



Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Biblioteca "Alfredo L. Palacios"



Ventajas económicas del oleoducto y poliducto en la República Argentina

Sturla, Alberto Antonio

1966

Cita APA:

Sturla, A. (1966). Ventajas económicas del oleoducto y poliducto en la República Argentina. Buenos Aires: Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Económicas

Este documento forma parte de la colección de tesis doctorales de la Biblioteca Central "Alfredo L. Palacios". Su utilización debe ser acompañada por la cita bibliográfica con reconocimiento de la fuente.

Fuente: Biblioteca Digital de la Facultad de Ciencias Económicas - Universidad de Buenos Aires

Ob. 1501
838.

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS

trabajo de tesis
sobre el tema:

"VENTAJAS ECONOMICAS DEL OLEODUCTO Y
POLIDUCTO EN LA REPUBLICA ARGENTINA"

presentado por:

ALBERTO ANTONIO STURIA

para optar al grado de Doctor en Ciencias Económicas

Tesis
Top. H. 22.14
S4
S

N° de registro: 15.909

Domicilio: El Cano 3507, 7° "A", Capital Federal

Teléfono: 54-5759

Alberto A. Sturia

Cátedra: ECONOMIA Y POLITICA DE LOS TRANSPORTES Y DE LAS COMUNICACIONES

Profesores: Dr. Alberto J. López Abuin y Dr. Alberto Luis Besada

BUENOS AIRES
Mayo 1966

CATÁLOGO

VENTAJAS ECONOMICAS DEL OLEODUCTO Y POLIDUCTO
EN LA REPUBLICA ARGENTINA

RESUMEN

En el presente trabajo se formula la siguiente tesis: "SUPERIORIDAD ECONOMICA DEL OLEODUCTO O POLIDUCTO SOBRE OTROS MEDIOS DE TRANSPORTE PARA LA EVACUACION MASIVA DE CRUDO O DERIVADOS DESDE LAS ZONAS PRODUCTORAS MEDITERRANEAS ARGENTINAS HACIA LA REGION CONSUMIDORA DEL LITORAL".

En primer lugar se analizan las características del mercado de transporte de combustibles líquidos en el país. A tal efecto se describen someramente las etapas de producción, refinación y comercialización de la industria petrolera argentina. Luego se investigan los problemas del mercado de transporte de las zonas productoras mediterráneas del Norte, Neuquén y Mendoza. En especial se estudia el valor de tráfico, en el plano de los costos, del oleoducto, poliducto, ferrot transporte y autotransporte.

La región de Mendoza ofrece un campo de investigación sumamente interesante, por el hecho de no contar todavía con un sistema de tuberías. Es por ello que una parte importante de este trabajo está dedicada a demostrar la validez de la tesis formulada para la región de Mendoza.

Para los yacimientos del Norte se ha llegado a las siguientes conclusiones sobre el valor de tráfico del poliducto Campo Durán-San Lorenzo, en el plano de los costos, frente al ferrot transporte y autotransporte:

COSTO DEL M³/KM. EN M\$N A PRECIOS DE 1960

<u>Volumen a transportar</u>	<u>9.200 m³/día</u>	<u>5.000 m³/día</u>	<u>3.323 m³/día</u>
	M\$N	M\$N	M\$N
Poliducto (9 estaciones de bombeo)	0,134	0,255	0,421
Ferrocarril	0,341	0,375	0,400
Camión-tanque	0,987	0,987	0,987

Queda demostrado que, según los valores del cuadro precedente, la validez del aserto sobre la superioridad del valor de tráfico del poliducto frente al ferrocarril y camión-tanque, en el plano de los costos, se cumple siempre que el poliducto se opere a su capacidad normal, o a una capacidad no muy distinta de la proyectada. En caso contrario, al no cumplirse los supuestos relativos al volumen a transportar, el ferrocarril puede presentar costos más reducidos que el poliducto (caso de 3.323 m³/día que fue el movimiento real de productos en 1965).

En lo que respecta a la región productora de Neuquén, se llegó a los siguientes costos medios:

COSTO DEL M³/KM. EN M\$N A PRECIOS DE 1960

<u>Volumen a transportar</u>	<u>3.700 m³/día</u>	<u>5.900 m³/día</u>	<u>7.100 m³/día</u>
	M\$N	M\$N	M\$N
Oleoducto	0,169 (a)	0,119 (b)	0,121 (c)
Ferrocarril	0,375	0,363	0,358
Camión-tanque	2,611	2,611	2,611

- (a) Una estación de bombeo.
- (b) Dos estaciones de bombeo.
- (c) Cuatro estaciones de bombeo.

La precedente superioridad del oleoducto en el plano de los costos frente a los otros medios competitivos, se cumple siempre que el mismo se opere a la capacidad de transporte normal o a una capacidad no mucho más baja que la normal. De lo contrario, puede darse el caso, ya estudiado para el poliducto Campo Durán-San Lorenzo, en que una operación de las tuberías a volumen reducido elevaría en tal forma sus costos medios de explotación que el ferrocarril puede pasar a ser más ventajoso.

Para las regiones del Norte y de Neuquén, se investigaron los costos medios de las tuberías, ferrot transporte y autotransporte, sobre la base de costos anuales totales de explotación, en virtud de que estas

regiones ya se encontraban servidas por medios competitivos de transporte.

En el caso de los yacimientos de Mendoza, la situación es distinta, dado que se estudió la conveniencia de un nuevo medio de transporte (poliducto), frente al ferrocarril, que es un medio substitutivo ya existente. Es por ello que las comparaciones en el plano de los costos se efectuaron en función de los costos marginales de operación del medio de transporte existente (ferrocarril) frente a los costos totales de operación del nuevo medio competitivo proyectado (poliducto).

Se formularon tres hipótesis de trabajo y se arribó a las siguientes conclusiones:

HIPOTESIS I

Supuestos

a) Solución para un plazo de 10 años.

Alternativas: continuar el servicio ferroviario; construir un poliducto.

b) Volumen a transportar 1.350.500 m³/año.

Conclusión

Se aconseja continuar el servicio de ferrot transporte siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

1. Imposibilidad gubernamental de conseguir préstamos a largo plazo, a tasas de interés inferiores al 6,5% anual.
2. El volumen a transportar no excederá de 1.350.500 m³/año. Para mayores volúmenes, el poliducto pasaría a ser superior.

HIPOTESIS II

Supuestos

a) Solución para un plazo de 30 años.

Alternativas: 1) construir un poliducto; 2) continuar el servicio

ferroviario en los primeros 10 años y luego construir un poliducto; y 3) continuar el servicio ferroviario solamente.

b) Volúmenes a transportar igual a HIPOTESIS I.

Conclusión

La construcción del poliducto se presenta como la solución más conveniente, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

1. El poliducto se amortice en 30 años para las tuberías y 15 años para las estaciones de bombeo.
2. Para el ferrot transporte se acepten desembolsos por renovación de vías, en proporción equivalente a la cuarta parte de la inversión correspondiente a una renovación del 33% de las vías cada 10 años.
3. El Gobierno podría obtener fondos a largo plazo con tasas de interés inferiores al 10,5% anual.
4. El volumen a transportar no será inferior a 1.350.500 m³/año. En caso de ser mayor, el poliducto es aún más ventajoso.

HIPOTESIS III

Supuestos

a) Solución para un plazo de 30 años.

Alternativas: 1) construir un poliducto; y 2) continuar el servicio ferroviario.

b) Los volúmenes a transportar representan 2.308.000 m³/año.

Conclusión

La construcción del poliducto es la solución más ventajosa, aún para costos elevados del capital, siempre que no excedan la tasa del 34/36% de interés anual y que el volumen a transportar se mantenga aproximadamente en 2.308.000 m³/año. Para volúmenes mayores, el poliducto sería aún más ventajoso.

El análisis financiero comparativo de las alternativas estudiadas para las hipótesis precedentes se basó en el método de evaluación de inversiones de los flujos descontados (Discounted Cash Flow).

La seguridad, la calculabilidad y la capacidad de masa son otros planos del valor de tráfico de las tuberías, en que también se manifiesta una superioridad con respecto al ferrot transporte y autotransporte.

Con las conclusiones precedentes se ha demostrado la superioridad económica de los sistemas de tuberías (oleoductos o poliductos), siempre que se deban transportar grandes masas de petróleo crudo o sus derivados, desde las zonas productoras mediterráneas de Argentina hacia la gran región consumidora del litoral.

Vol. 1501
838

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS

trabajo de tesis
sobre el tema:

"VENTAJAS ECONOMICAS DEL OLEODUCTO Y
POLIDUCTO EN LA REPUBLICA ARGENTINA"

presentado por:

ALBERTO ANTONIO STURIA

para optar al grado de Doctor en Ciencias Económicas

H. 22214 (200)
Tesis
Top. H. 22214
54

Nº de registro: 15.909

Domicilio: El Cano 3507, 7º "A", Capital Federal

Teléfono: 54-5759

Alberto A. Sturia

Cátedra: ECONOMIA Y POLITICA DE LOS TRANSPORTES Y DE LAS COMUNICACIONES

Profesores: Dr. Alberto J. López Abuin y Dr. Alberto Luis Besada

BUENOS AIRES
Mayo 1966

CATALOGADO

P R O L O G O

La realización de dos trabajos de investigación sobre transportes durante mi carrera doctoral, me indujo a formular el presente tema de tesis dentro de igual campo de investigación económica.

El primero de estos trabajos, presentado en 1957, tuvo por objeto analizar la situación económica-financiera de los Ferrocarriles Argentinos, desde su incorporación al patrimonio nacional. El segundo, presentado en 1959, versó sobre los aspectos técnicos y económicos del transporte por tuberías.

En especial el desarrollo del último trabajo suscitó mi interés por el problema del transporte de los combustibles líquidos. Desde entonces he consultado la bibliografía nacional y extranjera existente sobre el tema. Debo señalar que la bibliografía nacional, sobre los distintos aspectos que hacen al tema del presente trabajo, es escasa. Ello me ha obligado a buscar información directamente en las fuentes de origen. En tal sentido me siento personalmente obligado a todos aquellos que, de una forma u otra, han colaborado en el suministro de datos, indicaciones y observaciones críticas.

CAPITULO I

I N T R O D U C C I O N

El mercado de transporte de petróleo y derivados en la República Argentina ofrece las siguientes características generales:

- 1 - Los recursos energéticos del petróleo se encuentran alejados de los centros de consumo.
- 2 - En la región económica comprendida por Capital Federal y provincias de Buenos Aires, Santa Fe y Entre Ríos, se consume alrededor del 78% de los combustibles derivados del petróleo y se procesa aproximadamente el 81% del petróleo crudo nacional e importado.
- 3 - En consecuencia, existen dos corrientes principales de tráfico:
 - a) de petróleo crudo, desde los yacimientos argentinos o lugares de importación, a los centros de refinación del litoral;
 - b) de derivados del petróleo, desde refinerías al consumidor.

Los yacimientos imponen condiciones en la selección de los medios alternativos de transporte por el hecho de su localización y por las características físicas del petróleo producido. Por su localización podemos distinguir dos clases de yacimientos:

- a) Yacimientos del litoral marítimo. Los medios técnicos alternativos o combinados para el transporte son: buque-tanque, oleoducto o poliducto, vagón-tanque y camión-tanque.
- b) Yacimientos mediterráneos o alejados de las vías navegables. Los medios técnicos alternativos se reducen a poliducto u oleoducto, vagón-tanque y camión-tanque, hasta alcanzar las vías navegables o directamente el centro de refinación o de consumo.

Por las características del petróleo crudo de ciertos yacimientos

puede resultar conveniente refinar el petróleo en la zona productora y enviar los productos derivados a los centros de consumo.

Ello ocurre porque la escala de afinidad del crudo o de sus derivados es distinta para cada medio de transporte. Tal es el caso del crudo de Mendoza, que presenta una baja afinidad para su transporte por tuberías por no ser un producto fácilmente bombeable y requerir un calentamiento previo para su desplazamiento. En cambio, los destilados livianos que se obtienen de su refinación tienen una gran afinidad con relación al transporte por poliductos, en especial si se trata de desplazar grandes volúmenes a distancia.

En el presente trabajo se formula la siguiente tesis:

"SUPERIORIDAD ECONOMICA DEL OLEODUCTO O POLIDUCTO SOBRE OTROS MEDIOS DE TRANSPORTE, PARA LA EVACUACION MASIVA DE CRUDO O DERIVADOS DESDE LAS ZONAS PRODUCTORAS MEDITERRANEAS ARGENTINAS HACIA LA REGION CONSUMIDORA DEL LITORAL".

En los capítulos siguientes se investigará la validez de esta tesis. En primer lugar se ampliarán los conceptos enunciados sobre el mercado de transporte de combustibles líquidos en el país. A tal efecto, se analizarán las etapas de la producción, refinación y comercialización de la industria petrolera argentina. Luego se investigarán los problemas del mercado de transporte de las zonas productoras mediterráneas del Norte, Neuquén y Mendoza. En especial se estudiará el valor de tráfico, en el plano de los costos, del oleoducto, poliducto, ferrot transporte y autotransporte. La región de Mendoza ofrece un campo de investigación sumamente interesante por el hecho de no contar todavía con un sistema de tuberías. Es por ello que una proporción importante de este trabajo está dedicado a demostrar la validez de la tesis formulada para la región de Mendoza.

CAPITULO II

PRODUCCION Y REFINACION

A efectos de analizar el mercado de transporte de petróleo crudo y derivados, es necesario describir someramente las etapas de producción, refinación y comercialización de la industria petrolera en el país. En primer lugar corresponde tratar la localización de las regiones productoras y luego la ubicación de las refinerías. El transporte se encarga de conectar los yacimientos de crudo con las refinerías, es decir, es el nexo entre la producción y la industrialización.

En segundo lugar, se debe estudiar el mercado consumidor de productos, y con ello se cierra el último ciclo de la industria petrolera, con una nueva intervención del transporte como elemento de conexión entre refinerías y consumidores.

PRODUCCION

De las estadísticas del cuadro N° 1, se observa que durante el período 1950/58, la creciente demanda nacional de energía exigió aumentar las importaciones de petróleo crudo, en proporciones similares a los aumentos registrados en la producción de crudo nacional, con excepción de los años 1957 y 1958 en que las importaciones excedieron a la producción.

Por el contrario, a partir de 1959 la situación cambia fundamentalmente, y es la producción nacional la que participa en forma preponderante en el abastecimiento de energía. La misma llega casi a triplicarse entre 1958 y 1965 (5,7 \bar{M} m³ y 15,6 \bar{M} m³ respectivamente), en tanto que la importación se reduce a aproximadamente la mitad (7,6 \bar{M} m³ y 4,2 \bar{M} m³ respectivamente). Es de señalar que la caída de las importaciones fue aún más notoria hasta 1963, año en que alcanzó un mínimo de 0,9 \bar{M} m³. Desde entonces ha vuelto a acrecentarse.

El efecto de la mayor producción nacional se manifiesta con evidencia en la composición del crudo procesado en refinerías, que pasó del 43% de crudo nacional y 57% de importado en 1958, al 79% y 21% de nacional e importado respectivamente en 1965. En 1963 la proporción fue del 95% de crudo nacional y 5% de importado.

En forma simultánea al aumento de producción se produjo un cambio en los medios de transporte y una ampliación de la capacidad de refinación. Tal cambio se debe al propósito de autoabastecimiento nacional en materia de petróleo, con el objeto de sustituir importaciones que estaban provocando un fuerte drenaje de divisas. Las principales dificultades que debieron vencerse para incrementar la producción de petróleo nacional se reducían a:

- 1) aumentar la extracción;
- 2) asegurar el transporte.

Con respecto al problema específico del transporte, podemos agrupar las cinco regiones productoras en yacimientos del litoral marítimo y yacimientos mediterráneos.

Las regiones de Comodoro Rivadavia y Tierra del Fuego constituyen las dos cuencas del litoral marítimo, con fácil acceso al mar, lo que permite efectuar el transporte de crudo por buque-tanque, que es el medio más económico.

Las regiones de Neuquén, Río Negro, Mendoza y Salta componen los yacimientos mediterráneos. El transporte del crudo hacia los principales centros de consumo debe hacerse por alguno de los otros medios alternativos conocidos: oleoducto, vagón-tanque o camión-tanque, o recurrir a sistemas combinados (por ejemplo: sistema ferro-fluvial, como ocurrió en el caso del petróleo de Salta, o ferro-marítimo en el caso del crudo de Neuquén).

