

Cartagena está en una zona de baja actividad sísmica, Villavicencio en una zona intermedia y Cali y La Dorada en una zona de alta actividad sísmica. Los costos incrementales en bases y estructuras, comparados con Cartagena son de 4 millones de dólares para Villavicencio y de 6 millones de dólares para Cali y La Dorada.

Las diferencias de costo en millones de dólares, debidas a los factores analizados se resumen así:

DIFERENCIAS EN COSTOS DE CONSTRUCCION - M US\$

	Cartagena	Cali	La Dorada	Villavicencio
Descargue de equipos	0	+ 2	Base	0
Transporte al sitio	- 5	- 3	Base	+ 11
Condiciones sísmicas	<u>- 6</u>	<u>0</u>	Base	<u>- 2</u>
TOTAL	-11	- 1	Base	+ 9

Las diferencias encontradas son muy pequeñas comparadas con las encontradas al analizar los costos de transporte y no afectan la selección.

Costos de Operación

Hay pequeñas variaciones en los costos de operación, causadas principalmente por mayor mantenimiento debido a las diferencias en la construcción de las bases y de las estructuras (zonas de actividad sísmica diferentes). Por otra parte, hay diferencias en los costos de transporte de repuestos, químicos y catalizadores, pero estas diferencias son muy pequeñas y por lo tanto no tienen efecto en la selección del sitio.

OTROS FACTORES

Consideraciones Ambientales La refinería se diseñará para cumplir con todas las regulaciones ecológicas vigentes y por lo tanto no constituirá un peligro en ninguno de los sitios posibles. Sin embargo se consideran menos deseables los sitios de alto impacto ambiental como Cartagena, ó densamente poblados como Cali. El orden desde este punto de vista es Villavicencio, La Dorada, Cartagena y Cali.

Consideraciones de Desarrollo Villavicencio y La Dorada son áreas donde el desarrollo económico es una alta prioridad desde el punto de vista nacional y regional. Este aspecto es menos importante en Cartagena y aún menos en Cali.

Disposición de Subproductos Sólidos. El coque y el azufre son los subproductos de la nueva refinería. Cartagena ofrece la mejor localización por la posibilidad de exportarlos, seguida por La Dorada, desde donde se requeriría transporte fluvial ó por tren. En Cali ó Villavicencio sería necesario generar electricidad con el coque.

La Dorada deja la posibilidad de hacer un transporte económico del coque hasta Barranca, donde sería utilizado para generar electricidad liberando gas natural.

Factores como infraestructura, mano de obra, precio del terreno, disponibilidad de agua dulce y condiciones climáticas se consideran equivalentes para los cuatro sitios.

La disponibilidad de gas natural es un factor secundario, ya que la configuración seleccionada para la refinería no requiere de una fuente externa de gas.

VII. EJECUCION DEL PROYECTO

7.1 Capacidad Inicial y Fecha de Entrada en Operación

De acuerdo con las proyecciones de la demanda de productos blancos, los déficit de gasolina del interior del país, abastecidos por el puerto de Santa Marta, con los excedentes de producción de la refinería de Cartagena y con importaciones, sólo podrán ser manejados con las instalaciones existentes hasta el año de 1992.

La capacidad del poliducto Pozos Colorados- Avacucho- Galán- Puerto Salgar es insuficiente para manejar los volúmenes proyectados a partir de 1993 y sería necesario tener ampliada la tubería y proyectar instalaciones adicionales de bombeo, ampliación de las capacidades de almacenamiento y ampliación de las facilidades portuarias, por un valor estimado de 250 M.U.S., para abastecer las necesidades hasta el año 2000.

Por lo tanto, para eliminar la necesidad de hacer inversiones en las facilidades de recibo y manejo mencionadas, se requiere que el proyecto de la nueva refinería inicie su operación comercial a más tardar a comienzos de 1993.

La capacidad inicial de la refinería se ha fijado en 60 K.B.D.. Las producciones esperadas con esta capacidad, serán suficientes para abastecer la demanda hasta 1996, siendo necesario reiniciar la importación de productos a partir de 1997, en caso de no expandir la nueva refinería.

7.2 Cronograma

De acuerdo con el cronograma adjunto, el proyecto podrá estar terminado en Julio de 1992 siempre y cuando el contrato esté adjudicado en Noviembre de 1988.

Por lo tanto se dispone de una holgura de solo seis meses para poder cumplir con la fecha última de iniciación de la operación comercial del proyecto, fijada como va se ha dicho para comienzos de 1993.

