

ESTUDIO ESPECIAL SOBRE LA
VENTA DEL 70% DEL PAQUETE ACCIONARIO DE
REFINERÍA DEL NORTE S.A.

Al Sr. Secretario de Energía del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos
Ingeniero ALFREDO MIRKIN
PASEO COLON 171-Cap. Fed.

1 - OBJETIVO DE LA AUDITORÍA

El objetivo de esta auditoría es analizar el proceso de venta, por parte de YPF S.A. del 70% del paquete accionario de Refinería del Norte S.A. (REFINOR).

2 - ALCANCE DEL EXAMEN

El examen fue realizado de conformidad con las normas de auditoría externa de la AUDITORÍA GENERAL DE LA NACIÓN, aprobadas por la Resolución N° 145/93, dictadas en virtud de las facultades conferidas por el Art. 119, inciso d) de la Ley 24.156, habiéndose practicado los siguientes procedimientos:

Se tomó vista del Expediente 527/92 correspondiente al Concurso Público Nacional e Internacional N° 14280/92, que YPF puso a disposición de esta Auditoría. Este expediente consta de 73 cuerpos.

A efectos de determinar en que medida el precio base fijado para la licitación reflejó el valor real de los activos involucrados, se reprodujo el modelo de valuación de los activos, según se describe más adelante.

Asimismo, se analizaron los Balances de Refinor S.A. correspondientes a los ejercicios finalizados el 31/12/93 y 31/12/94 para cotejar, en la medida de lo posible, los supuestos utilizados para las proyecciones del modelo de valuación de los activos.

3 - ACLARACIONES PREVIAS

En el marco de las leyes 17319 (art. 15 y concordantes) y 24145 (art. 7), por Resolución del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos N° 1340 del 23/11/92 se crea la Empresa REFINOR y se la declara sujeta a privatización mediante la venta del 70% del paquete accionario.

La Resolución mencionada estipula que el capital social sería fijado en \$ 12.000, representado en un 70% por acciones clase A y en un 30% por acciones clase B. La totalidad de las acciones quedaron en poder de YPF salvo una acción clase A que correspondió a Gas del Estado. La privatización se realizó mediante la venta de las acciones clase A.

Los activos de la sociedad se conformaron de la siguiente manera:

- a - DESTILERÍA CAMPO DURÁN:
 - 1 - Unidades de generación eléctrica.

- 2 - Unidades de generación de vapor.
- 3 - Torres refrigerantes.
- 4 - Unidad suavizadora de agua.
- 5 - Planta de agua.
- 6 - Unidad de aire comprimido.
- 7 - Planta de Topping.
- 8 - Unidad de expansión - Turbex 1.
- 9 - Unidad de destilación de supergás.
- 10 - Planta de recuperación - Turbex 2.
- 11 - Planta de recuperación de gases licuables.
- 12 - Planta de tratamiento de efluentes.
- 13 - Otros activos.
- 14 - Planta deshidratadora de crudos.
- 15 - Playa de tanques Campo Durán.
- 16 - Oleoducto Balbuena - Campo Durán (57,2 Km.).
- 17 - Gasoducto Cornejo - Campo Durán (65 Km.).
- 18 - Gasoducto Pocitos - Campo Durán.
- 19 - Oleoducto Aguaray - Campo Durán (11 Km.).
- 20 - Fueloducto Campo Durán - Aguaray (12 Km.).
- 21 - Cargadero fuel oil y crudo en Aguaray.

b - POLIDUCTO CAMPO DURAN - MONTE CRISTO.

- 1 - Derechos de la Concesión de Transporte.
- 2 - Conducto troncal Campo Durán - Monte Cristo (Córdoba) 1.108 Km.
- 3 - 7 estaciones de bombeo: Campo Durán (Salta), Urundel (Jujuy), Las Piedras (Salta), Monteagudo (Tucumán/desactivada), San Antonio de la Paz (Santiago del Estero/desactivada), Quilino (Córdoba).
- 4 - 3 conductos de derivación a plantas de almacenaje Vespucio, Chachapoyas y Tucumán.
- 5 - Centro de Mantenimiento Metán (Salta).
- 6 - Estaciones derivadoras Vespucio y Tucumán.

c - PLANTAS DE ALMACENAJE Y DESPACHO.

- 1 - Planta Mosconi - 7 Has.
- 2 - Planta Chachapoyas - 47 Has.
- 3 - Planta Tucumán - 28 Has.

d - PLANTAS ALMACENAJE Y DESPACHO DE GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP).

- 1 - Tres Cerritos (Salta).
- 2 - Tucumán (Tucumán).

En el Anexo A se incluye, para una mayor comprensión de los factores en juego en el proceso de transferencia del paquete accionario, una descripción del sistema de la Destilería de Campo Durán.

3.1 - PLIEGO DE CONDICIONES PARA LA VENTA DE ACCIONES DE REFINOR

Por Res. n° 121/92 del 14/6/92 del Directorio de YPF se aprueba el Pliego de Licitación que tiene por objeto la privatización parcial de la Cuenca Noroeste. Se definieron tres unidades de negocios diferenciadas: a) La refinería de Campo Durán y los ductos de conducción de gas y productos refinados (REFINOR), b) el área de exploración y explotación de hidrocarburos de AGUARAGÜE y c) el área de exploración y explotación de hidrocarburos de PALMAR LARGO.

Esa aprobación fue ratificada por Resolución del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos N° 856 del 14/7/92.

En el mismo proceso licitatorio se ofreció la asociación en las 3 áreas así definidas. Se estipuló que los interesados podían realizar ofertas por una, dos o las tres áreas pero no se permitió condicionar ninguna oferta a la adjudicación conjunta de dos o tres áreas.

A efectos de la privatización se creó la Empresa REFINOR con un Capital Social de \$12.000.

El mecanismo de venta consistió en que, una vez conocida la oferta ganadora, se aumentaría el capital social de modo que dicha oferta equivalga al 70 % de las acciones. Se estipuló que una Asamblea a realizarse dentro de los tres días de efectivizado el pago comprometido fijaría el nuevo capital social de acuerdo a la fórmula: (oferta/0,7)-capital anterior).

Los oferentes debían presentar sus antecedentes a los efectos de ser calificados (sobre A) incluyendo: estatutos sociales, acta de Directorio autorizando la participación en el concurso, poder autorizando al firmante de la presentación y el formulario de calificación técnica.

En caso de ser calificados, los oferentes podrían presentar los sobres B y C. El sobre B debía incluir el texto definitivo del Contrato de Compra-venta de las acciones. El sobre C debía incluir la oferta económica (formulario de cotización).

El precio del Pliego se fijó en U\$S 200 y el derecho de acceso a la información (data room) en U\$S 9.800.

El cronograma original de la Licitación determinó las siguientes fechas:

- comienzo período de presentación de antecedentes (sobre A): 24/9/92.
- apertura data room: 20/7/92.
- plazo de presentación documentación legal para calificar: 30/9/92.
- plazo para modificar integración de los postulantes: 5/10/92.

- cierre del data room: 7/10/92.
- listado definitivo de postulantes calificados: 8/10/92.
- recepción y apertura sobres B, apertura ofertas económicas, selección del postulante y firma de contratos: 15/10/92.

Las fechas mencionadas fueron prorrogadas mediante circulares al Pliego.

El contrato de compra-venta de las acciones se firmaría ad referendum de la aprobación por parte del MEOySP.

En el pliego se fijó que el 70% del precio de venta de las acciones se pagaría a YPF y el 30% restante le correspondería al Sistema Único de Previsión Social y que el pago debía realizarse dentro de los 20 días de suscrito el contrato o dentro de los 5 días de publicado éste en el Boletín Oficial (el plazo que resultara mayor).

La fecha efectiva sería la de la primera Asamblea en la que participaran los Compradores.

Asimismo, YPF indemnizaría a todo el personal de la unidad de negocios dentro de los 30 días de la fecha efectiva de transferencia, independientemente de la incorporación de los mismos a REFINOR.

La responsabilidad por los pasivos y los eventuales daños al medio ambiente serían de YPF hasta la fecha efectiva.

Los postulantes debían garantizar el respaldo técnico y económico-financiero que se comprometían a prestar. Estas garantías no podían ser sustituidas ni dejadas sin efecto mientras el postulante opere la Refinería sin conformidad de YPF.

En caso que los adjudicatarios no pagaran el precio estipulado o no se presentaran a la Asamblea, serían pasibles de multas del 0,5% diario del precio o de una indemnización de U\$S 10.000.000.

En forma conjunta con el contrato de compra-venta de las acciones de Refinor se debían perfeccionar los siguientes documentos:

- . Contrato de compra-venta de gas de Aguaragüe a Refinor.
- . Contrato de compra-venta de condensado y petróleo crudo de Aguaragüe a Refinor.
- . Contrato de transporte y almacenaje de gas licuado entre YPF y Refinor.
- . Contrato de compra-venta de gas de Bermejo-Ramos entre YPF y Refinor.
- . Contrato de compra-venta de gas de Yacuiba entre YPF y Refinor.
- . Contrato de compra-venta de hidrocarburos líquidos de Ramos entre YPF y Refinor.
- . Contrato de compra-venta de crudo entre YPF, Refinor y Palmar Largo.

3.2. - VALUACIÓN DE LOS ACTIVOS

En el llamado al concurso se estipuló que el método de valuación se basaría en el valor actualizado de la proyección de ingresos y egresos de la unidad de negocios.

La valuación fue preparada por la Consultora Gaffney, Cline y Asoc.

El primer informe de la Consultora fue presentado a YPF el 3 de septiembre de 1991.

El estudio realizado comprende toda la Cuenca Noroeste, incluyendo los yacimientos en explotación, las áreas de exploración, los activos de la Refinería de Campo Durán, los ductos de transporte de combustibles y las plantas de almacenaje.

Como objetivos para la transformación del área se fijaron: a) determinación del potencial exploratorio y b) valor máximo para la venta de los activos.

El yacimiento gasífero de Aguaraquí es la unidad de mayor valor unitario de la región. Si bien tenía sentido su venta en conjunto con las instalaciones de la refinería, el alto valor conjunto no hubiera permitido una gran cantidad de oferentes.

También se quiso evitar la creación de una suerte de monopolio en la cuenca noroeste en desmedro de otras áreas a privatizar.

La Refinería recibe petróleo crudo y gas natural de Salta, Jujuy y Bolivia.

El crudo es procesado en la planta de topping y produce nafta, querosene, gas oil y crudo reducido. Los productos refinados que no se destinan a abastecer el área noroeste del país son transportados por el poliducto a Monte Cristo (Córdoba) y San Lorenzo (Santa Fe), salvo el crudo reducido que es transportado por ducto a Aguaray y de allí en camión o ferrocarril hasta las destilerías de San Lorenzo y La Plata.

El gas es separado en los turboexpansores, obteniéndose gas seco (metano) y derivados líquidos (etano, propano, butano y gasolina). El gas es inyectado al gasoducto y los líquidos al poliducto mencionado.

La capacidad de procesamiento nominal de la planta de topping es de 6.000 m³ por día, mientras que la capacidad neta es de 4.800 m³.

Los dos turboexpansores permiten procesar un total de 17 millones de m³ de gas por día. (al momento de la evaluación se encontraba en operación un turboexpansor con capacidad de 9.000.000 m³/día y en construcción el segundo turboexpansor con capacidad de 8.000.000 m³/día).

Si bien las plantas operan separadamente, al compartir la infraestructura de transporte y almacenaje se deben tomar como una unidad económica.

De esta manera, quedó conformada la unidad económica "Refinería del Norte (REFINOR)", integrada por las instalaciones de destilación de crudos, las plantas separadoras de gas natural, las instalaciones de almacenamiento y el poliducto Campo Durán-Montecristo.

Los criterios adoptados en la valuación son los siguientes:

- . al considerarse a REFINOR como entidad separada de sus proveedores de hidrocarburos, su rentabilidad depende del balance de los costos de los insumos, los costos operativos y los precios de venta de los subproductos.
- . el mercado desregulado plantea incertidumbres respecto de los precios pero de todas maneras se pueden referir a un crudo representativo. El elegido resultó ser el West Texas Intermediate (WTI), que es el más usado como parámetro.
- . El precio asignado es de 20 U\$\$ por barril y se mantuvo constante durante todo el período de proyecciones.
- . el costo del gas se consideró de 1,4 U\$\$/millón de BTU (British Thermal Units).
- . Como costo de transporte de refinados se adoptaron los siguientes valores: al área norte 5 U\$\$/m³, al mercado centro norte 11 U\$\$/m³ y a San Lorenzo 9 U\$\$/m³ tomado como punto de exportación) 16 U\$\$/m³.
- . Los costos de transporte por camión o tren se estimaron en 3,75 U\$\$/m³ por cada 100 kilómetros.
- . los costos operativos se estimaron en 12 U\$\$/m³.
- . La vida útil de las instalaciones se consideró de 15 años, no previéndose inversiones en ese período.

El Valor Actual Neto hallado, para una tasa de descuento del 15% anual es el siguiente (en millones de U\$\$):

Refinería Campo Durán	137
Poliducto a Monte Cristo	<u>56</u>
TOTAL	193

Con posterioridad, los supuestos básicos fueron modificados en varias ocasiones pero no se volvió a presentar formalmente, por parte de la Consultora nuevos resultados.