ZONAS PRODUCTORAS

Actualmente se explotan cinco grandes zonas o regiones, que en orden de importancia son:

<u>Yacimientos</u>	<u>% de la producción total</u>	
	<u>1960</u>	<u>1965</u>
Comodoro Rivadavia	24,4	54,6
Mendoza	24,1	25,8
Río Negro	-	6,0
Salta	8,9	5,5
Neuquén	10,0	5,0
Tierra del Fuego	2,6	3,1

En el cuadro N° 2 se inserta la producción de petróleo crudo por yacimiento correspondiente al período 1950-65. Del mismo se desprende que, durante dicho lapso, se mantiene la importancia relativa de los yacimientos en el orden arriba enunciado, con excepción de los yacimientos de Salta, que desde 1961 han superado a los de Neuquén, y los de Río Negro que ocuparon el tercer lugar en importancia en 1965.

La participación de cada yacimiento con respecto a la producción total del país ha variado dentro de tal período (Cuadro N° 2). Así, el de Comodoro Rivadavia reduce su participación del 69% en 1950 al 54% en 1960 y aumenta al 63% en 1964. En 1965 vuelve a declinar al 55%. Los de Mendoza aumentan su participación desde el 17% en 1950 al 24% en 1960 y disminuyen al 22% en 1964. En 1965 su participación con respecto al total alcanzó al 26%. La producción de Neuquén ascendió de un 11% en 1950 al 17% en 1955, y disminuyó al 10% y 5% en 1960 y 1965 respectivamente. Por el contrario, los yacimientos del Norte disminuyen su participación del 3,4% en 1950 al 1,7% en 1955, pero la aumentan al 9% en 1960 y al 5,5% en 1965. Por último, aparecen como nuevas cuencas activas:

- 1) Tierra del Fuego, que en el segundo año de actividad (1960) aportaba el 2,6% de la producción total del país, y en 1965 el 3,1%; y

2) Río Negro que en 1964 representó el 0,3% del total y en 1965 el 6%.

Simultáneamente con los porcentajes de participación de cada cuenca en la producción total de crudo, podemos observar la evolución en sí de cada una de las mismas a través de Números Índices, con base 1950 = 100. (Cuadro N° 2). La cuenca del Norte es la que más aumentó su producción, pues su índice llega a 671 en 1965, aunque debe señalarse que tal crecimiento se produce en el período 1958/65. La producción de Mendoza experimentó también un crecimiento notable, en especial desde 1958, alcanzando a 653 su índice para 1965. Sigue en importancia el aumento de producción de Comodoro Rivadavia, cuyo índice de 122 en 1957 alcanzó a 331 en 1965. La producción de Neuquén ya se había duplicado en 1955 con relación al año base. Desde entonces experimenta altibajos en su producción y en 1965 su índice es de 191.

En síntesis, la producción total de crudo del país, en el período 1950/65, se ha cuadruplicado como consecuencia del incremento productivo en las cinco cuencas, aunque el 80% del crudo sigue proviniendo de Comodoro Rivadavia (54%) y Mendoza (26%).

BREVE RESEÑA DE CADA YACIMIENTO

Comodoro Rivadavia

Estos yacimientos son los más antiguos e importantes del país y se extienden por las provincias de Chubut y Santa Cruz. Desde el punto de vista del transporte son accesibles pues están cerca del mar y a una distancia de 1.600 Km. de Buenos Aires por la vía marítima. Sus principales yacimientos en el flanco norte (Chubut) son: El Tordillo, Manantiales Behr, El Trébol, Zona Central, Pampa del Castillo, Cerro Dragón, Valle Hermoso, Astra, Diadema y Petroquímica. En el flanco sur (Santa Cruz) se encuentran los siguientes principales yacimientos: Cañadón Seco, Cañadón León, Meseta Espinosa, Pico Truncado, Colué-Kaike y El Huemul. El hallazgo de los yacimientos de Comodoro Rivadavia data del 13 de diciembre de 1907, y desde entonces hasta

1965 suministraron al país 134,4 \bar{M} m³, o sea un 66% de la producción total acumulada. En el cuadro N° 11 se observa que las reservas comprobadas de petróleo al 31-12-61 se estimaban en 96,5 \bar{M} m³ para Chubut y 299,9 \bar{M} m³ para Santa Cruz, lo que representaba el 68% de las reservas totales de crudo del país.

En la zona hay solamente una destilería, la Petroquímica, donde se destila alrededor de un 2,5% del petróleo crudo extraído. El grueso de la producción se lleva por medio de buques-tanque a las destilerías de San Lorenzo, La Plata, Dock Sud, Campana y Galván.

Mendoza

La segunda cuenca petrolífera en orden de importancia por su producción es Mendoza, a la que correspondió la cuarta parte de la producción total de petróleo del país en 1965. Sus principales yacimientos son: Cacheuta, El Carrizal, Tupungato, Piedras Coloradas, Lulunta, Barrancas, Río Tunuyán, La Ventana, Punta Bardas, Vacas Muertas, El Sosneado y Vizcacheras. Desde 1926 hasta 1965, los yacimientos de Mendoza suministraron un total de 33,4 \bar{M} m³, lo que representa un 16,4% de la producción total acumulada. Sus reservas comprobadas de petróleo al 31-12-61 se estimaron en 100,9 \bar{M} m³, o sea un 17,4% de las reservas totales de crudo del país. En la zona existe una única destilería, la de Luján de Cuyo, que ha destilado alrededor de un 60% del crudo extraído en la zona en los últimos tres años. El excedente se envía por ferrocarril a la destilería de San Lorenzo en la Provincia de Santa Fe.

Neuquén

Los yacimientos de Neuquén constituyen otra importante cuenca petrolífera, cuyos principales yacimientos son: Challacó, Cerro Bandera, El Sauce, Dadín, Plaza Huincul, La Barrosa, Barda González, Loma Negra, Del Medio, Cutral-Có, Portezuelo, General San Martín y Cerro Lotena. La producción acumulada de los yacimientos, desde 1918 hasta 1965, alcanzó a 18,3 \bar{M} m³,

es decir el 9% del total acumulado del país. Las reservas comprobadas de petróleo según estimación al 31-12-61, ascendieron a 18,9 $\overline{\text{M}}$ m³, o 3,2% del total. En la destilería de Plaza Huincul se ha destilado aproximadamente un 25% del crudo extraído en la zona en los últimos tres años. El resto del crudo se transporta por oleoducto hasta Puerto Rosales en las proximidades de Bahía Blanca.

Salta

Los yacimientos de Salta han producido desde 1925 hasta 1965 unos 12,6 $\overline{\text{M}}$ m³, lo que representa un 6,2% del total acumulado del país. Sus principales yacimientos son: Madrejones, Campo Durán, Tranquitas, San Pedrito, Agua Blanca y Río Pescado. Las reservas comprobadas de petróleo crudo fueron estimadas al 31-12-61 en 53,1 $\overline{\text{M}}$ m³ o el 9,1% del total del país. En la destilería de Campo Durán se destila el crudo extraído en la zona y los derivados obtenidos se transportan por el poliducto Campo Durán-San Lorenzo, cubriendo una distancia de 1.483 Km.

Tierra del Fuego

Hace aproximadamente 15 años Yacimientos Petrolíferos Fiscales inició la exploración del petróleo en Tierra del Fuego. Recién en 1959 comienza la explotación de los yacimientos, y desde entonces hasta 1965 la producción totalizó 3,8 $\overline{\text{M}}$ m³, lo que representa un 1,9% del total acumulado del país. Sus principales yacimientos son: La Sara, Río Chico y Río Avilés. Las reservas comprobadas de petróleo, según estimación realizada al 31-12-61, ascendieron a 11,3 $\overline{\text{M}}$ m³, o 1,9% del total del país. En 1961 fue puesta en marcha la destilería El Centauro, que se considera la más pequeña del mundo y la más austral. La casi totalidad del petróleo extraído de esta cuenca se transporta por buque-tanque a las destilerías del Gran Buenos Aires.

Río Negro

En agosto de 1965 se inauguraron importantes obras en la zona de

Catriel, Río Negro, con el propósito de intensificar la producción de petróleo en esta cuenca. Los hidrocarburos de dicha zona tienen características que los hacen aptos para la elaboración de asfaltos. Los principales yacimientos son: Catriel Oeste, El Medanita, Medianera y Señal Picada. Luego de diversas tareas de exploración, a fines de 1959, se dió con una acumulación de gas de 88.000 m³ por día en el pozo llamado Catriel Oeste N° 1, y el descubrimiento de petróleo se produjo posteriormente con el pozo Río Negro Catriel N° 2. Desde 1962 hasta 1965 los yacimientos de Río Negro produjeron 990.271 m³, lo que representa un 0,5% del total acumulado del país. En 1965 la producción fue muy importante ya que alcanzó a 934,6 miles de m³ y ocupó el tercer lugar en orden de importancia, después de los yacimientos de Comodoro Rivadavia y Mendoza. Con los pozos de avanzada y explotación perforados hacia fines de 1965, se totalizó una reserva de 8.577 hectáreas. Se perforaron 265 pozos, de los cuales 214 resultaron productores de petróleo, 17 de gas y el resto improductivos. La profundidad de los mismos resultó de 1.000 a 1.100 metros en Catriel Oeste, Señal Picada y Medianera, y de 1.400 en El Medanita. Debe destacarse la productividad de este último, que alcanza en condiciones racionales de explotación a 35 m³ por día, teniendo en cuenta que la de todo el país es de 8,5 m³ por día.

REFINERIAS

La ubicación de las refinerías de petróleo guarda estrecha correlación con la localización del mercado de consumo. Si se agrupan las refinerías del país en grandes regiones observamos una gran concentración de las mismas en el área de la provincia de Buenos Aires, que se extiende desde La Plata hasta Campana, la que cuenta con el 68% de la capacidad de refinación primaria del país. Si sumamos la capacidad de las refinerías de San Lorenzo y Bahía Blanca se comprueba que en esta zona del litoral marítimo y fluvial se concentra el 77,8% de la capacidad refinadora del país. (Ver cuadro N° 12) Casi todas estas refinerías están ubicadas sobre puertos del sistema navegable del río de La Plata y litoral marítimo de la provincia de Buenos Aires.

Al analizar más adelante la localización del principal mercado de consumo se comprobará que en la región económica comprendida por Capital Federal y provincias de Buenos Aires, Santa Fe y Entre Ríos, se consume, en promedio, el 78% de los combustibles derivados del petróleo.

En el cuadro N° 13 se insertan las cantidades de petróleo crudo procesado desde 1950. Prescindiendo de las pequeñas fluctuaciones en los porcentajes se comprueba que durante los últimos cinco años, alrededor del 81% del total ha sido procesado en la región económica antes mencionada.

Las ventas al mercado por provincia y productos principales se registran en el cuadro N° 14. Agrupando los totales de ventas de Capital Federal, Provincias de Buenos Aires, Santa Fe y Entre Ríos, resulta una conclusión importante en cuanto al mercado de consumo de combustibles derivados del petróleo. En dicha región económica se consumieron las siguientes proporciones:

	<u>1960</u>	<u>1964</u>
	%	%
naftas	68	69
kerosene	76	71
agricol	66	68
gas oil	65	65
diesel oil	75	75
fuel oil	90	91

Las provincias de Córdoba, Mendoza y Tucumán siguen en orden de importancia como mercados consumidores.

Esta concentración del mercado de consumo en la región económica citada da lugar a que la actividad refinadora se localice dentro de igual región económica, y en consecuencia se provoca una demanda de tráfico de crudo desde las distintas zonas productoras del país, o desde las del exterior. La ubicación de las refinerías en las proximidades del sistema navegable del litoral hacen posible la utilización del buque-tanque para el transporte de

la producción local de crudo de la zona litoral marítima y del crudo importado. El crudo proveniente de los yacimientos mediterráneos era en general transportado por ferrocarril, o por sistema ferro-fluvial y marítimo. Con la aparición de los grandes sistemas troncales de tuberías en los yacimientos del Norte y de Neuquén, se ha desplazado al ferrocarril en virtud de las ventajas económicas de las tuberías y su mayor capacidad de transporte.

A N E X O I

CUADRO N° 1

PRODUCCION E IMPORTACION DE PETROLEO CRUDO

Miles de m3

<u>Años</u>	<u>Producción</u>	<u>NI</u>	<u>IMPORTACION</u>	<u>NI</u>
1950	3.730,0	100	3.550,4	100
1951	3.889,6	104	3.432,5	97
1952	3.946,0	106	3.865,2	109
1953	4.531,4	122	3.890,1	110
1954	4.701,6	126	4.354,2	123
1955	4.849,8	130	4.621,4	130
1956	4.930,5	132	4.752,6	134
1957	5.397,9	145	6.698,0	189
1958	5.668,9	152	7.555,3	213
1959	7.087,4	190	5.943,8	167
1960	10.152,9	272	3.684,6	104
1961	13.428,3	360	2.082,1	59
1962	15.613,5	419	1.215,5	34
1963	15.444,2	414	949,6	27
1964	15.942,6	427	1.707,9	48
1965	15.624,7	419	4.203,4	119

CUADRO N° 2

PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO POR YACIMIENTO

Miles de m3

	<u>1950</u>	<u>1951</u>	<u>1952</u>	<u>1953</u>	<u>1954</u>	<u>1955</u>	<u>1956</u>	<u>1957</u>
C. Rivadavia	2.577,0	2.733,5	2.709,2	2.817,5	2.753,5	2.898,5	3.069,5	3.137,8
Mendoza	619,0	650,4	701,1	857,2	941,5	1.023,1	1.071,7	1.437,9
Neuquén	406,0	358,5	432,0	762,0	918,8	846,1	707,9	676,5
Río Negro	-	-	-	-	-	-	-	-
Salta	128,0	147,2	103,7	94,7	87,8	82,1	81,4	145,7
T. del Fuego	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>Totales</u>	<u>3.730,0</u>	<u>3.889,6</u>	<u>3.946,0</u>	<u>4.531,4</u>	<u>4.701,6</u>	<u>4.849,8</u>	<u>4.930,5</u>	<u>5.397,9</u>

PORCENTAJES

C. Rivadavia	69,1	70,3	68,7	62,2	58,6	59,8	62,3	58,1
Mendoza	16,6	16,7	17,8	18,9	20,0	21,1	21,7	26,7
Neuquén	10,9	9,2	10,9	16,8	19,5	17,4	14,4	12,5
Río Negro	-	-	-	-	-	-	-	-
Salta	3,4	3,8	2,6	2,1	1,9	1,7	1,6	2,7
T. del Fuego	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>Totales</u>	<u>100,0</u>							

NUMEROS INDICES (1950 = 100)

C. Rivadavia	100,0	106,1	105,1	109,3	106,8	112,5	119,1	121,8
Mendoza	100,0	105,1	113,3	138,5	152,1	165,3	173,1	232,3
Neuquén	100,0	88,3	106,4	187,6	226,3	208,4	174,4	166,6
Río Negro	-	-	-	-	-	-	-	-
Salta	100,0	115,0	81,0	74,0	68,6	64,2	63,6	113,8
T. del Fuego	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>Totales</u>	<u>100,0</u>	<u>104,3</u>	<u>105,8</u>	<u>121,5</u>	<u>126,0</u>	<u>130,0</u>	<u>132,2</u>	<u>144,7</u>

CUADRO N° 2

PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO POR YACIMIENTO

Miles de m3

	<u>1958</u>	<u>1959</u>	<u>1960</u>	<u>1961</u>	<u>1962</u>	<u>1963</u>	<u>1964</u>	<u>1965</u>
C. Rivadavia	3.353,0	3.858,7	5.519,8	8.382,8	9.542,9	9.792,7	9.994,4	8.529,3
Mendoza	1.337,5	1.770,4	2.444,1	2.261,7	2.813,2	2.865,8	3.440,1	4.041,6
Neuquén	768,2	1.010,7	1.015,6	1.066,0	961,0	820,7	795,0	777,6
Río Negro	-	-	-	-	5,4	3,6	46,7	934,6
Salta	210,2	446,3	905,3	1.241,7	1.344,7	1.039,3	956,7	859,1
T. del Fuego	-	<u>1,3</u>	<u>268,1</u>	<u>476,2</u>	<u>946,3</u>	<u>922,1</u>	<u>709,7</u>	<u>482,5</u>
<u>Totales</u>	<u>5.668,9</u>	<u>7.087,4</u>	<u>10.152,9</u>	<u>13.428,3</u>	<u>15.613,5</u>	<u>15.444,2</u>	<u>15.942,6</u>	<u>15.624,7</u>