Para poder conseguir el objetivo de abastecimiento nacional de productos blancos hasta el año 2000, es necesario desarrollar tres proyectos que están íntimamente relacionados a saber: El Gasoducto Guajira-Barranca- Bogotá, el oleoducto Vasconia- Coveñas y la Refinería de alta conversión.

El gasoducto permitirá reducir el déficit de productos blancos en su área de influencia al sustituir el cocinol y los destilados medios usados como combustibles por un energético más económico, seguro y fácil de utilizar. Además se liberará gasolina al implementar el programa de G.N.C. para automotores y se logrará un mejor aprovechamiento del Crudo Castilla usado actualmente como combustible industrial ya que se liberará para ser usado como carga en la nueva refinería.

El oleoducto Vasconia-Coveñas permitirá la exportación de los excedentes de crudos del Huila y de los Valles

superior y medio del Magdalena, los que constituirán una muy importante fuente de divisas para la empresa y el país. Además esta instalación incentivará la exploración en su área de influencia.

A pesar de que los tres proyectos se requieren de urgencia no se considera prudente hacer las licitaciones simultáneas. Se adjunta un cronograma comparativo de los tres proyectos, según el cual el gasoducto estaría adjudicado en Julio de 1988, el oleoducto en Junio de 1988 y la refinería en Octubre de 1988.

7.3 Programa de Desembolsos

El estimativo de desembolsos, adjunto, se ha preparado con base en el cronograma de ejecución del proyecto y muestra un valor de 710 M US, que incluyen 692 M US por concepto de valor de las instalaciones y 18 M US para gastos de capacitación del personal requerido para la operación de la refinería.