El 19/11/92, el Banco de la Nación Argentina remite un informe de valuación preparado por la Gerencia Técnica del Banco Nacional de Desarrollo. En el mencionado informe se hace referencia a una "proyección presentada por YPF S.A." en la cual se obtiene un valor presente neto de los activos de 53,0 millones de U\$\$ utilizando una tasa de descuento del 15% anual y de 61,9 millones de U\$\$ utilizando una tasa de descuento del 12% anual.

El Banco Nacional de Desarrollo modifica algunos supuestos de las proyecciones y "estima razonable considerar una tasa de descuento del 12%", con lo que arriba a un valor de referencia de 88,8 millones de U\$S para el 100% de los activos.

La Resolución del Directorio de YPF N° 209 del 23/11/92 fijó el precio base de la Licitación en U\$S 82.798.000, para el 100% de los activos. Este monto se compone de U\$S 75,8 millones de bienes de uso y U\$S 7,0 millones correspondientes al inventario de materias primas.

Según los fundamentos de esa resolución, la valuación se fijó "con el apoyo de los Consultores Gaffney & Cline" y se adoptó una tasa de descuento del 15% anual. No se consideró el incremento del valor de los activos derivado de la posibilidad de la instalación de una planta de cracking catalítico dado que "no se incluyó el posible efecto por la introducción de nuevas unidades de proceso".

En definitiva, se adoptó el valor actual de los activos calculado por el BND pero con una tasa de descuento del 15% en lugar de la sugerida del 12%, con lo cual el valor a superar por los oferentes resultó de 57,96 millones de U\$S.

3.3. - OFERTAS RECIBIDAS - ADJUDICACIÓN - PAGO DEL PRECIO OFRECIDO

3.3.1. - OFERTAS RECIBIDAS

Por Res. del Directorio de YPF N° 210 del 23/11/92 se aprueba a las siguientes empresas y consorcios como Postulantes Calificados:

- 1 - ASTRA (1).
- 2 - BRIDAS - POLIBUTENOS Arg.
- 3 - BRIDAS - DON WONG - ARGON - UPSTREAM.
- 4 - CIA. NAV. PERZ COMPANC (2).
- 5 - ISAURA.
- 6 - QUINTANA Noroeste - PETROQUÍMICA COMODORO RIVADAVIA - B. ROGGIO - VITOL.
- 7 - SHELL.
- 8 - TEXACO.
- 9 - CIA. NAV. PERZ COMPANC - PLUSPETROL - ASTRA - ISAURA (3).
- 10 - CIA. NAV. PERZ COMPANC - PLUSPETROL - ASTRA (3).
- 11 - CIA. NAV. PERZ COMPANC - PLUSPETROL (3).
- 12 - CIA. NAV. PERZ COMPANC - ASTRA (3).
- 13 - COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES - DAPSA - ALGAS.
- 14 - COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES - TECPETROL - DAPSA - ALGAS.

(1) Con gerenciamiento de Carboclor Astra Evangelista.

- (2) Con gerenciamiento de Petro Servicio.
- (3) Con gerenciamiento de Petroquímica Argentina SA (PASA).

De los 14 grupos calificados, solamente dos presentaron ofertas:

1 - Cía. General de Combustibles S.A., Destilería Argentina de Petróleo S.A. y Algas S.A..

2 - Cía. Naviera Pérez Companc S.A., Pluspetrol S.A., Astra C.A.P.S.A. e Isaura S.A., con un contrato de gerenciamiento con Petroquímica Argentina S.A.

El Consorcio N° 1 ofreció un precio de U\$S 58.000.000 mientras que el N° 2 ofreció U\$S 64.125.121.

En consecuencia resultó ganador del concurso el consorcio N° 2.

3.3.2. - ADJUDICACIÓN

El Directorio de YPF, por Resolución N° 212 del 24 de noviembre de 1992, aprobó la adjudicación al consorcio integrado por. Cía. Naviera Pérez Companc S.A., Pluspetrol S.A., Astra C.A.P.S.A. e Isaura S.A.

3.3.3. - PAGO DEL PRECIO DE COMPRA

Según comunicación del Banco de la Nación Argentina (Sucursal Nueva York), fueron recibidos los siguientes importes, con fecha valor 30 de diciembre de 1992:

. a favor de YPF S.A.	U\$S 44.887.585
. a favor de ANSeS	<u>U\$S 19.237.536</u>
Total	U\$S 64.125.121

Estos montos cancelan el precio ofrecido por el 70% del paquete accionario de Refinor S.A.

3.4. - BALANCES DE REFINOR

Al momento de realizar esta Auditoría, se cuenta con los Estados Contables de la empresa REFINOR correspondientes a los ejercicios anuales finalizados el 31/12/93 y 31/12/94.

La finalidad de analizar los Balances de la empresa es cotejar, en la medida en que esto sea posible, los supuestos utilizados en las proyecciones del estudio de valuación.

En el cuadro incluido a continuación se detallan los valores para los años 1993 y 1994 para los rubros Ventas brutas, costos de materias primas y costos operativos, así como los impuestos pagados y el flujo neto que surgen tanto de la proyección efectuada por la consultora como los valores reales de los balances de Refinor.

	1993		1994	
	Proy.	Balance	Proy.	Balance
Ventas Brutas	248.1	157.3	249.3	195.7
Costo de Materias primas	176.1	105.6	177.1	125.9
Costos Operativos	31.7	30.5 (*)	31.8	39.2 (*)
Resultado por Tenencia		(3.0)		1.8
Otros Impuestos	3.9	0.6	3.9	1.4
Impuesto a las Ganancias	7.1	2.7	7.3	7.5
Flujo Neto	29.3	4.9	29.2	23.5

(*) Excluido depreciación de bienes de uso y amortización de intangibles. (1993: 5.4 y 1994: 6.1).

Nota: los valores de proyección son en millones de U\$S y los valores de Balance en millones de \$.

Los valores indicados en el cuadro no son en todos los casos comparables dado que los criterios utilizados en las proyecciones no son los mismos que los adoptados para la confección de los estados contables. De todos modos, se han homogeneizado los datos para hacer equivalentes los valores señalados como "Flujo neto" tanto de las proyecciones cuanto los de los balances.

Se podría señalar que los beneficios de la empresa observados en los años 1993 y 94 son inferiores a los estimados mediante las proyecciones. De todos modos, según se señala en las notas que acompañan los balances, la rentabilidad de Refinor tenderá a ser superior a la

verificada en esos años debido a mejoras operativas que se traducirán en menores costos operativos tanto en la refinación de productos como en el transporte de los mismos.

3.5. - ANÁLISIS DE LA VALUACIÓN DE LOS ACTIVOS

El objetivo es analizar en detalle la valuación de Refinor realizada por la Consultora Gaffney, Cline y Asoc. y en la que se basa el Banco Nacional de Desarrollo para recomendar el precio base de la Licitación.

A los efectos mencionados, se reprodujo el modelo utilizado por los consultores para calcular el flujo de fondos proyectado de la unidad de negocios.

En el expediente 527/92 correspondiente al Concurso Público Nacional e Internacional N° 14280/92, que YPF puso a disposición de esta Auditoría, se incluye un primer informe de los consultores con fecha 3 de septiembre de 1991. En ese informe se determina un valor de los activos que conforman la unidad de negocios del orden de los 193 millones de dólares (utilizando una tasa de descuento del 15% anual).

En el mismo expediente constan informes posteriores de los mismos consultores recomendando valuaciones de los activos sustancialmente menores.

Asimismo, el Banco de la Nación Argentina, por nota del 19 de noviembre de 1992, remite el informe de valuación preparado por el Banco Nacional de Desarrollo. En este informe, basándose en "la valuación de la Unidad Económica Campo Durán realizada por la Consultora Gaffney Cline", se llega a un valor de referencia de 88,8 millones de dólares, con una tasa de descuento del 12% anual (para una tasa del 15% el valor actual alcanza los 75,8 millones de U\$S), para el 100% de los activos involucrados.

A esta situación debe añadirse el hecho de que la información entregada a los posibles oferentes respecto de la valuación de los activos (precios de compra de insumos y de venta de subproductos, cantidades a procesar de crudos y gas natural, costos de operación de la refinería, costos unitarios de transporte, etc.) fue modificada en varias ocasiones hasta pocos días antes de la apertura de las ofertas.

Otro aspecto de relevancia en cuanto a la valuación de la refinería está dado por la consideración de la instalación de una Reformadora Catalítica o de un Cracking Catalítico que, al posibilitar la producción de mayor cantidad de derivados livianos (nafta común y súper) aumentaría la valuación de los activos por mejoras en los ingresos y fundamentalmente por reducciones en los costos de evacuación de derivados pesados sin posibilidad de colocación en el área noroeste. La consideración de este tipo de instalaciones obviamente incrementa la valuación de la unidad de negocios.

De hecho YPF encomendó a los consultores un estudio al respecto, el cual fue entregado a las empresas interesadas mediante el Memorandum N° 46 del 9 de septiembre de 1992.

Ante la imposibilidad de determinar cuales fueron los supuestos adoptados en definitiva para fijar la valuación de Refinor, se optó por reproducir el algoritmo de cálculo con dos objetivos: a) determinar fehacientemente cuales fueron los valores determinantes de la valuación adoptada en cuanto a costos de materias primas, de producción y transporte, volúmenes de producción y de ventas, mezcla de subproductos etc. y b) poder recalcular la valuación en caso de detectar que los supuestos adoptados no se ajustaran a la realidad del mercado y de la refinería al momento de la venta de los activos.

3.5.1. - Descripción del Modelo de Valuación de los Activos

En el expediente del Concurso 14280/92 solamente constan algunos cuadros de ingresos de datos del modelo y las planillas finales de los distintos flujos de fondos a los que se arribó. A partir de los mencionados cuadros y del texto de los informes se reprodujo el modelo en todos sus aspectos: cuadros de ingresos de datos, cuadros de cálculos intermedios y cuadros de resultados.

El modelo fue desarrollado en un programa de Planilla de cálculo (Excel 5.0) y consta de los siguientes cuadros:

a - Cuadros de ingreso de datos:

a.1 - INSUMOS

En este cuadro se introducen los datos de petróleo crudo y gas natural (en miles de metros cúbicos por año) a procesar según el origen del crudo (Ramos, Salta liviano, Salta pesado, Formosa y Aguaragüe) y del gas (Bemejo, Yacuiba, Aguaragüe y Ramos) a lo largo del período de operación considerado de 15 años (1993-2007).

a.2 - DERIVADOS POR TIPO DE CRUDO Y GAS

Este cuadro incluye los porcentajes de subproductos (nafta virgen, kerosene para aviación, gas oil y fuel oil) a obtener de los distintos tipos de crudo así como los subproductos a obtener de los distintos tipos de gas natural (gas seco, propano, butano y gasolina).

a.3 - PRECIOS DE INSUMOS

Aquí se consignan los precios de los distintos tipos de crudos y gas natural en dólares por metro cúbico. En realidad Refinor compra exclusivamente la porción de líquidos contenidos en el gas natural (húmedo) y devuelve el gas remanente (seco).

a.4 - COSTOS OPERATIVOS

Aquí se indican los costos fijos (en miles de dólares por año) y los costos variables (en dólares por metro cúbico) asignados a la refinaría y los turboexpansores, el poliducto y el gasoducto proveniente de Bolivia, así como los costos de transporte del fuel oil.

a.5 - VENTAS

Se incluyen tanto los volúmenes de subproductos cuanto sus precios de venta discriminados por área de destino (Norte, Centro-norte y Exportación) a lo largo de los 15 años considerados.

Nota: los volúmenes de subproductos consignados como ventas al área de exportación surgen como el balance entre la producción total y los volúmenes vendidos a las áreas Norte y Centro-norte

b - Cuadros de cálculos intermedios:

b.1 - COSTO DE LOS INSUMOS

Aquí se determina el valor total de los insumos considerando la cantidad correspondiente al año y su respectivo precio (miles de dólares por año).

b.2 - PRODUCCIÓN DE SUBPRODUCTOS

En función de los distintos tipos de crudo y gas procesado y sus respectivos rendimientos se determinan los volúmenes anuales de producción de cada subproducto.

b.3 - COSTOS TOTALES

A los costos fijos se les adicionan los costos variables que dependen de las cantidades de productos procesados y de las áreas de destino de los subproductos en función de los distintos costos de transporte.

c - Cuadros de Resultados:

c.1 - FLUJO DE FONDOS

Resume la operación de la unidad de negocios a lo largo del período 1993-2007. En este cuadro se tiene un resumen de los ingresos (discriminado por tipo de subproducto), de los egresos (materias primas y costos operativos) y de los impuestos a pagar. El resultado es el flujo financiero neto de cada año.

c.2 - CÁLCULO DEL VALOR ACTUAL NETO

Aquí se calcula el valor de la unidad de negocios para distintos niveles de tasa de descuento.

3.5.2. - Resultados Obtenidos

3.5.2.1. - REPRODUCCIÓN DEL MODELO

Como se mencionó anteriormente, en primera instancia se reprodujo el modelo utilizado por Gaffney Cline a fin de determinar con certeza los parámetros y supuestos adoptados para la fijación de la valuación de Destilería Campo Durán.

Se logró reconstruir tanto el algoritmo de cálculo así como determinar los valores adoptados para los principales supuestos: volúmenes de petróleo crudo y gas a procesar, precios de los insumos, volúmenes de subproductos a obtener, precios de venta de los subproductos, costos fijos y variables de producción y transporte y valor residual de las instalaciones al cabo de los 15 años del período de operaciones.