PORCENTAJES

C. Rivadavia	59,1	54,4	54,4	62,4	61,1	63,4	62,7	54,6
Mendoza	23,6	25,0	24,1	16,8	18,0	18,6	21,6	25,8
Neuquén	13,6	14,3	10,0	7,9	6,2	5,3	5,0	5,0
Río Negro	-	-	-	-	-	-	0,3	6,0
Salta	3,7	6,3	8,9	9,3	8,6	6,7	6,0	5,5
T. del Fuego	-	-	<u>2,6</u>	<u>3,6</u>	<u>6,1</u>	<u>6,0</u>	<u>4,4</u>	<u>3,1</u>
<u>Totales</u>	<u>100,0</u>							

NUMEROS INDICES (1950 = 100)

C. Rivadavia	130,1	149,7	214,2	325,3	370,3	380,0	387,6	331,0
Mendoza	216,1	286,0	394,8	365,4	454,5	463,0	555,8	652,9
Neuquén	189,2	248,9	250,1	262,6	236,6	202,1	195,8	191,5
Río Negro	-	-	-	-	-	-	-	-
Salta	164,2	348,7	707,3	970,0	1.050,5	812,0	747,4	671,2
T. del Fuego	-	-	<u>100,0</u> *	<u>177,6</u>	<u>353,0</u>	<u>343,9</u>	<u>264,7</u>	<u>180,0</u>
<u>Totales</u>	<u>152,0</u>	<u>190,0</u>	<u>272,0</u>	<u>360,0</u>	<u>418,5</u>	<u>414,1</u>	<u>427,1</u>	<u>418,9</u>

* T. del Fuego 1960 = 100

CUADRO N° 3

IMPORTACION DE PETROLEO

Metros Cúbicos

<u>Años</u>	<u>YPF</u>	<u>Otras Empresas</u>	<u>Total</u>	<u>Años</u>	<u>YPF</u>	<u>Otras Empresas</u>	<u>Total</u>
1916	-	120.741	120.741	1941	-	582.549	582.549
1917	-	58.073	58.073	1942	49.748	289.456	339.204
1918	-	10.795	10.795	1943	96.918	61.068	157.986
1919	-	43.186	43.186	1944	125.806	33.511	159.317
1920	-	36.972	36.972	1945	81.144	87.326	168.470
1921	-	28.651	28.651	1946	117.076	954.547	1.071.623
1922	-	22.974	22.974	1947	307.200	1.066.375	1.373.575
1923	-	53.244	53.244	1948	702.332	1.346.676	2.049.008
1924	-	83.432	83.432	1949	1.384.400	486.562	1.870.962
1925	-	89.778	89.778	1950	2.090.754	1.468.685	3.559.439
1926	-	174.264	174.264	1951	1.649.976	1.782.478	3.432.454
1927	-	227.759	227.759	1952	2.075.913	1.789.321	3.865.234
1928	-	373.489	373.489	1953	2.024.941	1.865.168	3.890.109
1929	-	574.098	574.098	1954	2.188.635	2.165.539	4.354.174
1930	-	644.580	644.580	1955	2.199.871	2.421.527	4.621.398
1931	-	422.048	422.048	1956	2.027.633	2.725.076	4.752.709
1932	-	263.931	263.931	1957	2.735.262	3.962.753	6.698.015
1933	-	183.033	183.033	1958	3.136.293	4.419.024	7.555.317
1934	-	199.461	199.461	1959	1.490.879	4.452.931	5.943.810
1935	-	479.541	479.541	1960	313.311	3.371.319	3.684.630
1936	-	514.859	514.859	1961	201.481	1.880.578	2.082.059
1937	-	668.973	668.973	1962	284.078	931.388	1.215.466
1938	-	780.545	780.545	1963	155.151	794.448	949.599
1939	-	801.402	801.402	1964	681.701	1.026.233	1.707.934
1940	-	601.798	601.798	1965			4.203.377

CUADRO N° 4

PRODUCCION NACIONAL DE PETROLEO CRUDO

Metros Cúbicos

<u>Años</u>	<u>YPF</u>	<u>Otras Empresas</u>	<u>Total</u>	<u>Años</u>	<u>TPF</u>	<u>Otras Empresas</u>	<u>Total</u>
1907	16	-	16	1931	873.592	987.821	1.861.413
1908	1.821	-	1.821	1932	902.245	1.186.576	2.088.821
1909	2.989	-	2.989	1933	921.805	1.254.771	2.176.576
1910	3.293	-	3.293	1934	835.502	1.394.150	2.229.652
				1935	943.838	1.329.131	2.272.969
1911	2.082	-	2.082	1936	1.140.041	1.317.354	2.457.395
1912	7.462	-	7.462	1937	1.261.764	1.338.208	2.599.982
1913	20.733	-	20.733	1938	1.430.599	1.284.224	2.714.823
1914	43.740	-	43.740	1939	1.625.204	1.333.964	2.959.168
1915	81.580	-	81.580	1940	1.983.252	1.293.244	3.276.496
1916	129.780	7.771	137.551	1941	2.226.798	1.272.957	3.499.755
1917	181.631	10.667	192.288	1942	2.445.586	1.322.961	3.768.547
1918	197.587	17.281	214.868	1943	2.632.901	1.315.511	3.948.412
1919	188.113	23.188	211.301	1944	2.576.369	1.275.719	3.852.088
1920	227.115	35.339	262.454	1945	2.456.894	1.180.625	3.637.519
1921	277.726	48.180	325.906	1946	2.259.757	1.047.462	3.307.219
1922	349.059	106.610	455.669	1947	2.425.716	1.047.551	3.473.267
1923	415.039	123.023	538.062	1948	2.646.091	1.046.402	3.692.493
1924	474.602	186.776	661.378	1949	2.580.097	1.011.277	3.591.374
1925	610.475	328.029	938.504	1950	2.755.685	974.920	3.730.005
1926	730.239	504.293	1.234.532	1951	2.958.273	931.338	3.889.611
1927	802.082	549.089	1.351.171	1952	3.097.366	848.679	3.946.045
1928	817.697	581.459	1.399.156	1953	3.710.584	820.818	4.531.402
1929	871.969	620.896	1.492.865	1954	3.916.097	785.479	4.701.576
1930	827.429	603.094	1.430.523	1955	4.067.048	732.768	4.849.816

CUADRO N° 4

PRODUCCION NACIONAL DE PETROLEO CRUDO

Metros Cúbicos

<u>Años</u>	<u>YPF</u>	<u>Otras Empresas</u>	<u>Total</u>	<u>Notas:</u>
1956	4.153.360	777.110	4.930.470	(1) Incluye 326.918 m3 Areas recuperadas
1957	4.656.040	741.839	5.397.879	(2) " 2.461.429 " " "
1958	4.961.803	704.426	5.666.229	(3) " 3.773.740 " " "
1959	6.454.012 (1)	633.340	7.087.352	(4) " 4.688.670 " " "
1960	9.606.679 (2)	561.718	10.168.397	(5) " 4.703.554 " " "
				(6) " 4.817.802 " " "
1961	12.908.327 (3)	520.019	13.428.346	(7) " 5.113.111 " " "
1962	15.126.432 (4)	487.087	15.613.519	
1963	15.022.202 (5)	421.949	15.444.151	
1964	15.596.960 (6)	345.634	15.942.594	
1965	15.311.058 (7)	313.656	15.624.714	

PRODUCCION ACUMULADA POR YACIMIENTO

<u>Períodos</u> <u>(años)</u>	<u>Yacimientos</u>	<u>m3</u>	<u>%</u>
1907 a 1965	C. Rivadavia	134.426.523	66,0
1926 " 1965	Mendoza	33.410.569	16,4
1918 " 1965	Neuquén	18.311.200	9,0
1925 " 1965	Salta	12.642.019	6,2
1959 " 1965	T. del Fuego	3.806.191	1,9
1962 " 1965	Río Negro	990.271	0,5
		<u>203.586.773</u>	<u>100,0%</u>

CUADRO N° 5

PRODUCCION ANUAL DE PETROLEO

COMODORO RIVADAVIA

Metros Cúbicos

<u>Años</u>	<u>YPF</u>	<u>Otras Empresas</u>	<u>Total</u>	<u>Años</u>	<u>YPF</u>	<u>Otras Empresas</u>	<u>Total</u>
				1926	707.969	492.245	1.200.214
1907	16	-	16	1927	772.643	494.599	1.267.342
1908	1.821	-	1.821	1928	769.050	491.147	1.260.197
1909	2.989	-	2.989	1929	807.213	490.295	1.297.508
1910	3.293	-	3.293	1930	721.592	448.127	1.169.719
1911	2.082	-	2.082	1931	748.337	747.809	1.496.146
1912	7.462	-	7.462	1932	788.899	844.711	1.633.610
1913	20.733	-	20.733	1933	816.281	822.038	1.638.319
1914	43.740	-	43.740	1934	760.018	965.466	1.735.484
1915	81.580	-	81.580	1935	857.026	956.480	1.813.506
1916	129.780	7.771	137.551	1936	1.018.299	978.524	1.996.823
1917	181.621	10.667	192.288	1937	1.132.185	999.163	2.131.348
1918	197.578	17.281	214.859	1938	1.279.300	964.040	2.243.340
1919	188.093	23.188	211.281	1939	1.316.931	1.034.335	2.351.266
1920	226.545	35.339	261.884	1940	1.346.539	1.034.428	2.380.967
1921	276.807	48.180	324.987	1941	1.542.733	1.045.964	2.498.697
1922	343.889	106.610	450.499	1942	1.556.599	1.094.867	2.651.466
1923	408.139	122.771	530.910	1943	1.671.776	1.109.629	2.781.405
1924	465.724	182.211	647.935	1944	1.625.853	1.093.147	2.719.000
1925	596.381	323.872	920.253	1945	1.545.695	1.019.252	2.564.947

CUADRO N° 5

PRODUCCION ANUAL DE PETROLEO

COMODORO RIVADAVIA

Metros Cúbicos

<u>Años</u>	<u>YPF</u>	<u>Otras Empresas</u>	<u>Total</u>	<u>Notas:</u>
1946	1.390.649	903.066	2.293.715	(1) Incluye 107.037 m3 Areas recuperadas
1947	1.576.135	920.488	2.496.623	(2) " 1.120.108 " " "
1948	1.674.440	914.860	2.589.300	(3) " 2.070.643 " " "
1949	1.601.765	893.322	2.495.087	(4) " 2.260.982 " " "
1950	1.707.088	869.934	2.577.022	(5) " 2.356.211 " " "
				(6) " 2.195.923 " " "
1951	1.896.049	837.481	2.733.530	(7) " 1.983.449 " " "
1952	1.940.002	769.215	2.709.217	
1953	2.066.560	750.930	2.817.489	
1954	2.029.809	723.637	2.753.446	
1955	2.170.801	727.731	2.898.532	
1956	2.342.118	727.395	3.069.513	
1957	2.442.225	695.561	3.137.786	
1958	2.693.339	659.681	3.353.020	
1959	3.249.530 (1)	609.157	3.858.687	
1960	4.964.878 (2)	549.115	5.513.993	
1961	7.872.912 (3)	509.879	8.382.791	
1962	9.057.550 (4)	485.347	9.542.897	
1963	9.372.134 (5)	420.585	9.792.719	
1964	9.650.395 (6)	344.027	9.994.422	
1965	8.217.335 (7)	311.932	8.529.267	

CUADRO N° 6

PRODUCCION ANUAL DE PETROLEO

Metros cúbicos

MENDOZA

<u>Años</u>	<u>YPF</u>	<u>Otras Empresas</u>	<u>Total</u>	<u>Años</u>	<u>YPF</u>	<u>Otras Empresas</u>	<u>Total</u>
1926	-	2.000	2.000	1946	487.039	1.306	488.345
1927	-	78	78	1947	452.709	1.309	454.108
1928	-	2.300	2.300	1948	505.297	1.392	506.689
1929	-	25	25	1949	521.056	1.362	522.418
1930	-	445	445	1950	617.727	1.290	619.007
1931	-	5.623	5.623	1951	649.192	1.186	650.378
1932	251	5.191	5.442	1952	700.104	1.034	701.138
1933	1.361	5.911	7.272	1953	856.082	1.111	857.193
1934	2.514	5.887	8.400	1954	940.470	1.020	941.490
1935	5.787	2.743	8.530	1955	1.022.509	574	1.023.083
1936	9.433	3.311	12.744	1956	1.071.043	613	1.071.656
1937	13.637	4.146	17.783	1957	1.437.203	657	1.437.860
1938	29.162	2.816	31.978	1958	1.335.054	646	1.335.700
1939	128.398	1.031	129.429	1959	1.550.194 (1)	613	1.770.388
1940	399.279	-	399.279	1960	1.394.614 (2)	761	2.466.035
1941	531.162	510	531.672	1961	2.260.905 (3)	787	2.261.692
1942	504.603	4.669	509.272	1962	2.812.415 (4)	748	2.813.163
1943	475.640	4.067	479.707	1963	2.864.451 (5)	1.364	2.865.815
1944	491.955	3.385	495.340	1964	3.438.519 (6)	1.607	3.440.126
1945	493.167	2.231	495.398	1965	4.039.869 (7)	1.724	4.041.593

Notas:

- | | | | | | | | |
|-----|---------|-------------|-------------------|-----|---------|--------------|------------|
| (1) | Incluye | 219.581 m3 | Areas recuperadas | (5) | Incluye | 1.416.213 m3 | Areas rec. |
| (2) | " | 1.070.660 " | " " | (6) | " | 1.896.560 " | " " |
| (3) | " | 1.217.013 " | " " | (7) | " | 2.634.483 " | " " |
| (4) | " | 1.466.355 " | " " | | | | |

CUADRO N° 7

PRODUCCION ANUAL DE PETROLEO

SALTA

Metros Cúbicos

<u>Años</u>	<u>YPF</u>	<u>Otras Empresas</u>	<u>Total</u>	<u>Años</u>	<u>YPF</u>	<u>Otras Empresas</u>	<u>Total</u>
1925	134	-	134				
1926	86	223	309	1946	74.179	88.406	162.585
1927	46	2.861	2.907	1947	74.950	78.599	153.549
1928	1.120	14.424	15.544	1948	80.042	81.690	161.732
1929	2.889	29.753	32.642	1949	69.016	76.766	145.782
1930	16.478	30.431	46.909	1950	59.933	68.014	127.947
1931	23.359	75.835	99.194	1951	85.533	61.678	147.211
1932	19.580	142.395	161.975	1952	53.986	49.733	103.719
1933	37.825	265.534	303.359	1953	51.715	42.981	94.696
1934	20.723	302.540	323.263	1954	49.712	38.100	87.812
1935	19.510	284.930	304.440	1955	47.893	34.251	82.144
1936	33.298	248.347	281.645	1956	51.377	29.992	81.369
1937	39.175	255.084	294.259	1957	118.371	27.314	145.685
1938	48.005	234.620	282.625	1958	184.257	25.089	209.346
1939	78.013	193.934	271.947	1959	438.696	7.627	446.323
1940	130.055	163.423	293.478	1960	905.296 (1)	-	905.296
1941	155.491	143.588	299.079	1961	1.241.683	-	1.241.683
1942	206.379	134.740	341.119	1962	1.344.736	-	1.344.736
1943	204.434	120.607	325.041	1963	1.039.259	-	1.039.259
1944	152.888	108.439	261.327	1964	956.684	-	956.684
1945	105.768	98.401	204.169	1965	859.096	-	859.096

(1) A partir de 1960 el yacimiento de Esso pasó a depender de YPF.