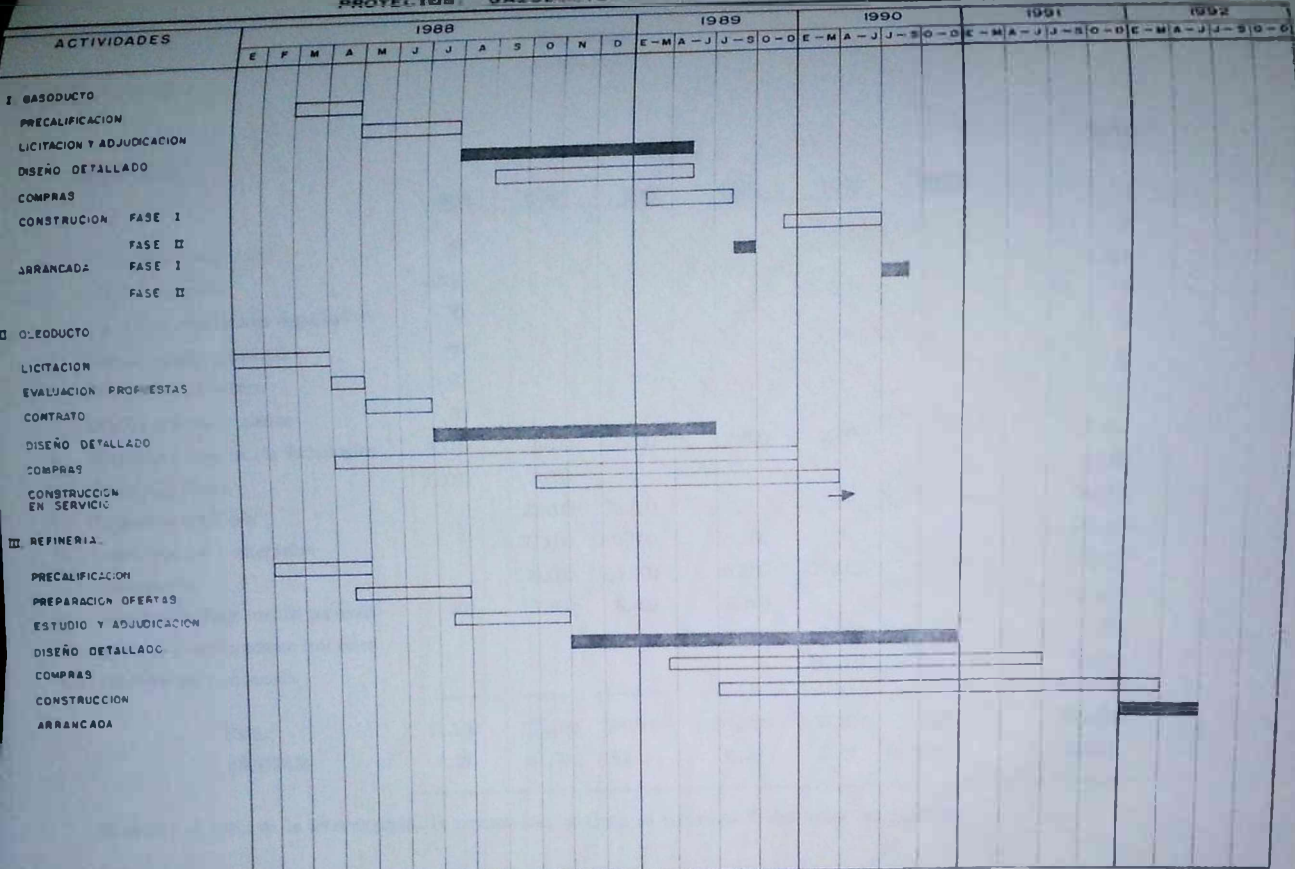
7.4 Necesidad de Expansión

Como se ha mencionado, con la capacidad de 60 KBD, la nueva refinería solo podrá abastecer los déficit hasta 1996 y será necesario reiniciar importaciones a partir de 1997. Se ha estimado además, que la capacidad de la nueva Refinería para poder abastecer las demandas hasta el año 2000, debe ser de 100 KBD.

Por lo tanto, aunque la capacidad inicial es de 60 KBD, la refinería se construirá con facilidades suficientes para permitir su expansión hasta 100 KBD, con mínima inversión y mínimo incremento en la planta de personal.

Para cumplir con este propósito, dentro de la inversión inicial se ha considerado que las unidades coquizadora,

CORPORACION NACIONAL DE SERVICIOS PUBLICOS
PROYECTO: GASODUCTO - OLEODUCTO - REFINERIA



PROYECTO NUEVA REPUBLICA
ESTIMATIVO DE DESPEJOS - K US\$

SUMA FIJA

<u>ACTIVIDAD</u>	<u>A Ñ O S</u>						<u>TOTAL</u>
	<u>1988</u>	<u>1989</u>	<u>1990</u>	<u>1991</u>	<u>1992</u>	<u>1993</u>	
1. Actividades Preliminares	30						30
2. Compra de terreno	1.000						1.000
3. Selección Licenciatarios-Negociación	30						60
4. Estudio Impacto ambiental	60						80
5. Estudio Socioeconómico	80						30
6. Estudio preliminar suelos	30						17.000
7. Selección y negociación Tecnologías	8.000	2.000	1.000	2.000	2.000	2.000	25.000
8. Ingeniería Básica	30.000	5.000					45.000
9. Ingeniería Detallada		20.000	25.000				393.000
10. Compra equipos y materiales		77.000	197.500	118.500			182.000
11. Construcción		19.000	55.000	84.000	24.000		18.000
12. Contratación/ Capacitación personal	400	2.600	6.400	8.600			2.300
13. Olímicos y catalizadores iniciales				1.300	1.000		26.000
14. Prearrancada y arrancada					31.000		
TOTAL	29.630	125.600	284.900	214.400	53.000	2.000	709.530
PORCENTAJE	4.18	17.70	40.15	30.22	7.47	0.28	100.00

Se excluye el costo de la Interventoría. De contratarse, su costo se estima en 5% del valor del proyecto.

Hidrotratadora de Gasóleo, Hidrotratadora de Destilados, Planta de Hidrógeno, Craqueo Catalítico, aguas agrias y azufre, se construirían desde un comienzo con la capacidad equivalente a 100 KBD de carga de crudo.

De acuerdo con el balance producción-demandas, se ha estimado que la expansión de la refinería debe entrar en operación a partir de 1997.

VIII. MODALIDAD DE CONTRATACION

8.1 Ingeniería Básica

Se propone un contrato suma fija, para las labores de Ingeniería Básica de Proceso, selección y negociación de los licenciadores, preparación de paquetes para los pliegos de licitación y selección del contratista general.

8.2 Ingeniería de Detalle, Compras y Construcción

Con los pliegos preparados en la Ingeniería Básica, se abrirá una licitación para contratar por la modalidad de suma fija las siguientes etapas del proyecto:

- . Ingeniería detallada
- . Gestión de compras
- . Construcción
- . Prearrancada y arrancada.

En estas etapas se buscará que la participación de la Ingeniería, proveedores y constructores nacionales sea máxima. De todas maneras, la responsabilidad del proyecto será completamente del contratista general, quien desde el comienzo deberá seleccionar las firmas nacionales con las que se irá a trabajar.