De este modo se cuenta con la reproducción de la forma de cálculo adoptada para la valuación de los activos y el detalle de todos los supuestos adoptados. El valor actual neto adoptado por YPF para la fijación del precio a superar por los oferentes es de 74,5 millones de dólares. La salida del modelo que arroja estos resultados (caso base), se incluye en el **Anexo I** al presente informe.

3.5.2.2. - VARIACIÓN DE LOS RESULTADOS ANTE CAMBIOS EN LOS SUPUESTOS

Con el objetivo de determinar la solidez de los resultados del modelo de valuación se procedió a modificar algunos de los supuestos adoptados.

3.5.2.2.1. - Modificación de los precios de los subproductos.

En primer lugar se modificaron los precios adoptados para la venta de subproductos reemplazándolos por los precios reales de venta vigentes al momento de haberse efectuado la valuación (**Anexo II**).

Los nuevos precios adoptados para el recálculo del modelo surgen del expediente de la licitación (fs. 3235/6) y corresponden a precios valor tanque en refinería, con las siguientes salvedades:

- . El precio de venta de nafta al área de exportación no se modificó, adoptándose el mismo valor utilizado en la proyección (más bajo que el del cuadro de ventas).
- . Tampoco fueron modificados los precios de venta de gas oil al área de exportación.
- . Los precios de querosén de aviación (JP1) tampoco fueron modificados por considerárselos razonables, al ser algo superiores al precio oficial de venta del querosén común.
- . El precio del fuel oil al área de exportación se llevó a 118,8 U\$/m³, algo superior al precio de venta a las áreas norte y centro-norte (110 U\$/m³). El valor adoptado en la proyección se consideró bajo por tratarse de un subproducto con posibilidades de utilización como carga de cracking y no de un producto de valor inferior.
- . Se eliminaron los costos de transporte de los volúmenes de fuel oil despachados a las áreas norte y centro-norte, dado que este subproducto se expende en la Planta Campo Durán con flete a cargo del comprador.

De resultados de las modificaciones adoptadas en los precios de los subproductos el resultado obtenido varía sustancialmente. Utilizando una tasa de descuento del 15% anual, el valor actual neto total alcanza a 200,6 millones de U\$, esto es, algo menos del triple de la valuación adoptada para la fijación del precio base.

3.5.2.2.2. - Modificación en los costos del Poliducto

Por otra parte se analizó la variación que sufre el valor actualizado de los activos de la de refinería ante la modificación de los costos adoptados para la operación del poliducto (**Anexo III**).

Según surge de un estudio de costos realizado por YPF y que consta en el expediente (fs. 7656/9), en los valores adoptados en la valuación hay una duplicación de costos ya que se consideran dos veces los costos laborales (como costos fijos y como variables). Se recalcularon los costos de transporte por metro cúbico de subproducto sobre la base del volumen bombeado en el año 1991 y en función de la longitud total del poliducto, arribándose a un costo de transporte inferior al adoptado. Se eliminaron algunos costos que habían sido cargados al poliducto tales como “Gastos de Gerencia” y “Gastos de Sede Central”, que no eran otra cosa que imputaciones contables de YPF.

En realidad el costo real de operación del poliducto se estima será menor al calculado en la forma descripta ya que en el cálculo no se consideró la capacidad ociosa con que cuenta el ducto. Es evidente que a mayores volúmenes transportados, menor resulta el costo unitario de transporte.

La corrida del modelo de valuación variando los costos unitarios de transporte arrojó un Valor Actual Neto (al 15 % anual) de 94,4 millones de U\$\$, esto es, alrededor de 17 millones de U\$\$ superior al adoptado para la fijación del precio base.

3.5.2.2.3. - Consideración de los efectos conjuntos de la modificación de supuestos

Se realizó una corrida modificando simultáneamente los precios de los subproductos de acuerdo a lo señalado precedentemente así como los costos unitarios de transporte del poliducto. Esta simulación arroja un Valor Actualizado Neto para los activos de la refinería de 216 millones de U\$\$ (**Anexo IV**).

3.5.2.3. - VARIACIÓN DE LOS RESULTADOS POR IGUALACIÓN DE CANTIDADES PRODUCIDAS Y VENDIDAS

Del análisis minucioso del modelo utilizado para la valuación de la unidad de negocios surgió que no hay compatibilidad entre las cantidades de subproductos producidos y las cantidades vendidas de los mismos.

En el modelo desarrollado, las cantidades producidas de cada subproducto son calculadas a partir de los volúmenes a procesar de gas natural y de petróleo crudo (cuadro 1) y los rendimientos de cada tipo de crudo y de gas (cuadro 2). Los datos de cantidades de insumos y sus rendimientos son los utilizados en el modelo original por Gaffney Cline. En otros términos,

los volúmenes calculados de producción de LPG (gas licuado), gasolina, nafta virgen, kerosén de aviación (JP1), gas oil y fuel oil (cuadro 4) resultan iguales a los del modelo original.

Ahora bien, dado que los volúmenes de venta (cuadro 7) resultaban diferentes, se procedió a ajustarlos a los volúmenes de producción, a fin de lograr coherencia en los resultados obtenidos.

3.5.2.3.1. - Modificación de los volúmenes de venta de subproductos.

Se recalculó el modelo base ajustando los volúmenes de venta a los efectivamente producidos (**Anexo V**).

Cabe señalar que el modelo utilizado no contempla compras de subproductos y por lo tanto los volúmenes vendidos deben corresponder exactamente a la producción.

Del ajuste practicado resultó una menor valuación de los activos. Esto es así dado que se redujeron los volúmenes de venta ya que resultaban superiores a la producción.

Al Valor Actualizado Neto para una tasa anual del 15% resulta así de 43,8 millones de U\$, 30,6 millones de U\$ inferior a caso base sin ajustar.

3.5.2.3.2. - Modificación de volúmenes y de precio de venta de los subproductos.

A partir del modelo ajustado por cantidades, se volvió a calcular el valor de los activos ante modificaciones en los precios de los subproductos, en forma similar a la descripta en 5.2.1.

Los resultados se incluyen en el **Anexo VI**.

El Valor Actual Neto alcanza en este caso a 165,5 millones de U\$.

3.5.2.3.3. - Modificación de volúmenes y de costos del poliducto.

En forma análoga a la señalada en 5.2.2 se modificaron, en el modelo con cantidades ajustadas, los costos unitarios de transporte por poliducto (**Anexo VII**).

En este caso el Valor Actual Neto llega a los 63,0 millones de U\$.

3.5.2.3.4. - Modificación de volúmenes, de precios de subproductos y de costos del poliducto.

A partir del modelo ajustado en volúmenes de venta, se introdujeron las modificaciones anteriormente descritas en los precios de venta y en los costos de transporte por poliducto (**Anexo VIII**).

El valor actual de los activos en este caso resulta de 180,2 millones de U\$S.

3.5.2.4. - CONSIDERACIÓN DE UNA PLANTA DE CRACKING CATALÍTICO

La incorporación de una planta de cracking (Fluid Catalytic Cracking Unit - FCCU) era uno de los aspectos a ser considerados por los posibles oferentes de la licitación de la unidad de negocios. La instalación de una planta de estas características resolvería en gran medida el desbalance entre la mezcla de productos de la Refinería de Campo Durán y la demanda de la zona norte y centro-norte del país. En particular, el exceso de residuos pesados (fuel-oil) y el faltante de motonaftas. Los altos costos del flete, dadas las grandes distancias en cuestión, repercutían negativamente en la rentabilidad.

A la luz de esta situación, YPF encomendó a la Consultora Gaffney Cline que estimara la inversión involucrada en una planta de cracking y la medida en que ésta influiría en la rentabilidad global. Los resultados de tal estudio figuran en un informe presentado por los consultores que consta en el expediente analizado (fs. 6916/27).

Con el objetivo de considerar los efectos en la valuación de la incorporación del FCCU, se corrió nuevamente el modelo, con las siguientes consideraciones:

- La inversión total del FCCU se estimó en 45 millones de U\$S, a ser realizada en dos años.
- Los volúmenes de nafta súper son los estimados por la Consultora en su estudio.
- La producción de nafta súper se obtiene mezclando un 44% de nafta de alto octanaje obtenida en el cracking con un 56% de nafta virgen.
- Los precios de la nafta súper son los que surgen de los valores tanque en refinería que figuran en el expediente analizado.
- El destino de las ventas satisface la demanda del área norte y norte-centro y por lo tanto se han disminuido los volúmenes entregados al área de exportación.

El valor actualizado neto de los activos alcanza, en este caso, a los 210,9 millones de U\$S (ver **Anexo IX**).

3.5.2.5. - RESULTADOS OBTENIDOS

Como se mencionara, al caso base se le introdujeron modificaciones en los precios de venta de los subproductos así como modificaciones en los costos operativos del poliducto. También se calcularon los efectos conjuntos de dichas modificaciones.

En forma análoga se introdujeron los cambios en los precios de venta de subproductos y en los costos del poliducto en el modelo con balance entre los volúmenes de producción y venta de subproductos.

En el cuadro siguiente se resumen los Valores Actualizados Netos (con tasas de descuento del 15% anual) obtenidos en las distintas corridas del modelo.

Montos en millones de dólares.

	Sin balance de volúmenes	Con balance de volúmenes	Con incorporación del FCCU
Caso Base	74,4	43,8	---
Con modificación de precios	200,6	165,5	---
Con modificación de costos poliducto	94,4	63,0	---
Con modificación de precios y costos poliducto	216,0	180,2	210,9

3.5.2.6. - OTRAS CONSIDERACIONES

Cabe señalar que hay otras categorías dentro de los supuestos adoptados en la valuación que se consideran susceptibles de ajustes. Tal el caso del precio de compra del gas licuado (LPG) que consideramos elevado y en menor medida el precio de compra de petróleo crudo.

4. - COMENTARIOS Y OBSERVACIONES

No se han detectado apartamientos del marco legal del presente proceso. La única observación que se puede realizar al respecto, si bien no implica violación de norma alguna, se

refiere al breve lapso de tiempo transcurrido entre la fijación del precio base y la apertura de las ofertas. Este hecho pudo haber restringido el grado de competencia entre los postulantes calificados interesados en participar en la licitación y consecuentemente se pudo ver resentida la posibilidad de lograr valores de oferta más elevados.

REFINOR fue entregado a los adquirentes sin cargas de personal, según lo estipulado en el Pliego de Licitación.

Según constancia del Banco de la Nación Argentina sucursal Nueva York tanto YPF como la ANSeS recibieron los importes correspondientes al precio de venta de las acciones de REFINOR.

Como se mencionó, el esquema de valuación se basó en el método de flujo de fondos descontado, esto es, se simuló la operación de la refinería y los ductos de transporte por un período de 15 años. Este método de valuación tiene la ventaja de considerar no solamente los activos involucrados sino también la posición de la empresa en el mercado, ya que es factible incorporar al análisis distintas variantes que hacen al negocio tales como costos de los insumos, precios de venta, duración de las instalaciones, etc.

El precio a superar por los oferentes para la venta del 70% del paquete accionario de REFINOR resultó fijado en U\$S 62,9 millones. Este monto se conforma por una valuación del 100% de los activos de 82,8 millones más un stock de materia prima valuado en 7 millones de U\$S ($[82,8 + 7,0] \times 0,7 = 62,9$). Dicho monto resulta significativamente inferior a la valuación estimada de los activos. Adicionalmente, se puede señalar la discrepancia entre la Resolución del Directorio de YPF que fijó el precio base y la recomendación del Banco Nacional de Desarrollo en el sentido de utilizar una tasa de descuento del 12% anual y no del 15% tal como se adoptó en dicha resolución sin que se hiciera referencia a las motivaciones de tal decisión..

Adicionalmente se debió tomar en consideración, a los efectos de la determinación del precio base, la incorporación de una planta de cracking catalítico, ya que la evaluación efectuada al respecto demostraba su conveniencia para el adquirente. De hecho esta inversión se comenzó al poco tiempo de haberse efectuado el traspaso de los activos y se encuentra en operaciones. La mayor producción de motonaftas permitió a Refinor comenzar con la distribución con marca propia en provincias del norte argentino.

Asimismo, se observa la forma en que se consideró en el modelo de valuación el valor residual de las instalaciones al final del período de proyección. La metodología adoptada por los consultores consiste en considerar un ingreso de 20 millones de U\$S al término del período de operación de 15 años. Esta metodología castiga la valuación de los activos, particularmente si se tiene en cuenta que una parte importante de las instalaciones son nuevas y otras han sido modernizadas poco tiempo antes de la privatización.

Una forma de considerar adecuadamente esta situación es adicionar al flujo neto del año 15 un valor residual equivalente a un flujo perpetuo anual invariante, equivalente a los ingresos netos calculados para el último período de proyección, descontado a la misma tasa utilizada. De este modo, el valor actualizado neto de los activos hubiera sufrido un incremento del orden de los 30 millones de U\$S.

Como se mencionó en punto referido a los balances de REFINOR, el propósito era cotejar la validez del estudio de valuación de la empresa. En este sentido, solamente es factible el análisis de los montos de las ventas, los costos incurridos y los beneficios resultantes. De los balances no surgen datos respecto del valor de los activos transferidos dado que, según se indica en las notas a los estados contables, "el valor de los bienes aportados a la Sociedad se determinó en función del precio efectivamente pagado (U\$S 64.125.110) por el paquete mayoritario licitado (70% del capital social)".