CUADRO N° 8

PRODUCCION ANUAL DE PETROLEO

NEUQUEN

Metros Cúbicos

<u>Años</u>	<u>YPF</u>	<u>Otras Empresas</u>	<u>Total</u>	<u>Años</u>	<u>YPF</u>	<u>Otras Empresas</u>	<u>Total</u>
				1941	87.412	82.895	170.307
				1942	178.005	88.685	266.690
1918	9	-	9	1943	281.051	81.208	362.259
1919	20	-	20	1944	305.673	70.748	376.421
1920	570	-	570	1945	312.264	60.741	373.005
				1946	307.890	54.684	362.574
1921	919	-	919	1947	321.922	47.065	368.987
1922	5.170	-	5.170	1948	386.312	48.460	434.772
1923	6.900	252	7.152	1949	388.260	39.827	428.087
1924	8.878	4.565	13.443	1950	370.347	35.682	406.029
1925	13.900	4.157	18.117				
				1951	327.499	30.993	358.492
1926	22.184	9.825	32.009	1952	403.274	28.697	431.971
1927	29.393	51.551	80.994	1953	736.227	25.796	762.023
1928	47.527	73.588	121.115	1954	896.106	22.722	918.828
1929	61.867	100.823	162.690	1955	825.845	20.212	846.057
1930	89.359	124.091	213.450				
				1956	688.822	19.110	707.932
1931	101.895	158.554	260.449	1957	658.241	18.307	676.548
1932	93.516	194.279	287.795	1958	749.166	19.000	768.166
1933	66.337	161.288	227.625	1959	994.766	15.943	1.010.709
1934	52.247	120.257	172.504	1960	1.003.161 (1)	11.842	1.015.003
1935	61.518	84.978	146.494				
				1961	1.056.668 (2)	9.353	1.066.021
1936	79.010	87.172	166.182	1962	959.976 (3)	992	960.968
1937	76.777	79.815	156.592	1963	820.660 (4)	-	820.660
1938	74.133	82.748	156.881	1964	795.032 (5)	-	795.032
1939	101.862	104.664	206.526	1965	777.638 (6)	-	777.638
1940	107.379	95.393	202.772				

Notas: (1) Incluye 2.591 m3 Areas recuperadas

(2) " 9.925 " " "

(3) " 14.992 " " "

(4) Incluye 5.432 m3 Areas recuperadas

(5) " 6.802 " " "

(6) " 4.555 " " "

CUADRO N° 9

PRODUCCION ANUAL DE PETROLEO

TIERRA DEL FUEGO

Metros Cúbicos

<u>Años</u>	<u>YPF (Administración)</u>	<u>YPF (Areas recuperadas)</u>	<u>Total</u>
1959	1.000	300	1.300
1960	-	268.100	268.100
1961	-	476.159	476.159
1962	-	946.341	946.341
1963	-	922.085	922.085
1964	-	709.678	709.678
1965	-	482.528	482.528

CUADRO N° 10

PRODUCCION ANUAL DE PETROLEO

RIO NEGRO

Metros Cúbicos

<u>Años</u>	<u>YPF (Administración)</u>	<u>YPF (Areas recuperadas)</u>	<u>Total</u>
1962	5.414	-	5.414
1963	-	3.613	3.613
1964	37.813	8.839	46.652
1965	926.496	8.096	934.592

CUADRO N° 11

ESTIMACION DE RESERVAS COMPROBADAS DE PETROLEO Y GAS

(Al 31 de diciembre de 1961)

Miles de m3

<u>YACIMIENTOS</u>	<u>PETROLEO</u>		<u>GAS NATURAL</u> (Gas equivalente a petróleo)		<u>TOTAL</u>	
		%		%		%
<u>CHUBUT</u>						
YPF	41.638		5.611		47.249	
Pan American	<u>54.835</u>		<u>6.000</u>		<u>60.835</u>	
Total Chubut	96.473	16,5	11.611	5,2	108.084	13,4
<u>SANTA CRUZ</u>						
YPF	<u>299.910</u>	51,5	<u>100.000</u>	44,6	<u>399.910</u>	49,6
Total Chubut y S.Cruz	396.383	68,0	111.611	49,8	507.994	63,0
<u>TIERRA DEL FUEGO</u>						
Tennessee Argentina	11.269	1,9	2.000	1,0	13.269	1,6
<u>RIO NEGRO</u>						
YPF	1.868	0,4	558	0,3	2.426	0,3
<u>NEUQUEN</u>						
YPF	18.621		25.589		44.210	
ESSO	<u>290</u>		No estimado		<u>290</u>	
Total Neuquén	18.911	3,2	25.589	11,4	44.500	5,5
<u>SALTA</u>						
YPF	53.108	9,1	80.322	35,8	133.430	16,6
<u>MENDOZA</u>						
YPF	78.810		3.288		82.098	
Banco Loeb	<u>22.046</u>		<u>663</u>		<u>22.709</u>	
Total Mendoza	<u>100.856</u>	17,4	<u>3.951</u>	1,7	<u>104.807</u>	13,0
<u>TOTAL GENERAL</u>	<u>582.395</u>	100,0	<u>224.031</u>	100,0	<u>806.426</u>	100,0

CUADRO N° 12

CAPACIDAD DE ELABORACION AL 31-12-63

DESTILACION PRIMARIA (TOPPING)

		<u>m3/día</u>	<u>%</u>
1 -	<u>BUENOS AIRES</u>		
	La Plata - YPF	17.500	
	Dock Sud - YPF	800	
	Dock Sud - Shell	9.900	
	Campana - Esso	10.800	
	Galván - Esso	795	
	Loma Paraguaya - La Isaura	750	
	Avellaneda - Lottero Papini	130	
	Lomas de Zamora - Cóndor	120	
	Quilmes - Ragor	<u>40</u>	
		40.835	70,5
2 -	<u>SANTA FE</u>		
	San Lorenzo - YPF	4.200	7,3
3 -	<u>MENDOZA</u>		
	Luján de Cuyo - YPF	6.500	11,2
4 -	<u>SALTA</u>		
	Campo Durán - YPF	4.500	
	Chachapoyas - YPF	<u>500</u>	
		5.000	8,6
5 -	<u>NEUQUEN</u>		
	Plaza Huincul - YPF	570	1,0
6 -	<u>COMODORO RIVADAVIA</u>		
	Petroquímica E.N.	750	1,3
7 -	<u>TIERRA DEL FUEGO</u>		
	Tennessee	<u>50</u>	<u>0,1</u>
	<u>Total País</u>	<u>57.905</u>	<u>100,0</u>

CUADRO Nº 13

PETROLEO CRUDO PROCESADO

<u>ZONAS</u>	<u>1950</u>		<u>1951</u>		<u>1952</u>		<u>1953</u>	
		<u>%</u>		<u>%</u>		<u>%</u>		<u>%</u>
<u>1 - BUENOS AIRES</u>								
La Plata - YPF	3.300.911		3.217.042		3.655.858		4.194.892	
Dock Sud	-		-		185.845		271.571	
Ultramár	193.400		276.200		51.200		-	
Campana	779.663		904.615		990.451		1.002.616	
Galván	180.989		220.975		233.772		236.035	
Cóndor	7.300		22.200		21.100		21.800	
Ragor	6.400		7.700		8.200		7.300	
Lottero y Papini	21.700		21.000		22.700		61.600	
La Isaura	-		-		6.100		19.600	
Por cuenta de YPF	119.800		120.400		29.600		-	
Diadema	<u>881.900</u>		<u>927.400</u>		<u>982.800</u>		<u>1.013.700</u>	
<u>Totales</u>	5.492.063	77,1	5.717.532	78,4	6.187.626	80,5	6.829.114	81,1
<u>2 - SAN LORENZO</u>	917.052	12,9	849.981	11,7	836.422	10,9	885.423	10,5
<u>3 - MENDOZA</u>								
Luján de Cuyo	233.160	3,3	233.354	3,2	232.364	3,0	243.349	2,9
<u>4 - SALTA</u>								
Chachapoyas	73.365		96.652		68.677		65.467	
M. Elordi	<u>59.516</u>		<u>56.078</u>		<u>48.985</u>		<u>36.011</u>	
<u>Totales</u>	132.881	1,9	152.730	2,1	117.662	1,5	101.478	1,2
<u>5 - NEUQUEN</u>								
Plaza Huincul	43.258		66.036		79.045		73.227	
Dadín	<u>22.120</u>		<u>23.315</u>		<u>22.869</u>		<u>23.038</u>	
<u>Totales</u>	65.378	1,0	89.351	1,2	101.914	1,3	96.265	1,1
<u>6 - COMODORO RIVADAVIA</u>								
Petroquímica	<u>273.300</u>	3,8	<u>251.600</u>	3,4	<u>217.500</u>	2,8	<u>269.700</u>	3,2
<u>Total General</u>	7.113.834	100,0	7.294.548	100,0	7.693.488	100,0	8.425.329	100,0

CUADRO Nº 13

PETROLEO CRUDO PROCESADO

ZONAS	1954		1955		1956		1957	
		%		%		%		%
1 - <u>BUENOS AIRES</u>								
La Plata - YPF	4.398.031		4.406.012		4.062.811		5.031.177	
Dock Sud	267.110		255.273		279.942		302.821	
Campana	1.100.183		1.163.319		1.412.098		1.909.750	
Galván	262.483		270.010		296.227		365.739	
Córdoba	22.400		26.900		28.100		30.400	
Ragor	8.700		8.500		10.000		10.600	
Lottero y Papini	74.100		86.700		85.000		97.200	
La Isaura	24.700		26.100		25.000		26.200	
Diadema	<u>1.073.000</u>		<u>1.317.700</u>		<u>1.324.300</u>		<u>1.912.300</u>	
<u>Totales</u>	<u>7.230.707</u>	81,3	<u>7.560.514</u>	79,3	<u>7.523.478</u>	78,2	<u>9.686.941</u>	80,8
2 - <u>SAN LORENZO</u>	888.564	10,0	884.740	9,3	938.988	9,8	1.013.156	8,5
3 - <u>MENDOZA</u>								
Luján de Cuyo	343.689	3,9	576.677	6,0	634.899	6,6	727.181	6,1
4 - <u>SAITA</u>								
Chachapoyas	55.065		93.718		110.692		155.319	
M. Elordi	<u>34.328</u>		<u>42.824</u>		<u>46.336</u>		<u>51.432</u>	
<u>Totales</u>	89.393	1,0	136.542	1,4	157.028	1,6	206.751	1,7
5 - <u>NEUQUEN</u>								
Plaza Huincul	77.643		93.026		99.726		102.119	
Dadín	<u>20.415</u>		<u>18.410</u>		<u>17.495</u>		<u>16.794</u>	
<u>Totales</u>	98.058	1,1	111.436	1,2	117.221	1,2	118.913	1,0
6 - <u>COMODORO RIVADAVIA</u>								
Petroquímica	<u>243.300</u>	2,7	<u>266.800</u>	2,8	<u>254.800</u>	2,6	<u>225.200</u>	1,9
<u>Total General</u>	<u>8.893.711</u>	100,0	<u>9.536.709</u>	100,0	<u>9.626.414</u>	100,0	<u>11.977.388</u>	100,0

CUADRO Nº 13
PETROLEO CRUDO PROCESADO

ZONAS	1958		1959		1960		1961	
		%		%		%		%
1 - <u>BUENOS AIRES</u>								
La Plata - YPF	5.300.471		4.799.725		4.936.573		5.242.190	
Dock Sud	307.347		330.235		336.559		331.573	
Campana	2.025.758		1.977.482		2.069.290		2.247.380	
Galván	465.821		474.786		519.214		526.956	
Córdoba	32.600		31.400		35.600		33.310	
Ragor	13.900		13.300		13.100		13.872	
Lettero y Papini	101.000		27.700		29.000		30.784	
La Isaura	29.200		98.900		107.600		104.150	
Diadema	<u>2.181.600</u>		<u>2.224.700</u>		<u>2.743.600</u>		<u>3.106.755</u>	
Totales	10.457.697	80,3	9.978.228	78,8	10.790.536	79,2	11.636.970	78,3
2 - <u>SAN LORENZO</u>	1.251.394	9,6	1.296.804	10,3	1.375.231	10,1	1.394.016	9,4
3 - <u>MENDOZA</u>								
Luján de Cuyo	717.824	5,5	790.042	6,2	805.473	5,9	834.426	5,6
4 - <u>SALTA</u>								
Campo Durán	-		-		-		302.839	
Chachapoyas	170.547		187.699		209.021		199.275	
M. Elordi	<u>65.459</u>		<u>62.017</u>		<u>62.769</u>		<u>72.124</u>	
Totales	236.006	1,8	249.716	2,0	271.790	2,0	574.238	3,9
5 - <u>NEUQUEN</u>								
Plaza Huincul	126.596		119.764		145.408		156.760	
Dadín	<u>18.976</u>		<u>15.677</u>		<u>11.884</u>		<u>10.032</u>	
Totales	145.572	1,1	135.441	1,1	157.292	1,1	166.792	1,1
6 - <u>COMODORO RIVADAVIA</u>								
Petroquímica	225.800	1,7	200.900	1,6	227.300	1,7	234.661	1,6
7 - <u>TIERRA DEL FUEGO</u>								
Tennessee	-		-		-		8.199	0,1
Total General	13.034.293	100,0	12.651.131	100,0	13.627.622	100,0	14.849.302	100,0

CUADRO Nº 13

PETROLEO CRUDO PROCESADO

Metros Cúbicos

ZONAS	1962		1963		1964		1965	
		%		%		%		%
<u>1 - BUENOS AIRES</u>								
La Plata - YPF	5.202.248		4.855.241		5.412.365		6.532.601	
Dock Sud	290.067		302.765		306.023		319.979	
Campana	2.477.907		2.374.565		2.497.121		2.824.453	
Galván	415.062		272.238		372.240		545.442	
Córdoba	34.704		35.727		34.819		41.231	
Ragor	13.860		12.208		13.610		15.091	
Lottero y Papini	38.479		34.157		38.482		38.756	
La Isaura	120.604		157.153		198.234		223.054	
Sol	-		-		559		91	
Diadema	<u>3.539.276</u>		<u>3.343.065</u>		<u>3.598.679</u>		<u>3.931.383</u>	
<u>Totales</u>	<u>12.132.207</u>	72,4	<u>11.387.119</u>	69,9	<u>12.472.132</u>	71,9	<u>14.472.081</u>	74,2
<u>2 - SAN LORENZO</u>	1.369.378	8,2	1.402.339	8,6	1.375.041	7,9	1.431.638	7,3
<u>3 - MENDOZA</u>								
Luján de Cuyo	1.656.322	9,9	1.999.000	12,2	2.063.898	11,9	2.265.913	11,6
<u>4 - SALTA</u>								
Campo Durán	1.008.123		1.093.770		970.411		846.742	
Chachapoyas	117.656		-		-		-	
M. Elordi	<u>54.356</u>		<u>-</u>		<u>-</u>		<u>-</u>	
<u>Totales</u>	<u>1.180.135</u>	7,0	<u>1.093.770</u>	6,7	<u>970.411</u>	5,6	<u>846.742</u>	4,4
<u>5 - NEUQUEN</u>								
Plaza Huincul	203.480		200.067		205.549		231.448	
Dadín	<u>1.273</u>		<u>-</u>		<u>-</u>		<u>-</u>	
<u>Totales</u>	<u>204.753</u>	1,2	<u>200.067</u>	1,2	<u>205.549</u>	1,2	<u>231.448</u>	1,2
<u>6 - COMODORO RIVADAVIA</u>								
Petroquímica	223.306	1,3	220.332	1,4	244.768	1,4	244.691	1,3
<u>7 - TIERRA DEL FUEGO</u>								
Tennessee	<u>5.423</u>	-	<u>4.017</u>	-	<u>2.652</u>	-	<u>2.483</u>	-
<u>Total General</u>	<u>16.771.524</u>	100,0	<u>16.306.644</u>	100,0	<u>17.334.451</u>	100,0	<u>19.494.996</u>	100,0

CUADRO N° 14

VENTAS AL MERCADO POR PROVINCIA Y POR PRODUCTO

AÑO 1960	MOTONAFTA Y		KEROSENE		AGRICOL		GAS OIL		DIESEL OIL		FUEL OIL	
	AERONAFTA											
		%		%		%		%		%		%
Capital	502.753	18,4	174.222	10,7	279	0,1	141.191	11,0	207.669	15,3	2.218.278	36,7
Buenos Aires	1.000.453	36,7	836.604	51,2	90.388	38,5	494.371	38,6	617.886	45,5	2.274.858	37,6
Santa Fe	272.569	10,0	177.411	10,8	41.705	17,7	164.861	12,9	146.842	10,8	837.626	13,9
Entre Ríos	73.341	2,8	46.978	2,9	22.844	9,7	32.717	2,5	40.115	2,9	130.443	2,2
<u>Total Litoral</u>	1.849.116	67,9	1.235.215	75,6	155.216	66,0	833.140	65,0	1.012.512	74,5	5.461.205	90,4
Córdoba	286.154	10,5	153.860	9,4	35.947	15,3	167.713	13,1	112.260	8,3	148.779	2,5
Mendoza	127.323	4,6	58.559	3,5	5.613	2,4	68.635	5,4	46.615	3,4	219.291	3,6
Tucumán	45.810	1,8	26.075	1,6	4.551	1,9	23.083	1,8	17.601	1,3	67.315	1,1
Resto del país	415.894	15,2	159.524	9,8	33.736	14,4	189.272	14,7	169.563	12,5	147.714	2,4
<u>Total país</u>	2.724.297	100,0	1.633.524	100,0	235.063	100,0	1.281.843	100,0	1.358.551	100,0	6.044.304	100,0
AÑO 1964												
Capital	692.980	18,1	98.382	8,3	751	0,4	233.693	9,3	375.912	24,5	2.704.214	45,4
Buenos Aires	1.427.769	37,3	577.914	48,5	65.639	37,5	953.986	38,0	549.714	35,8	1.876.853	31,5
Santa Fe	410.372	10,7	123.784	10,4	34.672	19,8	345.789	13,8	163.974	10,6	751.559	12,6
Entre Ríos	114.619	3,0	43.396	3,7	18.305	10,4	92.634	3,7	57.833	3,8	103.418	1,7
<u>Total Litoral</u>	2.645.740	69,1	843.476	71,0	119.367	68,1	1.626.102	64,8	1.147.433	74,7	5.436.044	91,2
Córdoba	404.156	10,5	129.842	10,9	25.462	14,5	345.115	13,8	124.456	8,1	108.545	1,8
Mendoza	165.038	4,3	35.826	3,0	4.867	2,8	118.314	4,7	67.879	4,4	168.221	2,8
Tucumán	63.338	1,7	24.992	2,1	2.113	1,2	54.372	2,1	21.331	1,4	63.684	1,1
Resto del país	554.655	14,4	153.679	12,9	23.507	13,4	365.844	14,6	174.474	11,4	181.513	3,1
<u>Total país</u>	3.832.927	100,0	1.187.815	100,0	175.316	100,0	2.509.747	100,0	1.535.573	100,0	5.958.007	100,0

CAPITULO III

YACIMIENTOS DE MENDOZA

SECCION 1 - MEDIOS DE TRANSPORTE EMPLEADOS

El petróleo de Mendoza es concentrado en dos lugares de las zonas de producción, que son: Tupungato, en el flanco oeste, y Barrancas, en el flanco este. Desde estos dos puntos parten oleoductos hasta Agrelo, pequeña población ubicada sobre la línea del FCNGSM.