8.3 Participación de Ecopetrol en el proyecto.

Con el esquema de contratación propuesto, Ecopetrol participará al máximo en todas las etapas del proyecto, desde la transferencia de tecnología, durante la implementación del diseño básico, interventoría del diseño básico y detallado, gestión de compras y construcción.

Al hacer Ecopetrol la interventoría a las diferentes etapas del proyecto, se maximizará la transferencia de tecnología y se podrá hacer causa común con el contratista general, para lograr que el proyecto se termine sin ninguna desmejora en su calidad y dentro del tiempo y presupuesto requeridos.

IX FINANCIACION CON CARBON

Colombia posee los mejores recursos carboníferos de Latinoamérica, tanto en calidad como en cantidad, con reservas totales estimadas en 20.000 millones de toneladas, de las cuales hay reservas medidas por 4.500 millones y de éstas, en El Cerrejón (La Guajira), existen 3.600 millones de toneladas de carbón térmico.

El proyecto de El Cerrejón se diseño para producir 15 millones de toneladas año a partir de 1989, pero se estima que se pueden producir y entregar 18 millones de toneladas año, con las siguientes características generales:

Contenido Calórico (gross)	11.700 BTU/lbr.
Cenizas	8%
Volátiles	33%
Humedad	11%
Azufre	0.75%

Debido a la alta disponibilidad de carbón, se decidió que la porción a pagar en moneda extranjera para el proyecto de abastecer los productos blancos que necesita el país, se cubriera con entregas de carbón, para lo cual se estiman entre 2 y 3 millones de toneladas anuales por un periodo de 10 años.

Con las anteriores cantidades de carbón se espera cubrir hasta 60% del valor del proyecto, porcentaje que se estima corresponderá a la parte de la inversión en moneda extranjera. Se debe notar que se tratará de pagar el máximo posible del costo del proyecto con carbón.

Conseguido y negociado el crédito externo, los pagos al contratista se harán con desembolsos parciales según las necesidades lo vayan exigiendo.

A las entidades que han demostrado interés en el proyecto se les ha clarificado que los mercados que consigan para el carbón deben ser adicionales a los que actualmente se están cubriendo con el carbón producido en La Guazira, y que la amortización de la deuda (entregas de carbón), se iniciará después que la refinería haya iniciado operación.

Las características del puerto de entrega del carbón (Puerto Bolívar) tales como: Canal de entrada, vientos, calado, muelle, velocidad de cargue, muestreo, etc. se incluirían en las bases de licitación.

X. PRESELECCION CONTRATISTAS

10.1 Ingeniería Básica

Se propone conseguir autorización para contratar

directamente la Ingeniería Básica con compañías que tengan la suficiente capacidad técnica para garantizar un diseño confiable y oportuno, tales como Bechtel, Santa Fé Braun, Exxon, UOP, Kellogg, Fluor, Stone & Wester, Parsons, Badger, Air Products y cualquier otra que se sugiera.

La compañía seleccionada para Ingeniería Básica se ocuparía de las siguientes funciones principales:

- Desarrollar la Ingeniería para los procesos de dominio público.
- Colaborar en la selección de los licenciadores para los procesos con patente incluidos en el esquema escogido.
- Colaborar con Ecopetrol en la negociación de regalías e Ingeniería Básica de estos procesos.
- Colaborar con Ecopetrol en la elaboración de los pliegos de licitación para escoger el contratista general que hará el proyecto por la modalidad de suma fija.
- Ayudar a Ecopetrol en el estudio de las propuestas y selección del contratista general.

El contratista seleccionado para Ingeniería Básica no podrá participar en las siguientes etapas del proyecto.

10.2 Ingeniería de Detalle, Compras y Construcción

Se han presentado varios países y/o empresas interesados en el proyecto de la nueva refinería, quienes han solicitado copias del "Borrador Preliminar", en el que se ilustra de una manera muy general el esquema de las plantas.

Una enumeración de quienes han manifestado algún interés es la siguiente:

- Mitsubishi
- C. Ito
- Technipetrol
- Nishho Iwai
- E. Von Bila
- Técnicas Reunidas
- Grupo Canadiense
- Lummus
- Hyundai
- Senerco
- Ferrostal
- Grupo Mexicano
- Rusia
- Belleli Manotva
- China
- Sumitomo - Chiyoda
- Braspetro

Las dos últimas compañías han presentado sus propuestas preliminares formalmente, y ambas aceptan pago con carbón, aunque Petrobras combina el pago con carbón y petróleo. El "Grupo Mexicano" y Rusia aceptan pago en carbón también. Algunas otras como Technipetrol, Lummus, Técnicas Reunidas, Grupo Canadiense, Hyundai, Senerco, etc., esperan la licitación para definir el negocio del carbón. Por otra parte, Santa Fé Braun ha ofrecido su asesoría técnica para escoger licenciadores y el contratista general, labor que ha venido realizando en varios países y especialmente en Venezuela.