5. - CONCLUSIONES

El análisis efectuado con respecto a la valuación indica que el precio base fijado hubiera resultado sustancialmente superior si se hubieran considerado los siguientes puntos:

- a. los precios de subproductos, volúmenes de venta y costos de operación que arrojan una valuación del 100% de los activos de 180,2 millones de U\$S
- b. la incorporación de la planta de cracking catalítico.
- c. un valor residual de las instalaciones mayor.
- . una tasa de descuento del 12%, según lo recomendado por el BANADE.

Buenos Aires, 7 de mayo de 1996.



ANEXOS

A - DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE LA DESTILERÍA DE CAMPO DURÁN

I - CASO BASE

II - CASO BASE CON MODIFICACIÓN DE PRECIOS DE VENTA DE SUBPRODUCTOS

III - CASO BASE CON MODIFICACIÓN DE COSTOS DEL POLIDUCTO

IV - CASO BASE CON MODIFICACIÓN DE PRECIOS DE VENTA DE SUBPRODUCTOS Y DE COSTOS DEL POLIDUCTO

V - CASO CON BALANCE DE VOLÚMENES DE PRODUCCIÓN

VI - CASO BALANCEADO CON MODIFICACIÓN DE PRECIOS DE VENTA DE SUBPRODUCTOS

VII - CASO BALANCEADO CON MODIFICACIÓN DE COSTOS DEL POLIDUCTO

VIII - CASO BALANCEADO CON MODIFICACIÓN DE PRECIOS DE SUBPRODUCTOS Y DE COSTOS DEL POLIDUCTO

IX - CASO BALANCEADO, CON CRACKING, MODIFICACIÓN DE PRECIOS DE SUBPRODUCTOS Y DE COSTOS DEL POLIDUCTO



ANEXO A

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE LA DESTILERÍA DE CAMPO DURÁN



ANEXO I

CASO BASE

CASO BASE
1 - INSUMOS

Año	CRUDO Mms/AÑO		GAS - Mms/Año							Total	
	Juliy	Mms/AÑO	Cond. Ramos	Salta Pesado	Formosa	Condensado	Total	Bermajo	Yacuita		Aguarague
1993	105.9	200.8	140.5	563.7	270.6	1281.5	182500	2044000	1237350	1305738	4769688
94	105.9	200.8	140.5	563.7	363	1373.9	182500	2044000	1693600	1305738	5225838
95	105.9	200.8	140.5	563.7	373.3	1384.2	182500	2044000	1784850	1305738	5317088
96	105.9	200.8	140.5	563.7	373.3	1384.2	182500	2044000	1784850	1305738	5317088
97	105.9	200.8	140.5	563.7	364.1	1375	182500	2044000	1784850	1305738	5317088
98	105.9	200.8	140.5	563.7	333.2	1344.1	182500	2044000	1784850	1305738	5317088
99	105.9	200.8	140.5	563.7	322.4	1333.3	182500	2044000	1784850	1305738	5317088
2000	105.9	200.8	140.5	563.7	322.4	1333.3	182500	2044000	1784850	1305738	5317088
1	105.9	200.8	140.5	563.7	299.1	1310	182500	2044000	1730100	1305738	5262338
2	105.9	200.8	140.5	563.7	274	1284.9	182500	2044000	1642500	1305738	5174738
3	105.9	200.8	140.5	563.7	262.5	1263.4	182500	2044000	1562200	1305738	5094438
4	105.9	200.8	140.5	563.7	232.8	1243.7	182500	2044000	1496500	1305738	5028738
5	105.9	200.8	140.5	563.7	221.5	1232.4	182500	2044000	1423500	1305738	4955738
6	105.9	200.8	140.5	563.7	204.2	1215.1	182500	2044000	1357800	1305738	4890038
7	105.9	200.8	140.5	563.7	188.7	1199.5	182500	2044000	1296400	1305738	4831838

Alm



2 - DERIVADOS POR TIPO DE CRUDO Y GAS

	JUJUY	RAMOS CON.	SALTA PES.	FORMOSA	AGUAR.COND.
NAFTA	30.5%	52.0%	23.5%	21.0%	52.0%
JET. KERO	5.0%	9.0%	6.0%	1.0%	9.0%
GAS OIL	32.5%	39.0%	32.5%	42.0%	39.0%
CRUDO RED.	32.0%	0.0%	38.0%	36.0%	0.0%
	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Menos 1% de pérdida

	JUJUY	SALTA LIV.	SALTA PES.	FORMOSA	CONDENSADO
NAFTA	30.2%	51.5%	23.3%	20.8%	51.5%
JET. KERO	5.0%	8.9%	5.9%	1.0%	8.8%
GAS OIL	32.2%	38.6%	32.2%	41.6%	38.6%
CRUDO RED.	31.7%	0.0%	37.6%	35.6%	0.0%
	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%

	AGUA/RAMO	BERMEJO	YACUIBA
GAS	96.60%	0.9785	0.9618
PROPANO	2.10%	1.25%	2.60%
BUTANO	0.80%	0.80%	0.90%
GASOLINA	0.50%	0.30%	0.32%
TOTAL	100.00%	100.00%	100.00%



Handwritten signature

3 - PRECIOS DE INSUMOS

CRUDO \$/m3	1993	1994 y +
Jujuy	106.91	98.00
Salta Pesado	106.91	84.00
Formosa	104.93	96.00
Cond. RAMOS	116.36	116.36
Cond. AGUARAG	108	108.00
LPG	53.47	53.47
GASOLINA	86.9	86.90

3 bis - COSTO INSUMOS

	CRUDO	GAS	TOTAL
1993	138081.55	40258.896	178340.45
1994	127296.99	43970.532	171267.5
1995	128409.39	44739.209	173148.6

Alvarez





1996	126409.39	44739.209	173148.6
1997	127415.79	44739.209	172155.0
1998	124078.59	44739.209	168817.8
1999	122912.19	44739.209	167651.4
2000	122912.19	44739.209	167651.4
2001	120396.79	44278.003	164673.8
2002	117664.99	43540.073	161225.1
2003	115362.99	42863.637	158226.6
2004	113235.39	42310.189	155545.6
2005	112014.99	41695.247	153710.2
2006	110146.59	41141.8	151288.4
2007	108472.59	40649.846	149122.4

Amey

4 - PRODUCCION Y VENTA DE SUBPRODUCTOS

	INY. DE GAS	LPG	GASOLINA	NAFTA NOR.	NAF. SUPER	NAFTA	JET KERO	GAS OIL	FUEL OIL
1993	4601118.458	557.8998	119.9999394	0	0	424.5338	61.17012	495.6732	287.3078
1994	5041856.0	605.7	133.3	0.0	0.0	472.1	69.4	531.3	287.3
1995	5130003.5	615.6	136.1	0.0	0.0	477.4	70.3	535.3	287.3
1996	5130003.5	615.6	136.1	0.0	0.0	477.4	70.3	535.3	287.3
1997	5130003.5	615.6	136.1	0.0	0.0	472.7	69.5	531.8	287.3
1998	5130003.5	615.6	136.1	0.0	0.0	456.8	66.7	519.8	287.3
1999	5130003.5	615.6	136.1	0.0	0.0	451.2	65.8	515.7	287.3
2000	5130003.5	615.6	136.1	0.0	0.0	451.2	65.8	515.7	287.3
2001	5077115.0	608.7	134.4	0.0	0.0	439.2	63.7	506.7	287.3
2002	4992493.4	600.2	131.8	0.0	0.0	425.3	61.5	497.0	287.3
2003	4814823.6	581.4	128.3	0.0	0.0	415.2	59.6	488.7	287.3
2004	4851457.4	584.3	127.4	0.0	0.0	405.1	57.8	481.1	287.3
2005	4780939.4	576.4	125.1	0.0	0.0	399.3	56.8	476.7	287.3
2006	4717473.2	569.3	123.2	0.0	0.0	390.4	55.3	470.0	287.3
2007	4561058.8	562.9	121.4	0.0	0.0	382.4	53.9	464.1	287.3

Alvarez



5 - COSTOS OPERATIVOS

FIJOS	REFIN Y TURBO.	2377
M \$/AÑO	POLIDUCTO	3000
	GASOD. BOLIVIA	3288

VARIABLES	\$/M3	POLIDUCTO		FUEL OIL	
REFINERIA		AR. NORTE	NOR-CTRO	EXPORTAR. NORTE	NOR-CTRO. EXPORTAC.
	3.36	1.189772831	1.840405173	4.705398	0
				0	51.03

Alvarez





T. VENTAS

AÑO	LUG		MANTA NOROCCIDENTAL		MANTA SUPLEN		EL CENTRO		OAS OJ.		EL OJ.	
	hab.	U.S.	hab.	U.S.	hab.	U.S.	hab.	U.S.	hab.	U.S.	hab.	U.S.
1883	37.3	87.4	88.8	104.7			37.2	101	325.2	150.1	21	44.8
1884	35.1	87.4	75.0	104.7			35.1	98.3	341.8	157.5	21.1	44.8
1885	34.7	87.4	77.0	104.7			34.7	98.3	338.9	158.3	21.1	44.8
1886	36.3	87.4	81.7	104.7			36.3	98.3	340.3	158.3	21.1	44.8
1887	36.3	87.4	81.7	104.7			36.3	98.3	340.3	158.3	21.1	44.8
1888	38	87.4	84.1	104.7			38	98.3	362.1	168.8	26.5	44.8
1889	38.1	87.4	83.7	104.7			38.1	98.3	403.9	158.8	26.1	44.8
2000	40.2	87.4	88.5	104.7			40.2	98.3	476	168.8	26.8	44.8
2001	41.5	87.4	84.7	104.7			41.5	98.3	458.4	168.8	27.8	44.8
2002	42.7	87.4	84.7	104.7			42.7	98.3	467.3	168.8	28.5	44.8
2003	44	87.4	87.2	104.7			44	98.3	474.8	168.8	29.1	44.8
2004	46.7	87.4	103.5	104.7			46.7	103.5	450.8	158.8	31.2	44.8
2005	48.1	87.4	103.5	104.7			48.1	103.5	447.8	158.8	31.1	44.8
2006	48.1	87.4	103.5	104.7			48.1	103.5	447.8	158.8	31.1	44.8
2007	48.3	87.4	103.5	104.7			48.3	103.5	448.8	158.8	31	44.8

AREA CENTRO-OCCIDENTE

AÑO	LUG		MANTA NOROCCIDENTAL		MANTA SUPLEN		EL CENTRO		OAS OJ.		EL OJ.	
	hab.	U.S.	hab.	U.S.	hab.	U.S.	hab.	U.S.	hab.	U.S.	hab.	U.S.
1883	42	85.9	41	103.2			41.8	42	108.7	154.3	47	44.8
1884	41.3	85.9	44.3	103.2			41.3	42	108.7	154.3	47	44.8
1885	41.3	85.9	44.3	103.2			41.3	42	108.7	154.3	47	44.8
1886	41.3	85.9	44.3	103.2			41.3	42	108.7	154.3	47	44.8
1887	40.1	85.9	40.1	103.2			40.1	42	108.7	154.3	47	44.8
1888	50.3	85.9	50.3	103.2			50.3	42	108.7	154.3	47	44.8
1889	51.1	85.9	51.1	103.2			51.1	42	108.7	154.3	47	44.8
2000	53.3	85.9	53.3	103.2			53.3	42	108.7	154.3	47	44.8
2001	55.9	85.9	55.9	103.2			55.9	42	108.7	154.3	47	44.8
2002	57	85.9	57.0	103.2			57	42	108.7	154.3	47	44.8
2003	58.7	85.9	58.7	103.2			58.7	42	108.7	154.3	47	44.8
2004	60.4	85.9	60.4	103.2			60.4	42	108.7	154.3	47	44.8
2005	62.2	85.9	62.2	103.2			62.2	42	108.7	154.3	47	44.8
2006	64.1	85.9	64.1	103.2			64.1	42	108.7	154.3	47	44.8
2007	66	85.9	66.0	103.2			66	42	108.7	154.3	47	44.8

AREA EXP-ORIENTAL

AÑO	LUG		MANTA NOROCCIDENTAL		MANTA SUPLEN		EL CENTRO		OAS OJ.		EL OJ.	
	hab.	U.S.	hab.	U.S.	hab.	U.S.	hab.	U.S.	hab.	U.S.	hab.	U.S.
1883	518.8	81.8	478.2	101.7			4.1	136.4	0	136.4	0	136.4
1884	562.7	81.8	541.8	101.7			10.6	136.4	0	136.4	0	136.4
1885	568.9	81.8	530.2	101.7			9.3	136.4	0	136.4	0	136.4
1886	582.2	81.8	530.9	101.7			9.3	136.4	0	136.4	0	136.4
1887	607.8	81.8	488.5	101.7			10	136.4	0	136.4	0	136.4
1888	604.7	81.8	478.9	101.7			10	136.4	0	136.4	0	136.4
2000	551.9	81.8	482.2	101.7			10	136.4	0	136.4	0	136.4
2001	549.1	81.8	485.4	101.7			10	136.4	0	136.4	0	136.4
2002	548.7	81.8	444.5	101.7			10	136.4	0	136.4	0	136.4
2003	543.2	81.8	434.4	101.7			10	136.4	0	136.4	0	136.4
2004	482.7	81.8	382.6	101.7			10	136.4	0	136.4	0	136.4
2005	422.4	81.8	385.9	101.7			10	136.4	0	136.4	0	136.4
2006	418.8	81.8	386.7	101.7			10	136.4	0	136.4	0	136.4
2007	418.8	81.8	386.7	101.7			10	136.4	0	136.4	0	136.4

Handwritten signature or mark.