En un principio, parte del petróleo que convergía en Agrelo era enviado por oleoducto a la destilería de Luján de Cuyo, y el resto era embarcado en vagones-tanque del FCNGSM y transportado a la destilería de San Lorenzo (Santa Fe). En febrero de 1959 se habilitó el oleoducto Barrancas-Palmira, y se convirtió a esta última en cargadero ferroviario. Ello se debió al aumento de la producción en el flanco este y a la necesidad de evitar la evacuación del petróleo por estación ferroviaria de Agrelo, que obligaba a efectuar un trayecto más largo que el embarque desde Palmira. El petróleo es calentado con vapor de agua en Barrancas, Arroyo Claro y Palmira.

La red de oleoductos de recolección y concentración del petróleo en la zona norte de Mendoza puede describirse como sigue:

	<u>Longitud</u> <u>Km.</u>	<u>Diámetro</u> <u>Pulgadas</u>	<u>Caudal</u> <u>m3/día</u>
Tupungato	35,8	8	1.500
Barrancas-Palmira (1)	29,5	8	6.000
La Ventana-Barrancas	21,5	8 (2)	6.400
Barrancas-Dest.Luján de Cuyo	23,0	14	8.000
Lunlunta-Barrancas	6,5	4	250
Carrizal-Barrancas	16,0	2 x 6	1.500
Refugio Tupungato	5,5	3	250
Estructura Intermedia-Refugio	7,0	4	250
Chañares Herrados-P.Colorados	3,6	7	800
	7,4	6	

	<u>Longitud</u> Km.	<u>Diámetro</u> Pulgadas	<u>Caudal</u> m ³ /día
Vacas Muertas-Punta Bardas (3)	9,7	6,5/8	1.200
Vacas Muertas-Río Viejas (3)	13,0	6	800
Punta Bardas-La Ventana (3)	17,8	8	5.500

- (1) En proceso de ampliación.
- (2) Los primeros 9 Km. son de dos cañerías de 8".
- (3) Corresponde a las ex-áreas contrato administradas por COAR.

Poliducto

Destilería Luján de Cuyo-Palmira

	<u>Longitudes</u> Km.	<u>Diámetros</u> Pulgadas	<u>Caudal</u> m ³ /día
	11,2	6	
	4,0	7	
	<u>38,5</u>	8	
Totál	53,7		2.000

El FCNGSM provee los vagones-tanque para evacuar el petróleo crudo desde Palmira, y en menor cantidad desde Agrelo. Los cargaderos ferroviarios consisten en una red de grandes tubos que van desde los tanques de la planta de almacenamiento hasta los andenes a cuyos costados se alinean los vagones-tanque. Por medio de una serie de mangas de goma conectadas con aquellos tubos, el petróleo es vaciado en los vagones-tanque. Existen servicios de bombas para impulsar el petróleo, y de calderas para producir vapor de agua destinado a calentar el petróleo.

El transporte hasta San Lorenzo (Santa Fe) se efectúa en trenes de 30 vagones-tanque cada uno, de 40 a 45 m³ por unidad, y a razón de 2 ó 3 trenes diarios. Cada tren carga alrededor de 1.350 m³.

Las necesidades de transporte han aumentado apreciablemente desde 1957 en que se operaron grandes aumentos en la producción de petróleo.

Antecedentes recientes de proyectos de construcción de un poliducto

En el Plan de Reactivación de YPF de 1956 se contempló la construcción de un oleoducto entre Mendoza y el litoral, de 10 3/4 pulgadas de diámetro, 950 Km. de longitud y una capacidad inicial de 3.600 m³/día, que luego alcanzaría a 5.300 m³/día.

Al realizarse la licitación 5100 a fines de 1956, se incluyó como rubro IV el sistema de línea de productos Luján de Cuyo-Gran Buenos Aires-La Plata. Luego por decreto nacional N° 8781/57, que autorizó a YPF a celebrar contrato con las firmas que constituyeron a SARGO, se estableció que se haría expresa reserva de la opción que dichas firmas hicieran a favor exclusivo de YPF y por el término de un año a partir de la formalización del contrato, para adjudicarle la ejecución del rubro IV arriba citado.

Al firmarse el contrato el 10-10-57 se incluyó la cláusula correspondiente a la opción del Rubro IV. Esta opción no fue ejercida por YPF, por lo tanto, no se efectuó en esa oportunidad el tendido de las líneas.

Posteriormente, en sucesivas oportunidades, se anunció a través de los periódicos que se llamaría a licitación para la construcción de un poliducto entre Mendoza y Buenos Aires. Así, a mediados de 1960, trascendió que YPF licitaría la construcción de un poliducto entre Mendoza y Buenos Aires, por el sistema denominado de peaje. Por este sistema YPF pagaría solamente una tarifa por el uso del poliducto, en tanto la empresa constructora se encargaría de la construcción, financiación, operación y mantenimiento.

En noviembre de 1960 se publicaron las conclusiones de un estudio realizado por técnicos del Grupo de Planeamiento de los Transportes Argentinos, órgano designado por el Banco Mundial. Este informe se redactó de acuerdo con un pedido formulado por el Ministro de Obras y Servicios Públicos, Ing. A.R. Costantini, sobre la conveniencia de construir, inmediata o eventualmente, el

poliducto entre Luján de Cuyo y Buenos Aires. El estudio recomendó que la alternativa ferroviaria era más ventajosa que la del poliducto, ya que requería sólo aproximadamente 1.770 millones de pesos de nuevas inversiones de capital, en contraposición con los 3.055 millones que exigiría la construcción del poliducto. Se destacaba también que el análisis de las consideraciones no financieras hacían optar por esa misma solución como más conveniente en el momento, y que los consultores estaban convencidos de que el FCNGSM podía satisfacer en forma adecuada las necesidades del transporte y cumplir en forma eficiente y segura con el servicio exigido por YPF como cargador y receptor del material.

Se recomendaba que la construcción del poliducto se postergara por cinco años más y que se aprobara a la brevedad la alternativa ferroviaria.

Hacia fines de marzo de 1961 volvió a anunciarse la posibilidad de un próximo llamado a licitación por YPF para la construcción de un poliducto entre Mendoza y Buenos Aires. Se mencionaba que el costo alcanzaría a M\$N 3.000 millones y su construcción se autofinanciaba por un sistema de tarifas que se acordaría con la firma que se adjudicara la licitación, tarifas éstas que no podrían superar los M\$N 280 por m³. Se dijo que el poliducto solucionaría los problemas creados por la incapacidad ferroviaria para evacuar la producción mendocina. Se establecerían plantas de almacenamiento en Rufino, Chacabuco y Mercedes. Se estimaba una economía en fletes de M\$N 600 millones anuales, dado que en tales momentos el transporte ferroviario de los subproductos se pagaba a razón de M\$N 650 el m³.

El caudal a transportar sería de 4.000 a 5.500 m³/día de crudo y derivados. El poliducto debería ser reversible, para ser utilizado eventualmente en dirección Buenos Aires-Mendoza, de acuerdo a las necesidades de las zonas intermedias y/o terminales.

Los interesados debían ofertar para la construcción y operación

del sistema por el término de 15 años, al cabo de los cuales el tendido pasaría a ser propiedad de YPF.

En mayo de 1965 los periódicos anunciaron que el Directorio de Yacimientos Petrolíferos Fiscales aprobó un plan para la evacuación de la mayor producción de crudo que se proyecta obtener en el yacimiento Mendoza. Se trata de un plan que contempla la ampliación de la Destilería de Luján de Cuyo a una capacidad de procesamiento de 13.500 m³/día, y la construcción del poliducto Mendoza-Córdoba-Buenos Aires.

En los fundamentos de la medida se expresa que de un reciente estudio relacionado con las posibilidades de futuras explotaciones se ha determinado que el Yacimiento Mendoza es el que en la actualidad presenta mayores perspectivas para aumentar su producción. Esa conclusión surge, entre otras circunstancias, de las comprobaciones obtenidas por perforaciones del pozo estructura intermedia N° 12, que inaugura nuevas perspectivas en zonas ya en explotación, y del resultado de tareas de exploración efectuadas en la parte sur de Mendoza, así como también de la disponibilidad de ubicaciones para nuevas perforaciones que asegurarían para 1969 una producción de 13.500 m³/día.

El poliducto a construir permitirá evacuar la totalidad de los productos elaborados en la Destilería Luján de Cuyo y que no se consuman en la propia zona, haciendo servicio en ruta en Mercedes (San Luis); en Montecristo (Córdoba), después de derivar los consumos de la zona Córdoba, empalmará con el poliducto Campo Durán-San Lorenzo, llevando hacia esta última zona los déficits no cubiertos por su destilería. Por otra parte, continuando desde Mercedes hacia Buenos Aires, derivaría los productos necesarios en las plantas de almacenaje a construir en Rufino y Chacabuco. La terminal se ubicaría en el oeste del Gran Buenos Aires, planta que también estará vinculada a la Destilería La Plata por tubería. A esta terminal podría llegar en un futuro, y en caso de construirse una nueva destilería en Bahía

Blanca, un nuevo poliducto que serviría la zona centro sur de la Provincia de Buenos Aires.

El poliducto será proyectado para el transporte de productos terminados como nafta, kerosene, gas licuado (propano y butano), agricól, gas oil y diesel oil. No estará diseñado para el transporte de petróleo crudo o fuel oil.

Por otra parte, debemos mencionar que en el Plan Nacional de Desarrollo (1965-1969), se expresa que ante el crecimiento previsto en la producción de crudo en la zona de Mendoza, se hace necesaria la ampliación de la destilería de Luján de Cuyo a 4.000.000 m³/año en etapas sucesivas dentro del período del plan.

Además se manifiesta que entre las varias obras de transporte necesarias se destaca la del poliducto Mendoza-Buenos Aires (con derivación a Córdoba y conexión con el poliducto Campo Durán-San Lorenzo). Esta obra permitiría evacuar unos 7.500 m³/día de derivados provenientes de la destilería de Luján de Cuyo y no afectaría al ferrocarril, que mantendría al final del período el mismo volumen a transportar, luego de alcanzar un máximo de 2.300.000 m³ en 1966.

Según información periodística del 10 de mayo de 1966, el Directorio de Yacimientos Petrolíferos Fiscales autorizó la inversión de MSN 3.835.088.162 para la adquisición de chatarra, chapas de acero y de cañerías de conducción destinadas al tendido del poliducto Luján de Cuyo-Mendoza, Montecristo-Córdoba y La Matanza-Buenos Aires, con estaciones de bombeo en Luján de Cuyo, Villa Mercedes, Laboulaye y Junín y plantas de almacenaje en Villa Mercedes, Rufino y Chacabuco.

En la resolución se dispuso adquirir los caños, de distintos tamaños, por el procedimiento de locación de obras. Para ello se tuvo en cuenta

la nómina de las propuestas presentadas por las firmas cotizantes de la licitación pública 92/66, siendo adjudicados los trabajos a las empresas SIAT S.A. por un monto de M\$N 1.330.399.000 y a Dálmine Siderca por M\$N 518.760.000.

Con respecto a la adquisición de chatarra y chapas de acero, la medida dispone adjudicar la compra de esos materiales a SOMISA, por la suma de M\$N 1.894.402.012 y a Secominter S.R.L., por M\$N 91.527.150, de acuerdo con las propuestas presentadas por ambas firmas a la licitación citada precedentemente.

En otro de los puntos de esa resolución se autorizó la venta a SIAT S.A. del material residual proveniente de la fabricación de los caños, de propiedad de YPF, a razón de 12 pesos por kilogramo de chatarra de acero. Para ello se practicó el cálculo sobre la base del peso real de chapa recibida y el peso teórico de caños entregados, que estimativamente asciende a 9.597,29 toneladas por un valor de M\$N 115.167.480.

SECCION 2 - ELEMENTOS A CONSIDERAR EN LA SELECCION DE LA ALTERNATIVA MAS
CONVENIENTE (Ferrotransporte vs. poliducto)

Se parte de la premisa de lograr los objetivos de transporte de derivados en la zona Luján de Cuyo-Buenos Aires con la menor inversión de capital que proporcione una buena solución y satisfaga en forma adecuada los requerimientos de transporte.

Se considera que el gobierno, como titular del servicio de ferropuerto y demandante a su vez de un servicio de transporte por intermedio de la empresa YPF, debe decidir la inversión más conveniente ante una situación de escasez de fondos de inversión.

Como principio general puede expresarse que los poliductos proveen el transporte más económico para productos líquidos bombeables, siempre que exista un caudal suficiente de tales productos.

Esto es especialmente válido en los casos en que no existieran otros medios de transporte substitutivos en la región geográfica a ser servida eventualmente por un nuevo proyecto de poliducto.

Sin embargo el FCNGSM sirve la zona por la que se construiría el poliducto en su longitud total. El hecho de que ya exista un medio de transporte que pueda satisfacer los requerimientos de transporte en forma similar a lo que lo haría cualquier otro medio técnico de transporte, como es el caso del nuevo proyecto de poliducto, hace que las comparaciones del valor de tráfico en el plano de los costos deban efectuarse en función de costos marginales de operación del medio de transporte ya existente frente a costos totales de operación del nuevo medio competitivo propuesto. Es por ello que, como se notará en la comparación del flujo de fondos (Sección Nº 4), la evaluación de los proyectos alternativos de inversión, ferropuerto versus poliducto, se basará en costos de operación marginales para el primero,

contra costos totales del segundo, tomando en cuenta solamente la inversión incremental para el ferrocarril y la inversión total para el poliducto proyectado. Esta técnica es de práctica común en la selección de proyectos de inversión de las empresas privadas, cuando se debe decidir sobre la conveniencia de reemplazar una máquina o una unidad de transporte existente por otra nueva, o por el contrario, postergar el reemplazo mediante una mejora o reacondicionamiento de la unidad en operación.

Dentro de la Comunidad Económica Europea se aplican estos mismos principios en los casos de coordinación de oleoductos con otros medios de transporte. En los proyectos de tendido de nuevas tuberías se trata de tener en cuenta los intereses de los medios de transporte ya existentes. En especial cuando se debe juzgar sobre la conveniencia del tendido de un poliducto, se actúa con criterio más estricto que en el caso de oleoductos, respecto de los cuales parece que la Comisión de la Comunidad los juzga como decididamente más ventajosos económicamente.