Entre las compañías anteriores, y otras que pueden estar interesadas, se escogerán seis (6) que cumplan las siguientes condiciones:

1. Acepten el pago de la inversión requerida en moneda extranjera con carbón.
2. Hayan realizado varios proyectos de igual magnitud y que estén operando satisfactoriamente.
3. Hayan demostrado capacidad y experiencia tecnológica (Know-How) en el ramo de la refinación del petróleo y ojalá hayan construido plantas con procesos similares a los que se van a tener en la nueva refinería.
4. Tengan una organización tal, que al hacerse cargo del proyecto se pueda confiar en que van a realizar el trabajo dentro del cronograma previsto a pesar de algunos imprevistos.
5. Ofrezcan participación máxima a la ingeniería, proveedores y constructores colombianos.
6. Preferiblemente que hayan trabajado previamente en Colombia.
7. Que sean conocidos por Ecopetrol.
8. Que sea autorizado por los licenciarios de la tecnología escogida.

II. LICENCIADORES DE TECNOLOGIAS SELECCIONADAS

Las unidades de proceso que conforman el esquema seleccionado como el más adecuado para solucionar el problema colombiano, (Refinería de alta conversión) tienen la gran ventaja de ser procesos completamente probados (con varias unidades en operación) y que se han venido actualizando con el tiempo.

Las tecnologías y sus licenciadores se presentan a continuación:

TECNOLOGIA

LICENCIADOR

Destilación Atm. y Vacío

Abierto

Coquificadora

Exxon

Tratamiento con hidrógeno

de Destilados y gasóleos

Unifining-Union

GO-Fining-Exxon

UGO-Isomas-Chevron

Trickle-HDS-Shell

Unicracking -Union

HDS-Gulf

MHC-British Petroleum

Unibon-UOP

Topsoe

Uhde

KTI

Tielrooy

ICI/Kellog

ERE

Lummus

Generación de Hidrógeno

Craqueo Catalítico y **Recobro**
de vapores

IFP

Total

UDP

HRI

Air Products

Kellog

Exxon

Uhde

Comprimo

Amoco

Parsons

UOP

Chevron

Planta de Azufre

Polymerización

Como se puede apreciar, solamente la coquizadora posee un solo licenciador que es Exxon, sin embargo, es un proceso probado y con una compañía de seriedad comprobada a nivel mundial, por lo cual no se prevén problemas. Exxon posee un banco de datos sobre el proceso, que permite para cualquier tipo de carga predecir con bastante exactitud los rendimientos y calidades de las corrientes producidas.

En cuanto a los demás procesos, hay suficientes licenciadores con tecnologías probadas y actualizadas, de tal manera que se puede hacer una selección confiable.

III. AUTORIZACIONES

Según lo presentado en los capítulos anteriores, se solicita a la Honorable Junta Directiva de Ecopetrol y por su intermedio seguir los pasos posteriores requeridos para conseguir que el proyecto sea declarado de urgencia.

Conseguida la aprobación anterior, se procederá a las etapas siguientes:

- Escogencia entre tres ó cuatro compañías de reconocido prestigio, tales como : EXXON, UOP, BECHTEL, SANTA FE BRAUN, etc., para hacer la Ingeniería Básica, por una suma fija y mediante negociación directa para seleccionar la que ofrezca mejores condiciones y precio favorable.
- Iniciar todos los arreglos financieros.
- Iniciar estudio de suelos y negociación de terrenos en el área seleccionada.
- Con ayuda del Contratista de Ingeniería Básica, seleccionar el licenciador más apropiado para cada una de las tecnologías ya definidas.

Con ayuda del Contratista de Ingeniería Básica y Consultores Externos, seleccionar el Contratista principal para la parte mayor del proyecto: Ing. de Detalle, Compras, Construcción y arrancada, mediante contrato suma fija. La selección de este contratista será de vital importancia para el proyecto, pues debe aceptar pago con carbón, y como se dijo para el de Ingeniería Básica debe tener capacidad, conocimientos técnicos y prestigio reconocidos mundialmente para asegurar la oportunidad y el éxito del proyecto.