CASO BASE
CASH FLOW

AÑO	INGRESOS						EGRESOS			ING BRUTOS	OTROS IMP	VR	SALDO
	LPG	GAS BOLIV	NAFTA	GASOIL	JETKERO	CRUD. RED	TOTAL	MAT PRIM	OPERAT				
1993	48670.4	10220.0	60072.0	81510.8	10710.4	22746.1	23718.8	178340.4	37564.2	215804.7	4028.9	2344.2	1442.8
1994	53257.7	10220.0	67306.4	87978.9	11992.8	22548.5	243080.3	171287.5	39005.4	210272.9	4375.4	8642.2	18566.7
1995	53275.3	10220.0	66791.4	87428.5	11771.2	22329.8	241566.2	173148.6	38773.7	211822.3	4348.2	8893.2	15402.5
1996	53270.5	10220.0	66200.9	86861.4	11701.5	22193.7	240238.0	173148.6	38558.2	211704.8	4324.1	8557.0	15642.2
1997	53289.8	10220.0	64328.7	84321.6	11237.9	22066.5	235764.5	172195.0	38155.4	210370.4	4243.6	7636.3	13574.2
1998	53310.6	10220.0	63877.1	84167.9	11108.1	21917.7	234181.4	168617.8	37816.4	206334.2	4215.3	8264.1	15067.7
1999	53322.7	10220.0	62853.2	83303.9	10911.8	21781.9	232173.5	167651.4	37527.4	205178.8	4179.1	8098.4	14717.2
2000	53355.7	10220.0	62202.4	82638.7	10761.9	21624.5	230564.2	167851.4	37281.6	204633.0	4150.2	7688.4	13781.7
2001	53348.7	10220.0	61843.1	82094.6	10627.2	21471.6	228176.1	164873.8	36942.9	201616.7	4126.2	8287.5	15165.7
2002	53362.1	10220.0	61003.1	81425.1	10452.3	21314.6	227567.2	161224.1	36566.4	197791.4	4096.2	8932.7	16746.6
2003	53376.0	10220.0	60444.6	80880.6	10343.9	21153.1	226208.1	158228.6	36213.4	194440.1	4071.7	9530.4	19165.9
2004	42850.4	10220.0	50852.8	72958.6	8539.8	20978.9	188820.5	156545.6	34910.5	186856.1	3578.8	2699.3	2896.3
2005	44264.8	10220.0	48640.1	71126.5	8188.9	20804.7	183003.1	15370.2	33786.3	187508.5	3474.1	1648.4	372.1
2006	44280.1	10220.0	48652.3	71126.5	8185.2	20836.0	182879.2	151288.4	33563.6	184882.0	3471.8	2408.2	2147.2
2007	44285.4		48451.7	70920.1	8143.4	20443.7	182284.2	148122.4	33308.2	182431.6	3461.1	2856.8	23435.7

TASA	NPV
10.00%	67060.53
12.00%	66869.05
15.00%	74447.11
20.00%	59073.15



Arce



ANEXO II

**CASO BASE CON MODIFICACIÓN DE PRECIOS DE VENTA DE
SUBPRODUCTOS**



1-VENTAS (CARGO BARRI CON MONOP. PRECISO)

AÑO	UN		MVA		MVA		MVA		MVA		MVA	
	VENTAS	PRECIO	VENTAS	PRECIO	VENTAS	PRECIO	VENTAS	PRECIO	VENTAS	PRECIO	VENTAS	PRECIO
1984	314	87,4	68,9	136,0	312	88,1	329,5	127	7,7	1,0	1,0	
1985	347	87,4	77,3	136,0	341	105,5	349,9	145	20,8	1,2	1,2	
1986	356	87,4	79,3	136,0	354	105,5	399,4	145	20,8	1,2	1,2	
1987	388	87,4	87,7	136,0	381	105,5	307,7	145	20,8	1,2	1,2	
1988	396	87,4	88,7	136,0	381	105,5	405,9	145	20,8	1,2	1,2	
1989	409	87,4	88,5	136,0	402	105,5	419	145	20,8	1,2	1,2	
1990	415	87,4	91,9	136,0	415	105,5	425,5	145	20,8	1,2	1,2	
1991	422	87,4	97,5	136,0	411	105,5	441,6	145	20,8	1,2	1,2	
1992	422	87,4	102,5	136,0	405	105,5	494,5	145	20,8	1,2	1,2	
1993	427	87,4	103,5	136,0	407	105,5	457,4	145	20,8	1,2	1,2	
1994	445	87,4	109,8	136,0	401	105,5	449,6	145	20,8	1,2	1,2	

AREA CONDUCTOR

AÑO	UN		MVA		MVA		MVA		MVA		MVA	
	VENTAS	PRECIO	VENTAS	PRECIO	VENTAS	PRECIO	VENTAS	PRECIO	VENTAS	PRECIO	VENTAS	PRECIO
1984	42	65,9	42,0	136,0	21,5	95	198,1	63	47	11,0	11,0	
1985	44	65,9	45,1	136,0	21,1	120,7	200,9	65	47	11,0	11,0	
1986	47	65,9	47,7	136,0	20,8	120,5	193,2	62	47	11,0	11,0	
1987	49	65,9	46,1	136,0	20,5	120,5	193,2	62	47	11,0	11,0	
1988	50,0	65,9	50,0	136,0	20,0	120,2	194	62	47	11,0	11,0	
1989	53,7	65,9	53,7	136,0	20,7	120,5	199	62	47	11,0	11,0	
1990	52,0	65,9	55,5	136,0	20,5	120,5	203	62	47	11,0	11,0	
1991	57	65,9	57,0	136,0	20,1	120,2	198	62	47	11,0	11,0	
1992	56,4	65,9	60,6	136,0	19,9	120,5	191	62	47	11,0	11,0	
1993	54,1	65,9	64,1	136,0	2,1	120,5	0	62	47	11,0	11,0	
1994	50	65,9	60,0	136,0	2,2	120,5	0	62	47	11,0	11,0	

AREA EXPLOTACION

AÑO	UN		MVA		MVA		MVA		MVA		MVA	
	VENTAS	PRECIO	VENTAS	PRECIO	VENTAS	PRECIO	VENTAS	PRECIO	VENTAS	PRECIO	VENTAS	PRECIO
1984	618,8	119	618,2	119,0	4,1	128,4	0,0	120,0	239,7	118,8	118,8	
1985	646,7	119	614,8	119,0	16,8	128,4	0,0	120,0	239,7	118,8	118,8	
1986	664,9	119	632,2	119,0	6,2	128,4	0,0	120,0	239,7	118,8	118,8	
1987	688,3	119	666,5	119,0	6,2	128,4	0,0	120,0	239,7	118,8	118,8	
1988	677,3	119	668,3	119,0	6,0	128,4	0,0	120,0	239,7	118,8	118,8	
1989	694,7	119	638,9	119,0	6,0	128,4	0,0	120,0	239,7	118,8	118,8	
1990	702,2	119	652,4	119,0	6,0	128,4	0,0	120,0	239,7	118,8	118,8	
1991	708,2	119	644,5	119,0	6,0	128,4	0,0	120,0	239,7	118,8	118,8	
1992	702,2	119	644,5	119,0	6,0	128,4	0,0	120,0	239,7	118,8	118,8	
1993	702,2	119	644,5	119,0	6,0	128,4	0,0	120,0	239,7	118,8	118,8	
1994	702,2	119	644,5	119,0	6,0	128,4	0,0	120,0	239,7	118,8	118,8	
1995	422,4	119	305,6	119,0	6,0	128,4	0,0	120,0	239,7	118,8	118,8	
1996	422,4	119	305,6	119,0	6,0	128,4	0,0	120,0	239,7	118,8	118,8	
1997	416,8	119	286,7	119,0	6,0	128,4	0,0	120,0	239,7	118,8	118,8	

Alles

CASO BASE CON MODIF PRECIOS
CASH FLOW

AÑO	INGRESOS										EGRESOS		ING BRUTOS	OTROS IMP	VR	SALDO
	LPG	GAS BOLIV	NAFTA	GASOIL	JETNERO	CRUD RED	TOTAL	MAT PRIM	OPERAT	TOTAL						
1993	63198.9	10220.0	70242.5	74500.8	10710.4	34756.5	253495.1	178340.4	36498.0	214826.4	4985.7	11597.8	22498.3			
1994	89238.1	10220.0	78573.5	80529.1	11962.8	34533.0	274995.6	171267.5	37916.8	206184.3	4947.9	19704.4	41029.3			
1995	89146.0	10220.0	78046.8	78657.0	11771.2	34288.7	279191.6	173149.6	37874.9	210823.5	4817.4	18710.4	38740.2			
1996	89098.4	10220.0	77471.2	78336.4	11701.5	34126.0	271793.4	173149.6	37451.7	210600.3	4890.7	18330.9	37881.5			
1997	89023.0	10220.0	75401.6	77348.7	11257.9	33888.2	267019.5	172155.0	37043.4	208198.4	4806.4	17346.3	35663.4			
1998	88970.7	10220.0	74723.7	76862.3	11108.1	33816.8	265290.5	168817.8	36887.9	205515.7	4775.0	17026.5	37090.4			
1999	88906.7	10220.0	73882.7	75775.7	10811.8	33696.2	263116.1	167651.4	36401.3	204052.7	4738.1	17718.0	36808.3			
2000	88844.1	10220.0	73180.5	75075.0	10751.9	33481.8	261343.3	167651.4	36148.9	203800.3	4704.2	17282.9	35575.9			
2001	88778.4	10220.0	72612.6	74474.4	10627.2	33308.4	259800.9	164673.8	35802.8	200478.6	4676.4	17797.3	34650.6			
2002	88710.3	10220.0	71957.7	73773.7	10482.3	33134.2	258038.2	161225.1	35417.8	198642.8	4644.7	18418.8	33832.0			
2003	88636.9	10220.0	71386.5	73187.4	10343.9	32946.0	256515.7	158228.6	35057.4	195284.0	4617.3	18866.5	33644.9			
2004	88174.8	10220.0	60356.2	65708.5	8539.8	32751.0	225530.1	155545.6	33146.0	188691.5	4059.5	11051.8	21727.4			
2005	88218.8	10220.0	58108.9	64049.7	8168.9	32563.0	219797.0	153710.2	32825.3	185395.5	3643.7	9828.4	18989.3			
2006	88141.1	10220.0	56204.9	64049.7	8168.9	32366.0	218946.9	151288.4	32381.2	183689.6	3841.0	10585.2	20753.0			
2007	88063.7		58094.3	63883.8	8143.4	32144.2	218306.3	149122.4	32118.4	181240.9	3828.8	11120.5	20018.4			

Deza

TASA	NPV
0.1	260039.96
0.12	233267.82
0.15	200582.87
0.2	160388.84





ANEXO III

CASO BASE CON MODIFICACIÓN DE COSTOS DEL POLIDUCTO

**CASO CON MODIF COSTOS POLIDUCTO
COSTOS OPERATIVOS POLIDUCTO**

COSTOS VARIABLES		KM	\$/MG
ENERGIA	168000	376.7	1.1897283
GAS	42807	582.7	1.84
CONSUMO INTERNO	337782		
GTS OPERATIVOS	288979	1489.8	4.71
OTRO GASTOS	42227		
MANTENIMIENTO	2907160		
TOTAL	3786955		
MS/AÑO	1081256		
KM	1108.9		
TOTAL POR MS.KM	0.003158		

5 - COSTOS OPERATIVOS

FIJOS	REFIN. Y TURBO.
M S/AÑO	POLIDUCTO
	GASOD BOLIVIA

VARIABLES \$/MG	POLIDUCTO	FUEL OIL
2377 REFINERIA TURBOEXP.	AR. NORTE	NOR-CTRO.
3000 EXPORTAC.	AR. NORTE	NOR-CTRO.
3298 EXPORTAC.	AR. NORTE	NOR-CTRO.
3.36	1.1897283	1.84040517
	4.705398	
	0	0
	0	51.05

[Handwritten signature]