Dicha Comisión Asesora sugiere que no se autorice el tendido de cañerías de productos, sin comparar antes en detalle sus probables costos de conducción con los del transporte por carretera, ferrocarril y río. Al hacer esta comparación toma en cuenta los costos marginales en el transporte ordinario y los totales en los poliductos. *

En lo que respecta a los requerimientos futuros de transporte, se consideraron los siguientes casos de volúmenes a transportar:

- 1 - volumen anual de 1.350.500 m³, o sea 3.700 m³/día;
- 2 - volumen anual de 2.308.000 m³, o sea 6.325 m³/día.

En ambos casos se supone que la destilería de Luján de Cuyo mantiene una capacidad de destilación suficiente para suministrar tales volúmenes de

productos, y que existen en Mendoza adecuadas reservas de petróleo para abastecer a la destilería durante el período de vida útil del poliducto.

Los productos destilados a transportar serían nafta, kerosene, gas oil, diesel oil, propano y butano. Con ellos se surtiría a estaciones intermedias de almacenaje y distribución a granel, ubicadas a lo largo del poliducto en Villa Mercedes, Rufino, Chacabuco y Gran Buenos Aires. El fuel oil, el petróleo crudo excedente y el coque se transportarán por ferrocarril. los dos primeros deben transportarse por ferrocarril por las dificultades de bombeo que presentan en razón del alto coeficiente de congelación que poseen. Aún para su bombeo a y desde vagones-tanque es necesario proceder a un calentamiento previo.

Con los elementos precedentemente expuestos se establecieron tres hipótesis de trabajo, a saber:

HIPOTESIS I

a) Solución del problema para un plazo intermedio de 10 años.

Alternativas

1 - Continuar explotando el servicio ferroviario mediante una pequeña inversión adicional.

2 - Construir un poliducto, considerando dos casos diferentes de amortización:

A - Tuberías, 30 años de vida útil; estaciones de bombeo, 15 años.

B - Tuberías, 20 años de vida útil; estaciones de bombeo, 10 años.

b) Los volúmenes de productos a transportar representan un total anual de 1.350.500 m³, o sea 3.700 m³/día.

HIPOTESIS II

a) Solución a largo plazo, abarcando un período de 30 años.

Alternativas

- 1 - Construir un poliducto, considerando dos casos distintos de amortización. Casos A y B arriba mencionados.
- 2 - Continuar el servicio ferroviario en los primeros 10 años (es decir la alternativa 1, de HIPOTESIS I) y construir luego el poliducto, considerando para éste los casos A y B de amortización.
- 3 - Explotar únicamente el servicio ferroviario en todo el período de los próximos 30 años.

b) Volúmenes a transportar igual a HIPOTESIS I.

HIPOTESIS III

a) Solución a largo plazo (período de 30 años).

Alternativas:

- 1 - Construir un poliducto. Casos de amortización A y B, como en HIPOTESIS I y II.
- 2 - Explotar únicamente el servicio ferroviario en todo el período de los próximos 30 años.

b) Los volúmenes a transportar representan un total de 2.308.000 m³/año, o 6.325 m³/día.

SELECCION DE LA ALTERNATIVA MAS CONVENIENTE

Métodos de evaluación de inversiones

Existen diferentes métodos de evaluación de inversiones para

seleccionar alternativas excluyentes de inversión. Los principios financieros en que se basan tales métodos tienen en cuenta los ingresos probables de dinero que producirá la inversión durante su explotación y los desembolsos de inversión que se requieren para realizar un negocio determinado.

En el análisis de transporte que estamos considerando se empleará el método de evaluación de flujos de fondos descontados. (Discounted Cash Flow) Para ello se tendrán en cuenta los costos de inversión y operación de las alternativas, sin analizar el flujo de ingresos que su explotación producirá.

Es decir, que se compararán costos en lugar de analizar retornos de inversión. Como se expresó precedentemente, se compararán costos marginales para el ferrot transporte contra costos totales para el proyecto de poliducto.

SECCION 3 - ALTERNATIVA FERROVIARIA

COSTOS DEL FERROTRANSPORTE

La formación del costo total en el ferrot transporte resulta de la suma del gasto directo, del gasto terminal, y del gasto indirecto por unidad de producción: el pasajero/Km. o la ton./Km.

Por gasto directo se entiende el que guarda cercana proporcionalidad con el kilometraje recorrido. Más restringido sería el concepto de gasto de corrida (running cost), que suele comprender los gastos de tripulación, combustible, conservación y alistamiento.

En cambio, el gasto directo incluye además la carga financiera del material rodante, los gastos generales de galpón, los gastos de superintendencia y la parte variable de los gastos de vía, de discutida y no segura determinación.

Por gastos terminales se entienden los desembolsos en las operaciones terminales del transporte, siendo cercanamente proporcionales al tonelaje o al número de pasajeros. El gasto directo y el terminal en conjunto forman el gasto variable.

Los demás gastos, que dentro de variaciones no muy grandes del número de servicios permanecen constantes, se consideran gastos indirectos.

La unidad operacional que se presta a caracterizar el costo ferroviario es el tren/Km. De ahí que, establecida la separación de gastos mencionada, sea usual calcular el costo directo, el costo variable y el costo total del tren/Km.

En el Anexo III se incluye un cuadro con la incidencia por ítem en el costo del tren/Km. para el FCNDFS en ejercicio 1959/60. Las sumas

parciales de los distintos items nos dan el costo de corrida y el directo (que se integra añadiendo al costo de corrida, el de maniobras y el de superintendencia). Asimismo, la suma total de todos los items nos da en cada caso el costo total contable. Estos cálculos fueron realizados por la División de Estadística e Investigaciones Técnicoeconómicas de EFEA, con el objeto de proveer un elemento de análisis tendiente a estimar costos normalizados y conocer la magnitud de los distintos items en el costo total. Para ello se ha recurrido al empleo de las estadísticas operativas y a la separación de los gastos del clasificador siguiendo determinados criterios de prorrata.

Los resultados obtenidos constituyen un elemento útil de análisis, aunque están sujetos a estudios complementarios debido a ciertas omisiones del clasificador de gastos y a que los criterios de prorrata utilizados pueden someterse a discusión crítica. En especial, se hace notar que en el clasificador de gastos faltan las auténticas amortizaciones, si bien se registran algunas cifras ficticias correspondientes a un arrastre de valores antiguos no actualizados. Además se carece de datos precisos sobre el diferimiento de los gastos de conservación.

COSTO MARGINAL DEL TREN PETROLERO REMOLCADO POR UNA LOCOMOTORA DIESEL, E INTEGRADO POR 40 VAGONES DE 35 M3 DE CAPACIDAD CADA UNO, EN LA ZONA MENDOZA-BUENOS AIRES

El FCNGSM sirve, en su longitud total, la zona por la que se construiría el poliducto Mendoza-Buenos Aires. Si bien no se dispone de un cuadro detallado de los costos del tren/Km. para el FCNGSM, utilizaremos, en cuanto sea posible, el cuadro del Anexo III correspondiente al FCNDFS para el ejercicio 1959/60. La mayor parte de los items que componen el costo marginal del tren/Km. han sido estimados específicamente teniendo en cuenta, según se expresa en el título, un tren petrolero remolcado por una locomotora diesel, e integrado por 40 vagones de 35 M3 de capacidad cada uno. Se considera esta unidad operativa porque ella es factible de realizarse con los elementos existentes y la inclusión de una mínima inversión consistente

en el reacondicionamiento de los vagones-tanque.

Todos los valores utilizados en el presente estudio de los medios alternativos de transporte en la zona Mendoza-Buenos Aires, están expresados en precios de 1960.

A continuación se exponen las bases de las estimaciones para cada item.

- 1 - Combustibles: se estima un gasto de 3,3 Kgr./Km. de gas oil, a razón de M\$N 5,30 el Kgr.
- 2 - Lubricantes: gasto promedio de aceite de 0,04 Kgr./Km., a razón de M\$N 30,00 el Kgr.
- 3 - Conservación de locomotora titular: se estima un valor promedio de M\$N 12,00 el tren/Km., dado que el valor contable del cuadro del Anexo III es algo bajo, por tratarse de locomotoras nuevas.
- 4 - Conservación de vehículos: se considera razonable un valor promedio de M\$N 1,00 por vagón/Km. El tren petrolero objeto de análisis se compone de 40 vagones-tanque y 1 furgón.
- 5 - Tripulación: se calcula en M\$N 11,85 tren/Km., pues se supone que con este tipo de servicio el aprovechamiento del personal será elevado. La determinación de tal valor surge de la siguiente estimación: 1) el transporte de los derivados ascenderá a 1.401.180 tren/Km., lo que relacionado con una velocidad media de transporte de 33 Km./hora, resulta en un total de 42.460 tren/hora. 2) Estimamos que cada equipo de tripulación se compone de un maquinista, un ayudante y un guarda. Las horas trabajadas por equipo se estiman en 150 hora/mes (1.800 horas/año por equipo). 3) Relacionando las mencionadas 42.460 tren/hora requeridas para el servicio, con las horas de trabajo por equipo, surge

un requerimiento mínimo de tripulación de 24 equipos. No obstante, incrementamos el número de equipos en un tercio, teniendo presente las posibles faltas de personal por enfermedad y las vacaciones anuales obligatorias. Por ello se estima un requerimiento de aproximadamente 32 equipos. 4) Los jornales respectivos son:

<u>M\$N de 1960</u>		
Cada equipo: <u>1 maquinista</u>		
Sueldo	9.300	9.300
Bono	300	
Viáticos:		
12 horas x día		
o M\$N 215,90 x día	<u>4.320</u>	13.920
 <u>1 ayudante</u>		
Sueldo	6.200	6.200
Bono	260	
Viáticos	<u>4.320</u>	10.780
 <u>1 guarda</u>		
Sueldo	5.400	5.400
Viáticos	<u>4.320</u>	<u>9.720</u>
		<u>34.420</u>
		<u>20.900</u>
		13.520
Por año 20.900 x 13	= 277.700	
13.520 x 12	= <u>162.240</u>	
	433.940	
Aporte patronal 19,61% =	<u>85.096</u>	
	<u>519.036</u>	

5) En consecuencia se estima un gasto total anual de M\$N 16.609.152 (32 equipos x M\$N 519.036), que prorrateado con el total de trenes/Km. arroja un valor de M\$N 11,85 tren/Km.

6-7 - Alistamiento y gastos generales del galpón: se adoptan las cifras del cuadro del Anexo III.

8-9 - Limpieza de Vehículos y Adelantos, lonas, sogas, etc.: no se incluyen tales conceptos por no corresponder.

10 - Maniobras terminales e intermedias: se calcula un tiempo promedio de seis horas para ambos tipos de maniobras correspondiente a cada viaje completo desde Mendoza a Buenos Aires. A razón de M\$N 1.000 la hora de maniobra (incluyendo cambista) se obtiene un valor promedio de M\$N 6,06 tren/Km. Ello es así por tratarse de un tren especial para transporte masivo en que el gasto de maniobra se minimiza.

11 - Gasto variable de conservación de vías: se trata de los gastos corrientes de conservación de vía. Del cuadro del Anexo III obtenemos un valor de M\$N 46.- tren/Km. para el FCNDFS, pero dicha cifra puede considerarse elevada dado que la antigüedad media de las vías en ese ferrocarril es mucho más elevada que en el FCNGSM. Por ello, para este ítem se toman los gastos de conservación de vía del FCNGSM (del ejercicio 1959/60), que de acuerdo a constancias de la División Estadística de EFEA ascendieron a M\$N 103 millones, según prorrata correspondiente a trenes diesel de carga.

La incidencia por tren/Km. fue de M\$N 29,30 (3.517.000 trenes/Km.). Adoptando el criterio de considerar el 50% de los mismos como la parte variable de los gastos de conservación de vía obtenemos una incidencia de M\$N 14,15 tren/Km. En general los citados costos contables medios de conservación de vía pueden considerarse elevados en virtud de emplearse medios manuales de mantenimiento, que son mucho más costosos que los mecánicos, y en razón de la antigüedad de las vías.

En este ítem no se está considerando la prorrata de las cargas financieras de una vía renovada, sino que sólo se distribuyen los gastos corrientes de conservación.

12 - Inversiones necesarias: los requerimientos de inversión difieren para cada una de las hipótesis formuladas.

HIPOTESIS I

a) En esta hipótesis se busca una solución para un plazo intermedio de 10 años. Los requerimientos de inversión consisten en la compra de

vagones-tanque para gas y reacondicionamiento de vagones-tanque para derivados. Ello es posible dado que, como se analiza de inmediato, el FCNGSM dispone casi totalmente del material rodante y de tracción necesarios para el servicio Mendoza-Buenos Aires.

- b) Inversión existente. Según consta en la División de Estadística de EFPA, el material rodante y de tracción existente en el ejercicio 1960/61 era el siguiente para el FCNGSM y FCNGR:

<u>FFCC</u>	<u>Nº vagones-tanque de crudo y derivados</u>	<u>Capacidad en m³</u>	<u>Capacidad media por vagón</u>
San Martín	593	28.510	48.1
Roca	<u>707</u>	<u>27.499</u>	<u>38.9</u>
Total	1.300	56.009	43.1

Se analizan también las existencias del FCNGR dado que gran parte de sus vagones-tanque han quedado disponibles a partir de la habilitación del oleoducto Challacó-Puerto Rosales, y pueden ser utilizados por el FCNGSM.

En cuanto a la antigüedad media de los mismos, se dispone de la siguiente información:

<u>Años de adquisición</u>	<u>San Martín</u>	<u>Roca</u>	<u>Total</u>	<u>Años antigüedad</u>	<u>a x b</u>
			<u>a</u>	<u>b</u>	
anteriores					
a 1910	104	15	119	50	5.950
de 1911-20	87	37	124	45	5.580
1921-30	130	552	682	35	23.870
1931-40	7	87	94	25	2.350
1941-50	-	89	<u>89</u>	15	<u>1.335</u>
			1.108		39.085
1951-55	-	38	38	5	190
1956-60	<u>270</u>	<u>-</u>	<u>270</u>	3	<u>810</u>
	598	818	1.416		40.085

$$40.085 \div 1.416 = 28,3 \text{ años}$$

Nota: El total de vagones-tanque es algo mayor por incluir vagones para el transporte de aceite y ácidos.

Antigüedad media total de 1.416 unidades: 28,3 años
" " " " 1.108 " : 35,3 "
" " últimas 308 " : 3,2 "

Con excepción de 308 vagones-tanque que tienen una antigüedad media de 3,2 años, los restantes 1.108 tienen una antigüedad media de 35 años, lo que significa que la vida útil de los mismos ha caducado.

Pese a tal situación, dichos vagones-tanque siguen prestando servicio y mediante un reacondicionamiento de los tanques, y la provisión de frenos y enganches automáticos podrían seguir en explotación durante un período de 10 años. Con tal motivo la inversión nueva estimada para una explotación de plazo intermedio consistirá en el reacondicionamiento de los vagones-tanque para derivados y en la compra de unidades para el transporte de propano y butano. El gasto de reacondicionamiento puede estimarse en M\$N 400.000 por vagón.

- c) Requerimientos de material rodante. A continuación se estiman los requerimientos de vagones.

Se requerirán 965 trenes por año para transportar 1.350.500 m³ de productos.

$$\frac{1.350.500 \text{ m}^3/\text{año}}{1.400 \text{ m}^3/\text{tren}} = 965 \text{ trenes/año}$$

En el Anexo VI se estima una distancia media de 726 Km. para los viajes de ida del tren petrolero especial. Por lo tanto, el viaje completo de ida y retorno vacío representa una distancia de 1.452 Km.

$$965 \text{ trenes/año} \times 1.452 \text{ Km.} = 1.401.180 \text{ trenes/Km.}$$

El recorrido medio de la locomotora diesel se estima en 100.000 Km./año.

$$\frac{1.401.180 \text{ trenes/Km.}}{100.000 \text{ Km.}} \cong 14 \text{ locomotoras}$$

Dado que el tren petrolero propuesto está integrado por 35 vagones-tanque para derivados, 5 vagones-tanque para gas y 1 furgón, el

número de vagones necesario para la presente hipótesis surge del siguiente cálculo:

70 vagones-tanque para derivados x 14 locomotoras = 980 v.t.d.
10 " " " gas x 14 " = 140 v.t.g.
2 furgones x 14 " = 28 furgones

El valor de compra de cada vagón-tanque para derivados o crudo se estima en M\$N 1.000.000, el de un vagón-tanque para gas en M\$N 1.600.000, y el de un furgón en M\$N 1.200.000.