CASO CON MODIF COSTOS POLIDUCTO
CASH FLOW

AÑO	INGRESOS					EGRESOS					ING BRUTOS	OTROS IMP	VR	SALDO
	LPG	GAS BOLIV	NAFTA	GASOIL	JETERO	BRUD REE	TOTAL	MAT PRIM	OPERAT	TOTAL				
1993	48670.4	10220.0	90072.0	61518.8	10710.4	22746.1	223718.8	176340.4	32731.6	211072.0	4026.9	3794.0		4625.8
1994	53257.7	10220.0	97308.4	87978.9	11962.8	22546.5	240080.3	171287.5	33796.9	205034.4	4375.4	11413.8		22256.7
1995	53275.3	10220.0	96761.4	87428.5	11771.2	22329.8	241986.2	173148.6	33591.5	206740.1	4348.2	10447.8		20030.1
1996	53270.5	10220.0	96200.9	86851.4	11701.5	22193.7	240228.0	173148.6	33421.8	206670.4	4324.1	10097.3		19236.2
1997	53289.9	10220.0	94328.7	84821.6	11257.9	22096.5	235764.5	172155.0	33138.7	205293.7	4243.8	9141.2		17085.8
1998	53370.8	10220.0	93877.1	84167.9	11108.1	21917.7	234181.4	168817.8	32858.4	201678.2	4215.3	9751.6		19538.4
1999	53322.7	10220.0	92853.2	83303.9	10911.8	21781.9	232173.5	167651.4	32637.8	200289.2	4179.1	9655.3		18139.9
2000	53335.7	10220.0	92202.4	82638.7	10781.9	21624.5	230564.2	167651.4	32452.7	200104.1	4150.2	9138.0		17171.9
2001	53348.7	10220.0	91643.1	82094.6	10627.2	21471.6	22875.1	164673.8	32170.1	198643.9	4125.2	9690.4		18506.7
2002	53362.1	10220.0	91003.1	81425.1	10462.3	21314.6	227567.2	161225.1	31854.2	193079.2	4086.2	10346.4		20045.4
2003	53376.0	10220.0	90444.6	80890.8	10343.9	21153.1	226208.1	158228.6	31558.7	189785.3	4071.7	10928.9		21424.2
2004	45850.4	10220.0	50692.8	72998.6	8539.8	20978.9	189820.5	155545.6	30290.7	185636.3	3578.8	3695.3		5570.2
2005	44284.8	10220.0	46640.1	71126.5	8166.9	20604.7	183003.1	153710.2	29870.7	183580.9	3474.1	2626.6		3121.4
2006	44280.1	10220.0	46652.3	71126.5	8165.2	20635.0	182873.2	151288.4	29827.4	180615.7	3471.8	3586.0		4802.6
2007	44285.4		46481.7	70920.1	8143.4	20443.7	182284.2	149122.4	29372.1	178494.5	3481.1	4136.9	20000	26191.7

TASA	NPV
0.1	122693.3
0.12	106963.3
0.15	94405.99
0.2	75175.89



[Handwritten signature]



ANEXO IV

**CASO BASE CON MODIFICACIÓN DE PRECIOS DE VENTA DE
SUBPRODUCTOS Y DE COSTOS DEL POLIDUCTO**

CASO BASE CON MODIF PRECIOS Y COSTOS POLID.
CASH FLOW

0.018 0.3

AÑO	INGRESOS				EGRESOS				ING BRUTOS	OTROS IMP	VR	SALDO	
	LPG	GAS BOLN	NAFTA	JETKERO	GASOIL	CRILIO	REF	TOTAL					MAT PRIM
1993	83186.9	10220.0	70242.5	74588.8	10710.4	34756.5	253465.1	178340.4	32736.1	211076.9	4562.7	12722.5	25123.2
1994	89238.1	10220.0	78572.5	80529.1	11992.8	34533.0	274865.8	171267.5	33772.0	205039.5	4947.6	20647.8	43930.7
1995	88148.0	10220.0	78048.8	79637.0	11771.2	34285.7	273191.8	173148.6	33586.8	206746.2	4917.4	18633.6	41585.0
1996	89088.4	10220.0	77471.2	78336.4	11701.5	34126.0	271703.4	173148.6	33426.8	206575.4	4890.7	18538.4	40699.0
1997	86023.0	10220.0	74401.6	77348.7	11257.9	33986.2	267019.5	172155.0	33143.6	205298.6	4806.4	18516.3	38388.2
1998	86870.7	10220.0	74723.7	76662.3	11106.1	33845.8	265280.5	168817.8	32863.2	201681.0	4775.0	18079.9	36744.6
1999	86909.7	10220.0	73852.7	75775.7	10911.3	33686.2	263116.1	167851.4	32642.6	200294.0	4736.1	18946.6	35239.4
2000	86844.1	10220.0	73180.5	75075.0	10761.9	33481.8	261843.3	167651.4	32457.5	200106.9	4704.2	18370.3	36159.9
2001	88778.4	10220.0	72612.8	74474.4	10627.2	33308.4	259800.9	164673.8	32174.8	198848.5	4676.4	18885.7	36380.2
2002	88710.3	10220.0	71967.7	73773.7	10462.3	33134.2	258036.2	161228.1	31856.8	193063.8	4644.7	19466.3	40823.3
2003	86589.9	10220.0	71395.5	73197.4	10343.9	32946.0	256515.7	158226.6	31563.2	189789.8	4617.3	20017.7	42090.8
2004	88174.6	10220.0	60366.2	65708.5	8936.8	32751.0	225830.1	155545.6	30394.4	185839.9	4059.5	11907.0	23723.6
2005	56218.8	10220.0	58108.9	64048.7	8186.9	32553.0	219067.0	153710.2	29874.2	183584.4	3843.7	10653.6	20915.1
2006	56141.1	10220.0	58204.9	64048.7	8186.2	32386.0	218646.9	151288.4	29630.8	180916.2	3841.0	11408.3	22878.4
2007	56063.7	10220.0	58094.3	63963.8	8143.4	32144.2	218308.3	148122.4	28375.5	178487.8	3828.6	11543.4	43938.4

TASA	NPV
0.1	279714.4
0.12	251009.2
0.15	219656.3
0.2	172835.3



[Handwritten signature]



ANEXO V

CASO CON BALANCE DE VOLÚMENES DE PRODUCCIÓN



7 VENTAS

AREA NOROCCIDENTE

AÑO	LOS MOCHIS		MATA MORAN		MATA DE PUEBLO		EL TIERRON		GARCIA		SANTA ROSA	
	VENTAS	RENTA	VENTAS	RENTA	VENTAS	RENTA	VENTAS	RENTA	VENTAS	RENTA	VENTAS	RENTA
1983	37.5	87.4	60.8	104.7			31.5	107.3	9.1	328.8	94.1	21
1984	33.1	87.4	70.3	104.7			33.1	107.3	34.7	100.0	103.9	27.1
1985	34.7	87.4	77.2	104.7			34.7	100.0	36.8	100.0	104.8	23.2
1986	36.8	87.4	73.3	104.7			36.8	100.0	38.1	100.0	104.8	41.3
1987	38	87.4	84.1	104.7			38	100.0	39.7	100.0	104.8	44.3
1988	38.1	87.4	85.7	104.7			38.1	100.0	40.0	100.0	104.8	44.3
1989	40.3	87.4	88.3	104.7			40.3	100.0	41.0	100.0	104.8	44.3
1990	41.5	87.4	93.8	104.7			41.5	100.0	42.5	100.0	104.8	44.3
1991	41.5	87.4	93.8	104.7			41.7	100.0	44.3	100.0	104.8	44.3
1992	44	87.4	107.1	104.7			44	100.0	45.4	100.0	104.8	44.3
2004	47.1	87.4	100.6	104.7			46.3	100.0	45.5	100.0	104.8	44.3
2005	46.7	87.4	103.8	104.7			46.7	100.0	44.9	100.0	104.8	44.3
2006	48.1	87.4	106.8	104.7			48.1	100.0	44.9	100.0	104.8	44.3
2007	48.5	87.4	108.8	104.7			48.5	100.0	44.8	100.0	104.8	44.3

AREA CENTROOCCIDENTE

AÑO	LOS MOCHIS		MATA MORAN		MATA DE PUEBLO		EL TIERRON		GARCIA		SANTA ROSA	
	VENTAS	RENTA	VENTAS	RENTA	VENTAS	RENTA	VENTAS	RENTA	VENTAS	RENTA	VENTAS	RENTA
1983	42	86.8	43.0	103.2			26.7	107	107	173.2	104.9	47
1984	44.1	86.8	44.5	103.2			35.3	105.7	103.5	104.3	104.3	47
1985	47.7	86.8	47.7	103.2			34.7	105.5	101.8	102.1	104.3	47
1986	47.7	86.8	47.7	103.2			34.7	105.5	101.8	102.1	104.3	47
1987	48.1	86.8	49.1	103.2			32.7	103.5	103.1	103.1	103.1	47
1988	48.6	86.8	50.0	103.2			25.7	102.5	102.7	103.1	103.1	47
1989	49.1	86.8	51.1	103.2			26.7	103.5	111.8	103.1	103.1	47
1990	51.1	86.8	49.7	103.2			23.3	102.5	94.7	102.1	103.1	47
1991	51.1	86.8	49.7	103.2			23.3	102.5	94.7	102.1	103.1	47
1992	51.1	86.8	49.7	103.2			19.8	101.5	98.7	102.1	103.1	47
2000	56.7	86.8	56.7	103.2			15.6	101.5	34.1	102.1	103.1	47
2004	62.4	86.8	62.4	103.2			13.8	101.5	21.5	102.1	103.1	47
2005	62.7	86.8	62.2	103.2			13.1	101.5	20.3	102.1	103.1	47
2006	64.1	86.8	64.1	103.2			1.2	101.5	21.1	102.1	103.1	47
2007	64.1	86.8	64.0	103.2			0.1	101.5	17.8	102.1	103.1	47

AREA SUROCCIDENTE

AÑO	LOS MOCHIS		MATA MORAN		MATA DE PUEBLO		EL TIERRON		GARCIA		SANTA ROSA	
	VENTAS	RENTA	VENTAS	RENTA	VENTAS	RENTA	VENTAS	RENTA	VENTAS	RENTA	VENTAS	RENTA
1983	53.8	81.0	54.0	101.7			0.0	38.4	0.0	133.0	209.3	68.8
1984	54.0	81.0	54.0	101.7			0.0	38.4	0.0	133.0	209.3	68.8
1985	54.0	81.0	54.0	101.7			0.0	38.4	0.0	133.0	209.3	68.8
1986	54.0	81.0	54.0	101.7			0.0	38.4	0.0	133.0	209.3	68.8
1987	54.0	81.0	54.0	101.7			0.0	38.4	0.0	133.0	209.3	68.8
1988	54.0	81.0	54.0	101.7			0.0	38.4	0.0	133.0	209.3	68.8
1989	54.0	81.0	54.0	101.7			0.0	38.4	0.0	133.0	209.3	68.8
1990	54.0	81.0	54.0	101.7			0.0	38.4	0.0	133.0	209.3	68.8
1991	54.0	81.0	54.0	101.7			0.0	38.4	0.0	133.0	209.3	68.8
1992	54.0	81.0	54.0	101.7			0.0	38.4	0.0	133.0	209.3	68.8
2000	54.0	81.0	54.0	101.7			0.0	38.4	0.0	133.0	209.3	68.8
2004	54.0	81.0	54.0	101.7			0.0	38.4	0.0	133.0	209.3	68.8
2005	54.0	81.0	54.0	101.7			0.0	38.4	0.0	133.0	209.3	68.8
2006	54.0	81.0	54.0	101.7			0.0	38.4	0.0	133.0	209.3	68.8
2007	54.0	81.0	54.0	101.7			0.0	38.4	0.0	133.0	209.3	68.8

Alma

CASO BASE CON BALANCE
CASH FLOW

AÑO	INGRESOS										EGRESOS		ING BRUTOS	OTROS IMP	VR	BALDO
	LPG	GAS BOLIV	NAFTA	GASOIL	JET KERO	CRUD REE	TOTAL	MAT PRIM	OPERAT	TOTAL	IMP	IMP				
1963	46033.2	10220.0	56651.5	77460.3	9048.1	21983.0	210957.1	178340.4	36345.9	214696.3	3785.4	-1148.8				-6475.9
1964	46965.3	10220.0	61865.4	83073.9	10988.1	21817.9	227687.5	171267.5	37710.6	208978.1	4088.4	5612.8				8998.2
1965	50793.7	10220.0	62689.1	83827.2	11028.7	21772.9	230108.5	173148.6	37798.5	210948.1	4142.0	5748.4				9271.0
1966	50605.3	10220.0	62698.1	83988.9	11052.0	21748.2	230202.5	173148.6	37717.8	210866.4	4143.6	5800.8				9391.6
1967	50816.4	10220.0	62225.7	83433.9	10942.0	21716.4	229133.5	172155.0	37540.7	206695.7	4124.4	5831.3				9482.0
1968	50829.0	10220.0	60617.4	81694.4	10542.8	21686.7	225370.3	168817.8	37160.1	206677.9	4056.7	5817.7				9518.0
1969	50841.1	10220.0	60662.0	81140.5	10413.1	21853.9	224110.9	167651.4	36963.7	204615.1	4034.0	5848.6				9612.9
2000	50854.1	10220.0	60072.2	81221.6	10428.8	21628.2	224201.8	167651.4	36971.9	204523.3	4035.6	5803.6				9738.4
2001	50380.6	10220.0	58684.5	79897.0	10131.8	21582.4	220736.3	164673.8	36477.6	201151.4	3873.3	5875.5				9738.2
2002	49815.8	10220.0	57122.5	78548.5	9811.4	21585.5	218853.5	161225.1	36014.0	197239.0	3699.9	5824.3				9890.4
2003	48816.0	10220.0	55761.3	77375.1	9540.3	21522.7	213115.4	158226.6	35686.4	183823.1	3636.1	5787.7				9668.6
2004	48348.2	10220.0	54639.8	76251.1	9292.8	21485.8	209915.5	155546.8	35238.3	180788.9	3778.5	5739.5				9613.7
2005	47712.4	10220.0	53735.9	75509.1	9156.5	21448.8	207965.8	153710.2	35001.2	186711.4	3736.2	5656.3				9461.9
2006	47143.9	10220.0	52840.6	74492.8	8948.4	21407.9	204831.8	151286.4	34675.5	185863.9	3683.4	5600.3				9394.0
2007	46840.2	10220.0	51682.3	73875.4	8758.8	21371.0	202305.8	149122.4	34384.9	183507.4	3636.1	5549.5			20000	29312.7