El gasto de reacondicionamiento de los vagones-tanque existentes (tanques, frenos y enganches) se estima en M\$N 400.000 por vagón.

d) Inversión en instalaciones subsidiarias. La alternativa ferroviaria requiere instalaciones de almacenaje incluidas en la alternativa poliducto por un total de M\$N 599,9 millones (ver capítulo 4, alternativa Poliducto, Anexo V, U\$S 7.227.226). Pero, además, la alternativa ferroviaria requiere inversiones en instalaciones subsidiarias que no son necesarias para la operación normal del poliducto. Ellas consisten en instalaciones de carga y descarga de vagones-tanque en las instalaciones de almacenaje a granel y se estima en M\$N 124.0 millones (ver detalle en Cuadro del Anexo IV).

e) Síntesis de la inversión a realizar.

	<u>M\$N de 1960</u>	
<u>Reacondicionamiento</u>		
980 tanques, frenos y enganches	400.000	392.000.000
<u>Compras</u>		
140 vagones-tanque para gas	1.600.000	224.000.000
<u>Instalaciones subsidiarias</u>		<u>124.000.000</u>
<u>Total</u>		<u>740.000.000</u>

f) Amortización del material rodante. Calculando una vida útil de 10 años para los vagones reacondicionados y de 20 años para los vagones-tanque para gas, computamos la respectiva anualidad al 6% de interés anual.

35 v.t.d. reacondicionados x M\$N	400.000 x 0,135868	= 1.902.152
5 v.t.g.	x " 1.600.000 x 0,087185	= <u>697.480</u>
		2.599.632

Se estima para los vagones tanque un recorrido medio anual de 50.000 Km. La incidencia es de M\$N 51,99 tren/Km.

HIPOTESIS II

a) Recordemos que en esta hipótesis se analiza una solución a largo plazo (30 años) y se consideran tres alternativas:

1 - Construir un poliducto.

2 - Continuar el servicio ferroviario en los primeros 10 años y construir luego un poliducto. En este caso la inversión en el momento cero, como se verá en el Anexo VII, asciende a M\$N 740 millones. O sea que es idéntica a la inversión a realizar en HIPOTESIS I.

A fines del año 10 se realiza la inversión del poliducto.

3 - Explotar únicamente el servicio ferroviario en todo el período de los próximos 30 años.

En este otro caso la inversión a realizar en el momento cero también asciende a M\$N 740 millones, dado que es idéntica a la inversión de HIPOTESIS I. Pero a fines del año 10 será necesario efectuar una nueva inversión en material rodante y de tracción, y en renovación de vías, a saber:

Compras a efectuar (en pesos de 1960)

980 vagones-tanque p/derivados x 1.000.000	980.000.000
28 furgones x 1.200.000	33.600.000
14 locomotoras x 18.200.000	<u>254.800.000</u>
	1.268.400.000

Suponemos dos casos de renovación de vías:

Caso a - Se estima que la renovación necesaria de vías, al cabo del año 10, es de un 10% de la distancia total (990 Km.),

y que el tráfico a realizar representa una cuarta parte del total de Ton/Km. del FCNGSM. El valor de 1 Km. de vía renovada se calcula en M\$N 4.000.000. La inversión adicional en vías ascenderá a M\$N 100.000.000.

$$100 \text{ Km.} \times \text{M\$N } 4.000.000 \times 0,25 = \text{M\$N } 100.000.000$$

Caso b - Se estima que el requerimiento de renovación de vías es de un 33% cada 10 años. O sea que a fines de los años décimo y vigésimo se requerirán inversiones adicionales en vías por valor de M\$N 330.000.000.

$$330 \text{ Km.} \times \text{M\$N } 4.000.000 \times 0,25 = \text{M\$N } 330.000.000$$

b) Síntesis de la inversión a realizar para la alternativa del servicio ferroviario solamente.

Millones de M\$N de 1960

<u>Períodos</u> <u>(años)</u>	<u>FFCC-a</u>	<u>FFCC-b</u>	<u>Observaciones</u>
0	740,0	740,0	Detalle en HIPOTESIS I
10	1.268,4	1.268,4	Material rodante y tracción
10	<u>100,0</u>	<u>330,0</u>	Renovación vías
	1.368,4	1.598,4	Total
20	-	330,0	Renovación vías

c) Amortización de la compra de una locomotora diesel. Incidencia por tren/Km.

El costo de una locomotora nueva de 1.400 HP se calcula en US\$ 200.000, con un equivalente de M\$N 17.000.000 al cambio de M\$N 83 por 1 dólar. El costo de un tanque de 12.000 galones (45,42 m³) se calcula en US\$ 14.500, equivalente a M\$N 1.200.000 a igual tipo de cambio. La anualidad correspondiente a 20 años de vida útil, al 6% de interés anual, sobre M\$N 18.200.000 (factor 0,087185) asciende a M\$N 1.586.767. No se considera valor residual. Estimando en 100.000 Km./año el recorrido medio

de una locomotora resulta una incidencia de M\$N 15,88 el tren/Km.

Amortización del material rodante nuevo.

La anualidad correspondiente a los 41 vagones, 20 años de vida útil, y al 6% de interés anual será:

$$\begin{aligned}
 35 \text{ v.t.d.} & \times \text{M\$N } 1.000.000 = \text{M\$N } 35.000.000 \\
 5 \text{ v.t.g.} & \times \text{M\$N } 1.600.000 = \text{M\$N } 8.000.000 \\
 1 \text{ furgón} & \times \text{M\$N } 1.200.000 = \text{M\$N } \underline{1.200.000} \\
 & \text{M\$N } 44.200.000 \\
 \text{M\$N } 44.200.000 & \times 0,087185 = \text{M\$N } 3.853.577
 \end{aligned}$$

Se estima para los vagones un recorrido medio anual de 50.000 Km.

En consecuencia, la incidencia por tren/Km. es de 77,10 pesos.

$$\text{M\$N } 3.853.577 \div 50.000 \text{ Km.} = \text{M\$N } 77,10$$

HIPOTESIS III

En la hipótesis del rubro las inversiones a realizar para el ferrot transporte son mayores que en las dos hipótesis anteriores por el mayor volumen a transportar. En el Anexo VIII se da un cálculo detallado de estas inversiones. No obstante ello, a continuación se muestra una síntesis de las mismas para el año cero, décimo y vigésimo.

Millones de M\$N de 1960

<u>Períodos</u> <u>(años)</u>	<u>FFCC</u>	<u>Observaciones</u>
0	392,0 1,716,4 <u>124,0</u> 2,232,4	Reacondicionamiento de vagones Compra material rodante y tracción Instalaciones subsidiarias
10	1.268,4 <u>330,0</u> 1.598,4	Compra material rodante y tracción Renovación vías
20	1.716,4 <u>330,0</u> 2.046,4	Compra material rodante y tracción Renovación vías

13 - Carga y descarga de vagones tanque: se trata de un costo directo adicional consistente en el costo promedio de YPF de removido a granel en

vagón-tanque desde la zona Luján de Cuyo. Su incidencia es de M\$N 34,20 el m³.

No se computan pérdidas por evaporación, aunque debe señalarse que su incidencia es importante, en especial dentro de la alternativa ferroviaria. En el caso del poliducto, las pérdidas por evaporación son mucho menores.

A N E X O S I I , I I I Y I V

ANEXO II

COSTO MARGINAL DEL TREN PETROLERO ESPECIAL
REMOLCADO POR UNA LOCOMOTORA DIESEL

(M\$N de 1960)

	<u>M\$N Tren/Km</u>
1. Combustibles	17,50
2. Lubricantes	1,20
3. Conservación locomotora titular	12,00
4. Conservación vehículos	41,00
5. Tripulación	11,85
6. Alistamiento	1,80
7. Gastos generales de galpón	0,90
8. Limpieza de vehículos	-
9. Adelantos, lonas, sogas	-
	<u>Costo de corrida</u> 86,25
10. Maniobras terminales e intermedias	6,06
11. Costo marginal de conservación de vías	<u>14,15</u>
	<u>Sub-total</u> <u>106,46</u>
12. <u>Gastos financieros</u>	
HIPOTESIS I - amortización vagones-tanque	51,99
HIPOTESIS II - amortización locomotora 15,88 amortización vagones <u>77,10</u>	92,98
13. Carga y descarga de vagones-tanque	34,20 el m3.

ANEXO II

COSTO MARGINAL DEL TREN PETROLERO

HIPOTESIS I - Alternativa ferrot transporte durante un plazo intermedio de 10 años - Inversión nueva mínima.

	<u>M\$N Tren/Km.</u>	
Costo de corrida	86,25	
Maniobras	6,06	
Conservación vías	<u>14,15</u>	106,46
Amortización vagones-tanque		<u>51,99</u>
Costo marginal		<u>158,45</u>
1.401.180 trenes/Km. x M\$N 158,45 =	222.016.971	
1.350.500 M3 x M\$N 34,20 =	<u>46.187.100</u>	
	<u>268.204.071</u>	

HIPOTESIS II - Inversión nueva en la totalidad de material rodante y de tracción.

Costo corrida, maniobras y conservación vías		106,46
Amortización locomotora	15,88	
Amortización vagones	<u>77,10</u>	<u>92,98</u>
Costo marginal		<u>199,44</u>
1.401.180 trenes/Km. x M\$N 199,44 =	279.451.339	
1.350.500 M3 x M\$N 34,20 =	<u>46.187.100</u>	
	<u>325.638.439</u>	

Carga y descarga vagones-tanque \$ 34,20 el M3.

ANEXO III

FCN SARMIENTO - EJERCICIO 1959/60

INCIDENCIA DE CADA ITEM DE COSTO POR TREN/KM.

(M\$N de 1960)

		Tren diesel
		<u>cargas</u>
1 - Combustible, lubricante y agua		16,90
2 - Conservación locomotora de tren		6,30
3 - Conservación vehículos		62,00
4 - Tripulación		18,75
5 - Alistamiento		1,80
6 - Gastos Generales de Galpón		0,90
7 - Limpieza vehículos		6,50
8 - Adelantos, lonas, sogas, etc.		<u>1,10</u>
<u>Costo de corrida</u>		114,25
Maniobra de tren:		
Combustibles, etc.	0,15	
Conservación locomotoras	0,35	
Tripulación	<u>2,60</u>	3,10
Maniobra pilota (a vapor)		
Combustibles, etc.	18,05	
Conservación locomotoras	22,90	
Tripulación	27,40	
Alistamiento	8,35	
Gastos generales de galpón	<u>4,20</u>	80,90
Obras pilotas (diesel y eléctrica)		<u>2,80</u>
		<u>86,80</u>
Gastos de maniobra (locomotora)		
1/3 atribuible a terminal	28,95	
2/3 atribuible a intermedias	<u>57,85</u>	86,80
Servicio de maniobras (cambista)		
1/3 atribuible a terminal	9,55	
2/3 atribuible a intermedias	<u>19,10</u>	28,65
<u>Costo Directo</u>		191,20
(Corrida + 2/3 maniobras)		
Superintendencias		7,25
Vehículo para servicio departamental		0,55
Reserva amortizaciones		<u>3,50</u>
<u>Costo variable</u>		241,00
(Tren + maniobras + otros gastos)		

	<u>Transporte</u>	241,00
Conservación vía		46,00
Conservación otros items de vías y obras		15,00
Servicio de playa		49,50
Personal de estaciones		20,90
Señaleros y guardabarreras		5,20
Superintendencia vías y obras y tráfico		15,80
Otros gastos de tráfico		2,60
Administración, Contaduría, etc.		23,80
Gastos no variables/tren Km.		<u>178,80</u>
<u>Costo total contable del tren/Km.</u>		<u><u>419,80</u></u>

INSTALACIONES SUBSIDIARIAS EN LA ALTERNATIVA FERROVIARIAMillones de M\$N de 1960Obras necesarias en las plantas de almacenaje:

<u>Denominación</u>	<u>Luján de Cuyo</u>	<u>Villa Mercedes</u>	<u>Rufino</u>	<u>Chacabuco</u>	<u>Gran Buenos Aires</u>	<u>Total</u>
<u>I - Obras Civiles</u>						
Pavimentos, estructura cargaderos, parque tanques adicional y desvíos férreos	1,8	3,3	5,5	5,3	49,5	65,4
<u>II - Obras Industriales</u>						
Provisión y montaje tanques adicionales, cañerías recepción ferrocarril, equipos de bombeo de carga y descarga y medidores para vagones-tanque, adicional luz y fuerza motriz, y expropiaciones	-	6,7	8,3	6,6	37,0	58,6
<u>Total</u>	<u>1,8</u>	<u>10,0</u>	<u>13,8</u>	<u>11,9</u>	<u>86,5</u>	<u>124,0</u>

SECCION 4 - ALTERNATIVA POLIDUCTO

Costos de operación de oleoductos o poliductos

Los principales elementos que componen los costos de operación de un oleoducto consisten en:

- 1 - Sueldos y salarios.
- 2 - Gastos de combustibles de las estaciones de bombeo.
- 3 - Gastos de mantenimiento.
- 4 - Depreciación anual de los activos fijos.

Los costos de operación de una estación de bombeo se componen de: gastos de combustibles, gastos de personal y gastos de mantenimiento. En una estación de tipo semi-automático (o sea distinta de las que son operadas en forma manual o que se operan electrónicamente desde una Oficina Central), en la que todo el equipo de bombeo se controla desde una sala de control, se requieren dos hombres por turno. Uno para operar los controles de la estación (bombas, motores y tanques), y otro para tareas de mantenimiento y comunicaciones. Este personal es suficiente para equipos de $2\frac{1}{2}$ bombas. Sólo se requeriría agregar un hombre más por turno en caso de aumentar el número de bombas. Además de estas seis personas mencionadas, (2 por turno) es necesaria la actuación de un ingeniero jefe, un asistente y una persona para tareas generales. En síntesis, para la operación de una estación de bombeo de las características indicadas se requiere un equipo de nueve personas.

Los gastos de combustibles constituyen también un rubro importante en la operación de una estación de bombeo y dependen directamente del número de bombas y motores en funcionamiento.

Los gastos de mantenimiento cubren los repuestos para los equipos, lubricantes, reparaciones, conservación, etc., y son de menor importancia en relación a la mano de obra y combustibles.

Existen otros gastos de personal dentro del sistema de operación de un oleoducto, que se resumen de la siguiente forma:

- 1 - Personal de la Oficina Central encargada de la supervisión de todo el sistema.
- 2 - Personal de la estación terminal, que requiere un número de personas similar al de las estaciones de bombeo.
- 3 - Personal de la patrulla aérea a lo largo del recorrido de las tuberías, para localizar pérdidas.

Por último deben mencionarse los gastos de materiales y de personal para el mantenimiento de las tuberías, tanques de almacenamiento y sistemas de comunicación.

Costos medios de operación

Debemos señalar tres características de los costos de operación del transporte por tuberías.

- 1 - A medida que aumenta el diámetro de las tuberías, los costos medios por m³ transportado descienden. En consecuencia, es aconsejable transportar el petróleo o los derivados por líneas tan grandes como sea posible. Las líneas de gran diámetro son las que presentan el más alto valor de tráfico con respecto al plano de los costos, cuando se las compara con otros medios competitivos de transporte.
- 2 - Una vez instalado un sistema de tuberías, con un diámetro determinado, se puede expandir la capacidad de transporte aumentando el número de estaciones de bombeo. Tal expansión ocasionará una variación de los costos medios, cuya amplitud dependerá del diámetro de las cañerías. Así, la capacidad de una línea de gran diámetro puede expandirse apreciablemente sin incurrir en un aumento de los costos medios. Aún, con moderadas expansiones, puede obtenerse una disminución de los costos medios.
- 3 - Si un oleoducto o poliducto se opera permanentemente con un volumen de transporte inferior a su capacidad normal, los costos medios por m³ se

se elevarán rápidamente por la incidencia de los costos fijos. En consecuencia, no es aconsejable que los oleoductos sean operados a volúmenes diarios inferiores a la capacidad normal, puesto que entonces se producirán costos superiores a los necesarios.

Descripción del proyecto de poliducto

La alternativa del poliducto analizada en este estudio se basa en un proyecto de conducto que uniría Luján de Cuyo (Mendoza) con una terminal ubicada en el Oeste del Gran Buenos Aires, sobre una distancia de 990 Km., con estaciones de almacenaje y distribución a granel en Villa Mercedes, Rufino y Chacabuco.