TASA	NPV
10.00%	82212.29
12.00%	63765.1
15.00%	43769.44
20.00%	32041.76



Alvarez



ANEXO VI

**CASO BALANCEADO CON MODIFICACIÓN DE PRECIOS DE VENTA DE
SUBPRODUCTOS**



7.- ANEXOS (BASE CON MON/ PRECIOS Y BALANCE)

AÑO	MON/ PRECIOS		BASE CON MON/ PRECIOS		BALANCE	
	MON/ PRECIOS	BASE CON MON/ PRECIOS	BALANCE	MON/ PRECIOS	BASE CON MON/ PRECIOS	BALANCE
1984	33.1	57.4	138.0	32.7	138.0	1.0
1985	33.1	57.4	138.0	32.7	138.0	1.0
1986	34.7	57.4	176.0	34.7	153.4	1.0
1987	35.0	57.4	176.0	35.0	153.4	1.0
1988	35.0	57.4	176.0	35.0	153.4	1.0
1989	35.0	57.4	176.0	35.0	153.4	1.0
1990	35.0	57.4	176.0	35.0	153.4	1.0
1991	40.3	57.4	176.0	40.3	153.4	1.0
1992	41.5	57.4	176.0	41.5	153.4	1.0
1993	47.7	57.4	176.0	47.7	153.4	1.0
1994	47.7	57.4	176.0	47.7	153.4	1.0
1995	47.7	57.4	176.0	47.7	153.4	1.0
1996	47.7	57.4	176.0	47.7	153.4	1.0
1997	47.7	57.4	176.0	47.7	153.4	1.0
1998	47.7	57.4	176.0	47.7	153.4	1.0
1999	47.7	57.4	176.0	47.7	153.4	1.0
2000	47.7	57.4	176.0	47.7	153.4	1.0
2001	47.7	57.4	176.0	47.7	153.4	1.0
2002	47.7	57.4	176.0	47.7	153.4	1.0
2003	47.7	57.4	176.0	47.7	153.4	1.0
2004	47.7	57.4	176.0	47.7	153.4	1.0
2005	47.7	57.4	176.0	47.7	153.4	1.0
2006	47.7	57.4	176.0	47.7	153.4	1.0
2007	47.7	57.4	176.0	47.7	153.4	1.0

AÑO	MON/ PRECIOS		BASE CON MON/ PRECIOS		BALANCE	
	MON/ PRECIOS	BASE CON MON/ PRECIOS	BALANCE	MON/ PRECIOS	BASE CON MON/ PRECIOS	BALANCE
1982	42	58.8	42.0	32.7	138.0	1.0
1983	44.5	58.8	48.5	34.7	153.4	1.0
1984	46.5	58.8	48.5	34.7	153.4	1.0
1985	47.7	58.8	47.7	34.7	153.4	1.0
1986	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
1987	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
1988	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
1989	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
1990	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
1991	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
1992	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
1993	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
1994	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
1995	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
1996	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
1997	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
1998	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
1999	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
2000	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
2001	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
2002	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
2003	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
2004	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
2005	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
2006	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0
2007	48.1	58.8	48.1	34.7	153.4	1.0

AÑO	MON/ PRECIOS		BASE CON MON/ PRECIOS		BALANCE	
	MON/ PRECIOS	BASE CON MON/ PRECIOS	BALANCE	MON/ PRECIOS	BASE CON MON/ PRECIOS	BALANCE
1982	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
1983	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
1984	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
1985	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
1986	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
1987	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
1988	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
1989	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
1990	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
1991	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
1992	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
1993	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
1994	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
1995	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
1996	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
1997	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
1998	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
1999	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
2000	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
2001	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
2002	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
2003	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
2004	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
2005	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
2006	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0
2007	48.2	118	420.7	32.7	138.0	1.0

Alvarez

CASO BASE CON MODIF PRECIOS
CASH FLOW

AÑO	INGRESOS				EGRESOS		ING BRUTOS	OTROS IMP	MR	SALDO			
	LPG	GAS BOLIV	NAFTA	GASOL	NETXERO	CRUD/RES					MAT PRIM	OPERAT	TOTAL
1993	59644.9	10220.0	65200.6	70881.5	8649.1	33533.8	238117.8	176340.4	35287.7	213608.1	4304.1	7652.9	13662.7
1994	64816.1	10220.0	72365.2	75982.4	10669.1	39524.1	257858.9	171267.5	36622.1	207899.6	4637.8	14930.2	30190.3
1995	65810.0	10220.0	73411.4	76551.3	11026.7	33514.4	260319.8	173148.6	36700.7	203649.3	4666.8	15141.2	30543.6
1996	65757.4	10220.0	73482.4	76551.3	11052.0	33509.1	260362.2	173148.6	36613.3	209781.9	4686.3	15177.1	30726.9
1997	65701.0	10220.0	73006.9	76043.9	10642.0	33552.1	259195.8	172185.0	36428.7	208963.7	4665.5	15183.6	30762.9
1998	66637.8	10220.0	71239.4	74337.2	10542.8	33496.9	255263.0	168817.8	36041.5	204850.3	4694.5	15118.1	30681.0
1999	66576.7	10220.0	70874.2	73741.5	10413.1	33486.9	253894.4	167651.4	34837.7	203489.1	4570.1	15121.6	30713.7
2000	66611.1	10220.0	70754.8	73741.5	10428.8	33482.7	253918.9	167851.4	36730.3	203390.7	4570.5	15158.5	30799.2
2001	64792.0	10220.0	69254.8	72455.0	10131.8	33475.7	250106.4	164673.8	35337.4	200011.2	4502.0	16029.4	30566.7
2002	63673.4	10220.0	67536.8	71069.1	9811.4	33467.8	246866.3	161256.1	34895.4	196060.4	4420.2	14842.4	30212.2
2003	62649.7	10220.0	66062.5	69682.1	9540.3	33460.7	241595.3	156226.5	34440.3	192967.0	4348.7	14678.5	29901.1
2004	61795.2	10220.0	64748.5	68794.4	9282.6	33452.8	238083.6	155645.8	34073.8	189619.3	4285.5	14539.3	29636.5
2005	60849.0	10220.0	63911.8	68170.2	9159.5	33444.9	235635.4	153770.2	33828.2	187538.4	4239.8	14399.1	29368.2
2006	59987.5	10220.0	62748.7	67214.8	8946.4	33436.1	232331.4	151286.4	33493.2	184781.5	4182.0	14265.0	29102.9
2007	58213.0		61716.3	66359.8	8786.5	33428.2	229474.0	149122.4	33194.2	182318.6	4130.5	14147.2	28876.7
													20000

TASA	NPV
0.1	220242.3
0.12	195413.6
0.15	155325.8
0.2	129625.1



[Handwritten signature]



ANEXO VII

**CASO BALANCEADO CON MODIFICACIÓN DE COSTOS DEL
POLIDUCTO**



7.- VENTAS (CON MODIF. CONTOS ROLLO Y BALANCE)

AREA NOROCCIDENTE	AÑO	LITROS		MVA/VA NORMA		MVA/VA SUPLEN		ET/VERSO		GAS OL		FUEL OIL	
		paralelos	metros	metros	metros	metros	metros	metros	metros	metros	metros	metros	metros
1982	31.5	37.4	69.0	104.7	161	31.5	161	325.5	156.1	31	44.8		
1984	33.1	37.4	73.5	104.7	33.1	167.2	341.8	353.5	157.5	22.1	44.8		
1985	34.7	37.4	77.0	104.7	34.7	163.8	365.9	358.5	158.5	23.2	44.8		
1986	36.8	37.4	79.5	104.7	36.8	163.8	365.9	368.8	164.8	23.8	44.8		
1987	38.8	37.4	81.7	104.7	38.8	163.8	365.9	367.7	158.8	24.6	44.8		
1988	38	37.4	84.1	104.7	38	163.8	365.9	365.3	159.5	23.3	44.8		
1989	38.2	37.4	86.9	104.7	38.2	163.8	365.9	365.3	159.5	23.8	44.8		
2000	41.5	37.4	94.9	104.7	41.5	163.8	365.9	365.3	159.5	27.8	44.8		
2002	42.7	37.4	94.7	104.7	42.7	163.8	365.9	365.3	159.5	29.5	44.8		
2004	43.3	37.4	100.5	104.7	44	163.8	365.9	365.3	159.5	30.2	44.8		
2006	46.7	37.4	103.8	104.7	46.7	163.8	365.9	365.3	159.5	31.1	44.8		
2007	48.1	37.4	105.6	104.7	48.1	163.8	365.9	365.3	159.5	32.1	44.8		
2007	48.1	37.4	105.6	104.7	48.1	163.8	365.9	365.3	159.5	33	44.8		

AREA CENTRO-OCCIDENTE	AÑO	LITROS		MVA/VA NORMA		MVA/VA SUPLEN		ET/VERSO		GAS OL		FUEL OIL	
		paralelos	metros	metros	metros	metros	metros	metros	metros	metros	metros	metros	metros
1982	43	85.9	42	103.2	26.7	161	110.2	159.8	47	44.8			
1984	44.1	85.9	44.1	103.2	32.1	161.7	108.9	164.3	47	44.8			
1985	45.3	85.9	45.3	103.2	34.6	162	105.1	161.1	47	44.8			
1986	46.1	85.9	46.1	103.2	32.7	161.5	101.1	162.1	47	44.8			
1988	50.8	85.9	50.8	103.2	36.7	161.5	127.7	162.1	47	44.8			
1989	52.1	85.9	52.1	103.2	36.7	161.5	111.6	162.1	47	44.8			
2000	53.3	85.9	53.3	103.2	32.7	161.5	105.5	161.5	47	44.8			
2001	53.3	85.9	53.3	103.2	32.7	161.5	105.5	161.5	47	44.8			
2002	57	85.9	57	103.2	34.6	162	105.5	161.5	47	44.8			
2003	57.7	85.9	57.7	103.2	34.6	162	105.5	161.5	47	44.8			
2004	61.4	85.9	61.4	103.2	32.8	162	105.5	161.5	47	44.8			
2005	62.3	85.9	62.3	103.2	30.1	160.5	21.8	162.1	47	44.8			
2006	64.1	85.9	64.1	103.2	7.2	160.5	21.1	162.1	47	44.8			
2007	66	85.9	66	103.2	4.4	160.5	17.6	162.1	47	44.8			

AREA IMPORTACION	AÑO	LITROS		MVA/VA NORMA		MVA/VA SUPLEN		ET/VERSO		GAS OL		FUEL OIL	
		paralelos	metros	metros	metros	metros	metros	metros	metros	metros	metros	metros	metros
1984	44.4	81.9	482.7	101.7	0.0	136.4	0.0	136.4	0.0	136.4	218.2	65.8	
1985	52.5	81.9	498.0	101.7	0.0	136.4	0.0	136.4	0.0	136.4	217.1	65.8	
1986	55.8	81.9	498.0	101.7	0.0	136.4	0.0	136.4	0.0	136.4	216.5	65.8	
1987	59.7	81.9	477.9	101.7	0.0	136.4	0.0	136.4	0.0	136.4	215.7	65.8	
1988	62.7	81.9	458.1	101.7	0.0	136.4	0.0	136.4	0.0	136.4	215.0	65.8	
1989	59.4	81.9	448.5	101.7	0.0	136.4	0.0	136.4	0.0	136.4	214.2	65.8	
2000	61.9	81.9	428.3	101.7	0.0	136.4	0.0	136.4	0.0	136.4	212.7	65.8	
2002	62.5	81.9	405.5	101.7	0.0	136.4	0.0	136.4	0.0	136.4	211.6	65.8	
2003	48.7	81.9	388.4	101.7	0.0	136.4	0.0	136.4	0.0	136.4	211.0	65.8	
2004	47.8	81.9	371.5	101.7	0.0	136.4	0.0	136.4	0.0	136.4	209.2	65.8	
2005	46.3	81.9	358.7	101.7	0.0	136.4	0.0	136.4	0.0	136.4	208.2	65.8	
2006	46.1	81.9	348.6	101.7	0.0	136.4	0.0	136.4	0.0	136.4	206.2	65.8	
2007	46.1	81.9	328.0	101.7	0.0	136.4	0.0	136.4	0.0	136.4	207.3	65.8	

Alm

CASO CON MODIF COSTOS POLIDUCTO Y BALANCE
CASH FLOW

AÑO	INGRESOS										EGRESOS			ING BRUTOS	OTROS IMP	VR	SALDO
	LPG	GAS BOLIN	NAFTA	GASOIL	JETKERO	CRUD.REL	TOTAL	MAT PRIM	OPERAT	TOTAL	MAT PRIM	OPERAT	TOTAL				
1993	46033.2	10220.0	55651.5	77460.3	8648.1	21883.0	210857.1	176340.4	31779.6	210120.2	3795.4	221.1	-3278.6				
1994	46965.3	10220.0	61855.4	63079.9	10959.1	21817.9	227987.5	171267.5	32796.3	204063.8	4098.4	7087.1	12438.2				
1995	50783.7	10220.0	62688.1	63827.2	11026.7	21772.8	230108.5	173148.8	32660.4	208008.0	4142.0	7230.1	12728.3				
1996	50805.3	10220.0	62688.1	63898.9	11062.0	21748.2	230202.5	173148.6	32798.6	206948.2	4143.6	7278.3	12834.4				
1997	50816.4	10220.0	62225.7	63433.9	10842.0	21715.4	228133.3	172155.0	32669.6	204624.8	4124.4	7292.6	12891.7				
1998	50829.0	10220.0	60617.4	61694.4	10542.8	21686.7	225370.3	169817.8	32400.3	201218.1	4056.7	7245.7	12848.9				
1999	50841.1	10220.0	60662.0	61140.5	10413.1	21663.9	224110.6	167851.4	32257.6	196909.0	4034.0	7280.5	12907.2				
2000	50854.1	10220.0	60072.2	61221.6	10428.8	21625.2	224201.8	167851.4	32180.7	196842.1	4035.6	7308.0	13018.3				
2001	50380.6	10220.0	68664.5	70037.0	10131.8	21592.4	220736.3	164673.8	31902.9	196576.7	3973.3	7247.9	12938.4				
2002	46615.6	10220.0	57122.5	78548.5	9811.4	21555.5	216553.5	161225.1	31559.6	192794.8	3989.8	7160.6	12608.3				
2003	48916.0	10220.0	55761.3	77375.1	9540.3	21522.7	213115.4	158226.0	31253.0	186479.7	3836.1	7090.7	12708.0				
2004	48346.2	10220.0	54539.8	76251.1	9292.8	21485.8	209915.5	155545.8	30674.4	18519.9	3778.5	7018.7	12598.4				
2005	47112.4	10220.0	53735.9	75509.1	9158.5	21446.9	207595.8	153710.2	30752.9	184463.1	3736.2	6930.8	12435.7				
2006	47143.9	10220.0	52640.6	74492.8	8948.4	21407.9	204683.6	151288.4	30468.1	181774.5	3683.4	6887.1	12316.6				
2007	46640.2		51662.3	73575.4	8756.6	21371.0	202005.9	149122.4	30244.9	179387.3	3636.1	6791.5	32210.7				

TASA	NPV
0.1	87031.31
0.12	76056.35
0.15	62983.26
0.2	47485.46



[Handwritten signature]



ANEXO VIII

**CASO BALANCEADO CON MODIFICACIÓN DE PRECIOS DE
SUBPRODUCTOS Y DE COSTOS DEL POLIDUCTO**



7-MENTUM

AREA NOROCCIDENTE	1997		1998		1999		2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007	
	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE
1863	59.3	87.4	68.8	136.0	31.5	101	329.5	143	71	110												
1864	38.1	87.4	73.3	136.0	23.1	192.3	341.8	143	22.1	110												
1866	38.1	87.4	73.3	136.0	24.7	183.8	360.0	143	23.2	110												
1868	38.1	87.4	73.3	136.0	36.8	183.8	360.0	143	33.8	110												
1869	38.1	87.4	73.3	136.0	36.8	183.8	360.0	143	33.8	110												
1870	38.1	87.4	73.3	136.0	36.8	183.8	360.0	143	33.8	110												
1880	26.5	87.4	86.7	136.0	36.1	183.8	420.0	143	28.1	110												
2000	40.3	87.4	86.3	136.0	40.3	183.8	420.0	143	28.8	110												
2001	41.2	87.4	81.9	136.0	41.5	183.8	420.0	143	27.8	110												
2002	42.7	87.4	84.7	136.0	42.7	183.8	441.3	143	28.5	110												
2003	44	87.4	87.5	136.0	44	183.8	454.6	143	28.3	110												
2004	46.3	87.4	102.5	136.0	46.3	183.8	458.5	143	28.2	110												
2005	48.1	87.4	104.6	136.0	48.1	183.8	467.8	143	28.1	110												
2006	48.1	87.4	104.6	136.0	48.1	183.8	467.8	143	28.1	110												
2007	48.5	87.4	106.8	136.0	48.5	183.8	468.8	143	28	110												

AREA CENTRO-NORTE

AREA CENTRO-NORTE	1997		1998		1999		2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007	
	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE
1860.0	42	85.8	42.0	136.0	28.7	102.2	148	47	110													
1861.0	48.5	85.8	48.5	136.0	54.7	180.4	186.7	148	47	110												
1868.0	47.7	85.8	47.7	136.0	34.5	100.5	163.7	148	47	110												
1867.0	46.1	85.8	46.1	136.0	37.7	100.5	161.1	148	47	110												
1866.0	50.0	85.8	50.0	136.0	28.7	100.5	127.7	148	47	110												
1865.0	55.1	85.8	55.1	136.0	28.7	100.5	111.8	148	47	110												
2000.0	33.7	85.8	33.7	136.0	23.3	100.5	98.7	148	47	110												
2001.0	55.3	85.8	55.3	136.0	22.8	100.5	79.2	148	47	110												
2002.0	47.7	85.8	47.7	136.0	22.8	100.5	88.2	148	47	110												
2003.0	67.7	85.8	67.7	136.0	15.8	100.5	34.1	148	47	110												
2004.0	80.4	85.8	80.4	136.0	12.5	100.5	21.8	148	47	110												
2005.0	69.2	85.8	69.2	136.0	16.1	100.5	29.6	148	47	110												
2006	84.2	85.8	84.1	136.0	7.2	100.5	22.1	148	47	110												
2007	88	85.8	88.0	136.0	4.4	100.5	17.5	148	47	110												

AREA EXPORTACION

AREA EXPORTACION	1997		1998		1999		2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007	
	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE	RENTAS	IMPORTE
1860	484.4	110	432.7	115.8	0.8	138.4	0.0	133.0	218.2	115.8												
1864	239.5	110	488.0	115.8	3.2	138.4	0.0	133.0	218.2	115.8												
1866	534.6	110	482.2	115.8	0.9	138.4	0.0	133.0	217.1	115.8												
1867	529.7	110	477.9	115.8	0.8	138.4	0.0	133.0	218.0	115.8												
1868	527.0	110	486.1	115.8	0.8	138.4	0.0	133.0	215.7	115.8												
1869	521.6	110	484.3	115.8	0.8	138.4	0.0	133.0	215.0	115.8												
2000	513.9	110	482.4	115.8	0.8	138.4	0.0	133.0	213.5	115.8												
2002	500.5	110	486.3	115.8	0.8	138.4	0.0	133.0	212.7	115.8												
2003	489.7	110	386.4	115.8	0.8	138.4	0.0	133.0	211.8	115.8												
2004	478.6	110	371.5	115.8	0.8	138.4	0.0	133.0	210.1	115.8												
2005	467.5	110	365.7	115.8	0.8	138.4	0.0	133.0	208.2	115.8												
2006	457.1	110	359.8	115.8	0.8	138.4	0.0	133.0	206.3	115.8												
2007	446.4	110	353.9	115.8	0.8	138.4	0.0	133.0	203.3	115.8												

[Handwritten signature]

CASO BASE CON MODIF PRECIOS Y COSTOS POLIO.
CASH FLOW

0.018 0.3

AÑO	INGRESOS					EGRESOS		ING BRUTOS	OTROS IMP	VR	SALDO		
	LPG	GAS BOLN	NAFTA	GASOIL	JETKERO	CRUDO REF	TOTAL					MAT PRIM	OPERAT
1993	58644.9	10220.0	65208.6	70881.5	80481.1	33333.8	239117.8	178340.4	31784.0	210124.4	4304.1	9688.0	15991.2
1994	64816.1	10220.0	72365.2	75882.4	10895.1	33524.1	257656.9	171267.5	32601.0	204098.5	4637.8	16076.5	32874.0
1995	65816.0	10220.0	73411.4	76551.3	11026.7	33514.4	260319.8	173148.6	32885.2	206013.8	4685.8	16291.8	33328.5
1996	65737.4	10220.0	73482.4	76551.3	11062.0	33508.1	260362.2	173148.6	32804.3	205662.8	4686.3	16319.8	33393.2
1997	65701.0	10220.0	73006.8	76043.9	10942.0	33502.1	259186.9	172156.0	32674.4	204829.4	4685.5	16309.9	33390.9
1998	65637.8	10220.0	71239.4	74337.2	10542.8	33485.9	256263.0	169817.8	32404.8	201222.6	4594.6	16209.1	33226.7
1999	65576.7	10220.0	70674.2	73741.5	10413.1	33488.9	253884.4	167851.4	32262.1	199913.5	4570.1	16194.3	33216.0
2000	65511.1	10220.0	70754.8	73741.5	10428.8	33482.7	253916.9	167851.4	32195.1	199846.5	4570.5	16221.7	33280.1
2001	64782.0	10220.0	69254.9	72455.0	10131.8	33475.7	250108.4	164673.8	31807.3	180581.1	4502.0	16058.5	32967.8
2002	63678.4	10220.0	67538.6	71089.1	9811.4	33487.8	245888.3	161225.1	31584.0	182789.1	4420.2	15832.9	32523.2
2003	62649.7	10220.0	66062.5	69882.1	9540.3	33480.7	241596.3	159226.6	31257.1	180483.8	4348.7	15633.4	32128.3
2004	61785.2	10220.0	64748.5	68784.4	9292.6	33452.8	238063.6	155545.0	30878.4	180523.8	4285.5	15467.9	31806.3
2005	60649.0	10220.0	63911.8	68170.2	9159.5	33444.9	235535.4	153710.2	30758.8	184487.0	4239.6	15320.5	31508.2
2006	59687.5	10220.0	62746.7	67214.8	8948.4	33436.1	232331.4	151288.4	30469.6	181778.3	4182.0	15165.9	31206.2
2007	58213.0	10220.0	61716.3	66359.8	8756.6	33428.2	229474.0	149122.4	30248.5	178371.0	4130.5	15030.9	50841.8

TASA	NPV
0.1	238069.2
0.12	212350.1
0.15	180155.4
0.2	141318.5



[Handwritten signature]



ANEXO IX

**CASO BALANCEADO, CON CRACKING, MODIFICACIÓN DE PRECIOS
DE SUBPRODUCTOS Y DE COSTOS DEL POLIDUCTO**

CASO CON FOCU Y PRECIOS Y COSTOS MODIFICADOS
CASH FLOW

AÑO	LPG	INGRESOS					EGRESOS		ING BRUTOS	OTROS IMP	VR	SALDO		
		GAS BOLIV	NAFTA	GASOIL	JETKERO	CRUD.REF	TOTAL	MAINT					OPERAT	TOTAL
1983	64585.3	10220.0	82843.1	81872.3	8849.1	2844.3	241794.0	178340.4	21817.4	300157.8	4352.3	12480.9	22500	2293.0
1984	89566.6	10220.0	80899.7	87021.1	10968.1	2844.3	260380.7	171207.5	22875.9	184143.4	4687.0	18874.2	22500	19186.1
1985	70546.4	10220.0	66395.8	87713.2	11026.7	2844.3	271536.4	173146.8	25838.7	198897.3	4887.7	21784.7		45896.7
1986	70487.6	10220.0	66466.8	87813.8	11052.0	2844.3	271674.6	173146.8	25776.7	198825.3	4890.1	21824.8		46034.4
1987	70441.5	10220.0	66881.2	87443.5	10942.0	2844.3	270682.5	172155.0	23644.7	197799.7	4871.9	21858.8		46132.0
1988	70378.2	10220.0	67223.8	85841.0	10542.8	2844.3	266830.1	168817.8	24377.8	194198.6	4802.8	21790.3		46041.2
1989	70317.2	10220.0	66658.5	85244.8	10413.1	2844.3	265477.3	167651.4	25274.8	192928.3	4778.6	21765.5		46007.5
2000	70251.5	10220.0	66739.1	85244.8	10428.8	2844.3	265508.5	167861.4	25242.8	192803.9	4779.2	21784.4		46051.0
2001	69532.4	10220.0	65049.3	83858.3	10131.8	2844.3	261516.1	164673.8	24896.1	188699.9	4707.3	21553.9		45585.1
2002	69418.8	10220.0	63103.5	82672.5	9811.4	2844.3	258750.5	161225.1	24898.8	185924.9	4621.5	21247.7		44895.4
2003	67396.1	10220.0	61445.3	81386.4	9540.3	2844.3	252906.4	158226.5	24434.2	182860.8	4546.9	20983.4		44414.3
2004	66535.7	10220.0	60297.7	80297.7	9282.0	2844.3	248927.5	155545.8	24201.8	178747.4	4480.7	20754.0		43945.4
2005	65589.4	10220.0	60001.8	79673.8	9159.5	2844.3	248288.9	153740.2	24025.8	177796.0	4432.8	20559.8		43540.1
2006	64727.9	10220.0	67686.3	78718.7	8948.4	2844.3	242923.5	151288.4	23810.0	175098.4	4372.6	20347.5		43105.0
2007	63853.5		66521.4	77862.9	8785.6	2844.3	239836.7	149122.4	23514.7	172737.1	4318.9	20180.5	20000	62722.2

TASA	NPV
10.00%	286604.1
12.00%	253368.0
15.00%	210897.8
20.00%	180003.3



[Handwritten signature]