La línea tendría un diámetro de 10 3/4" (27,3 cm.), con tres estaciones de bombeo que darían una capacidad de transporte de 3.700 m³/día o aproximadamente 1.350.500 m³/año. Las estaciones podrían ser elevadas a siete, con lo cual la capacidad de bombeo sería de 6.325 m³/día o un total de 2.308.600 m³/año.

El proyecto incluiría un sistema de comunicaciones moderno, compuesto de 90 canales como mínimo, para permitir una explotación eficiente de la línea y el bombeo de diferentes grados de productos destilados. Como se describió anteriormente en las hipótesis I y II, los requerimientos de transporte ascenderían a 1.350.500 m³/año y la tubería sería empleada a plena capacidad en su primer tramo de Luján de Cuyo-Villa Mercedes, ya que al Gran Buenos Aires llegarían unos 679.500 m³/año de destilados. El poliducto sería reversible para ser utilizado eventualmente en dirección Buenos Aires-Mendoza, de acuerdo a las necesidades de las zonas intermedias y/o terminales que se prevé variarían hacia fines de la presente década.

En la HIPOTESIS III se considera que el poliducto opera con siete estaciones de bombeo. En consecuencia, el caudal a transportar asciende a 2.308.000 m³/año. En este caso se supone que al Gran Buenos Aires llegan

1.448.000 m³/año de productos destilados.

Costos de capital del poliducto

Los costos de capital se basan en las licitaciones llamadas por YPF en ocasión de la construcción del oleoducto Campo Durán-San Lorenzo, y han sido ajustados a precios de 1960. En la tabla resumen del Anexo V se especifican los costos, expresados en dólares, de las tuberías, plantas de almacenaje, estaciones de bombeo y comunicaciones.

COSTOS DE OPERACION DEL POLIDUCTO MENDOZA-BUENOS AIRES

La estimación de los costos de operación se efectúa sobre la base de dos supuestos distintos de capacidad de transporte, a saber:

Caso I - 3 estaciones de bombeo; 3.700 m³/día
Caso II - 7 estaciones de bombeo; 6.325 m³/día

Los costos en pesos corresponden a precios del año 1960 y su conversión a dólares se efectúa al cambio de M\$N 83 por dólar.

Sueldos y Salarios

Podemos estimar como normal un equipo de 16 personas para la estación de cabecera, 12 personas para cada una de las estaciones intermedias, y 16 personas para la estación terminal. La función supervisora de la operación del oleoducto podría efectuarse desde una oficina central, común a los tres sistemas de tuberías (del Norte, de Neuquén y de Mendoza). No obstante, consideramos separadamente el personal que suponemos afectado al poliducto Mendoza-Buenos Aires, a los efectos de computar en el costo de operación los correspondientes gastos de personal.

El personal requerido para el mantenimiento de las tuberías y estaciones de bombeo se estima en 12 personas. En el siguiente cuadro se detalla el personal requerido para operar el poliducto.

<u>Casos:</u>	<u>Número de empleados</u>	
	<u>I</u>	<u>II</u>
<u>Sector de actividad:</u>		
Estación de bombeo de cabecera	16	16
Estaciones de bombeo intermedias	24	72
Estación terminal	16	16
Oficina Central		
-programación y despacho	5	
-contralor y estadística	2	
-dependencias	2	
-comunicaciones	<u>3</u>	12
Mantenimiento de tuberías y estaciones de bombeo	<u>12</u>	<u>12</u>
Total de empleados	<u>80</u>	<u>128</u>

El monto anual por empleado lo estimamos en M\$N 195.000.- (incluyendo el aporte jubilatorio patronal y un mes de aguinaldo). Por lo tanto, el total anual en concepto de sueldos y salarios asciende a:

Caso I - M\$N 15.600.000	U\$S 187.952
Caso II - M\$N 24.960.000	U\$S 300.722

Combustibles y Lubricantes

Se supone que cada estación de bombeo dispone de tres unidades de bombeo, de las cuales dos unidades operan normalmente, y la tercera es de reserva. A razón de un consumo diario de 7.333 m³/día de gas, los volúmenes anuales y sus respectivos costos (a M\$N 1,30 el m³, importe que incluye un adicional por lubricantes) serán:

Caso I - 8.029.635 m ³ ;	M\$N 10.438.526;	U\$S 125.765
Caso II - 18.735.815 m ³ ;	M\$N 24.356.560;	U\$S 293.453

(Se calculan 550 HP por unidad de bombeo)

Mantenimiento

Para las estaciones de bombeo se estima en el 2% anual del valor total de las mismas. El mantenimiento de las tuberías se estima en U\$S 15

por kilómetro y por año. El de los tanques de almacenamiento se calcula a razón de un centavo de dólar por barril y por año (o su equivalente de 6,3 centavos de dólar por m³/año). En resumen se tiene:

Casos:	U\$S	
	I	II
<u>Mantenimiento</u>		
Estaciones de bombeo	153.264	282.651
Tuberías	14.850	14.850
Tanques de almacenaje	<u>1.445</u>	<u>1.445</u>
	169.559	298.945

Tanques de almacenaje

Para obtener la capacidad en barriles se parte del costo de la inversión, o sea U\$S 7.227.226 y se divide por 5, dado que se considera un costo de inversión de U\$S 5 por barril.

Por lo tanto, se obtienen 144.544 barriles (22.943 m³), los que multiplicados por U\$S 0,01 equivalen a U\$S 1.445.

Depreciación

Las tuberías y tanques de almacenaje se deprecian normalmente en 30 años, y las estaciones de bombeo y comunicaciones en 15 años. Se emplea el método de anualidad.

En el cómputo de la depreciación se parte del supuesto que el valor residual de la inversión al final de los años de vida útil es nulo, es decir que el valor "scrap" se compensaría totalmente con los gastos de desmantelamiento. Se utiliza este supuesto para hacer más conservadora la estimación de los costos de operación.

Método de anualidad

A - Tuberías y tanques (30 años, 6% anual)

$$23.903.479 + 7.227.226 = \text{U\$S } 31.130.705 \times 0,072649 = \text{U\$S } 2.261.615$$

B - Estaciones de bombeo y comunicaciones (15 años, 6% anual)

Caso I - U\$S 7.663.200 x 0,102963 = U\$S 789.026

Caso II - U\$S 14.132.525 x 0,102963 = U\$S 1.455.127

En el Anexo V se incluye un cuadro resumido con las inversiones de capital y el costo de operación anual de los Casos I y II.

ANEXO V

POLIDUCTO MENDOZA-BUENOS AIRES

INVERSIONES Y COSTOS DE OPERACION ANUAL

<u>Características - Casos</u>	<u>I</u>	<u>II</u>
Nº de estaciones de bombeo	3	7
	U\$S	U\$S
<u>Inversión</u>		
Tuberías	23.903.479	23.903.479
Plantas de almacenaje	7.227.226	7.227.226
Estaciones de bombeo	4.851.987	11.321.312
y Comunicaciones	2.811.213	2.811.213
	<u>7.663.200</u>	<u>14.132.525</u>
Totales	<u>38.793.905</u>	<u>45.263.230</u>
<u>Costo de Operación Anual</u>		
Sueldos y salarios	187.952	300.722
Combustibles y lubricantes	125.765	293.453
Mantenimiento	169.559	298.945
Sub-total	<u>483.276</u>	<u>893.120</u>
<u>Depreciación</u>		
Tuberías y Tanques	2.261.615	2.261.615
Estac. de Bombeo y Comunic.	789.026	1.455.127
Total Anual	<u>3.533.917</u>	<u>4.609.862</u>
m3/día	3.700	6.325
m3/año	1.350.500	2.308.625

SECCION 5 - ANALISIS FINANCIERO

HIPOTESIS I - SOLUCION EN UN PLAZO INTERMEDIO DE 10 AÑOS

Determinación del flujo de fondos

En la alternativa ferroviaria se estableció que las necesidades de inversión ascienden a M\$N 740 millones. Los desembolsos de fondos que se producirían en el período de 10 años de operación consisten en montos anuales de M\$N 195.4 millones. Se estima un valor residual de M\$N 112 millones para los vagones-tanque para transporte de gas. La inversión adicional a efectuar en los vagones-tanque para derivados y la correspondiente a instalaciones subsidiarias se consideran totalmente amortizadas al cabo de 10 años. (Ver Anexo VI)

En la alternativa poliducto se estimó en M\$N 2.620 millones el valor de la inversión, sin incluir la inversión en tanques de almacenamiento, puesto que para ambas alternativas, ferrocarril y poliducto, sería necesario efectuar un gasto de capital equivalente. Los costos anuales representan un monto de M\$N 40.1 millones. El valor residual se computa teniendo en cuenta dos casos: A) amortización de las tuberías en 30 años y de las estaciones de bombeo en 15 años, de lo que resulta un valor residual de M\$N 1.534,7 millones al término de 10 años de operación; y B) amortización de las tuberías en 20 años, y de las estaciones de bombeo en 10 años. En consecuencia, sólo se estima un valor residual para las tuberías, que asciende a M\$N 992,0 millones. (Ver Anexo VI)

En ninguna de las dos alternativas se incluyen amortizaciones anuales. El flujo de fondos resultante se sintetiza a continuación:

Casos	Millones de M\$N de 1960 - Ingresos/(Egresos)			POLIDUCTO		
	FFCC			COSTO		
	Inversión	Costo anual marginal	Valor Residual	Inversión	Costo Anual Total	Valor Residual
A	(740)	(195,4)	112	(2.620)	(40,1)	1.534,7
B	(740)	(195,4)	112	(2.620)	(40,1)	992,0

Se observa que en la alternativa ferroviaria la inversión inicial es apreciablemente inferior al poliducto (que la excede en más de tres veces y media), en tanto que los costos anuales del ferrocarril son superiores a los del poliducto en casi cinco veces.

En el flujo de fondos correspondiente a cada alternativa, los montos iniciales por inversión y los gastos anuales de operación, por tratarse de desembolsos, constituyen valores negativos. Por el contrario, los valores residuales se consideran flujos positivos o ingresos. Ello es así porque se supone, con fines de simplificar el análisis, que dicho valor residual es el monto recuperable, en caso de venta o transferencia a terceras partes, de la inversión existente al cabo de 10 años de operación.

En el Anexo VI, punto 3 figuran estos flujos de fondos para ambos casos A) y B), conjuntamente con un flujo diferencial que resulta de restar entre sí los fondos de cada alternativa.

En el caso A) se observa que la diferencia de flujos entre ambas alternativas arroja una cantidad neta positiva de M\$N 1.095,5 millones en favor del poliducto. Es decir que, en el período de 10 años analizado, la alternativa ferroviaria produciría una mayor erogación de M\$N 1.095,5 millones. Esto es cierto para el caso en que el valor del dinero en el tiempo sea cero y nos resulte indiferente cobrar una suma de dinero hoy, o dentro de uno o más años. Dado que el dinero tiene un valor en el tiempo, descontamos los flujos de fondos a distintas tasas de descuento obteniendo los correspondientes valores actuales que se representan en el gráfico N° 1.

Dicho gráfico demuestra que los costos del poliducto, para el período analizado de 10 años, aumentan a medida que aumenta el valor del dinero o tasa de descuento, mientras que la alternativa ferroviaria presenta una tendencia opuesta. O sea que, a medida que se encarece el valor del dinero, el valor actual del flujo de fondos disminuye.

Además, se observa que la alternativa ferroviaria es equivalente a la del poliducto, caso A, cuando el costo del dinero es del 6,5% anual. Para costos de dinero entre 0 y 6.5% anual, la alternativa ferroviaria es inconveniente, puesto que el valor actual de los desembolsos netos son mayores que los del poliducto. Para costos de dinero superiores al 6,5% anual, la alternativa ferroviaria es más conveniente que el poliducto.

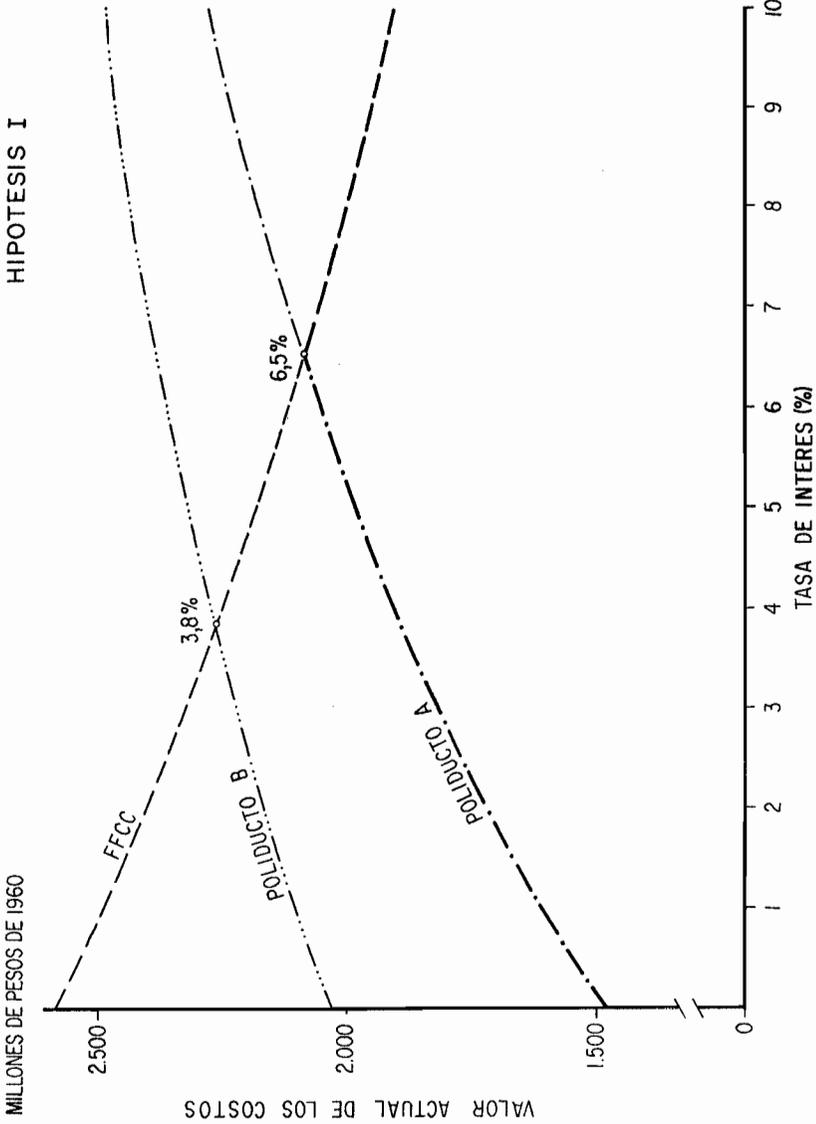
En el caso B, ambas alternativas (ferrocarril y poliducto) son equivalentes cuando el costo del capital es del 3,8%. Para tasas de interés inferiores a dicho valor, la alternativa poliducto es más conveniente y deja de serlo a medida que las tasas de costo del capital exceden del 3,8% anual.

Desde el punto de vista financiero el problema de seleccionar la alternativa más conveniente se convierte en un problema de costo de los fondos o costo del capital para el gobierno. Si el gobierno dispusiera de un mercado de capitales a largo plazo, en el país o en el exterior, las tasas de interés que rigieran en dicho mercado constituirían el patrón de medidas para proceder a la selección de alternativas u oportunidades de inversión.

Si el gobierno pudiera conseguir financiación a largo plazo, cuyo costo fuera inferior al 6,5% para el caso A), o inferior al 3,8% para el caso B), es indudable que la alternativa poliducto es más ventajosa que la ferroviaria. En caso contrario la alternativa ferroviaria es superior desde el punto de vista financiero. No obstante, debemos señalar que estamos considerando un plazo relativamente breve de tiempo en que se trata de utilizar una inversión ya existente.

Es por ello que podemos expresar que sólo como solución de plazo intermedio frente a una escasez de fondos de inversión, y siempre que no se consigan fondos a tasas inferiores al 6,5% de interés anual, y que el caudal de productos a transportar no supere el nivel considerado en esta hipótesis, será aconsejable continuar con el servicio de ferrot transporte.

CURVAS DEL VALOR ACTUAL DE LOS COSTOS HIPOTESIS I



A más largo plazo, (HIPOTESIS II) los requerimientos de inversión serán mayores para el ferrot transporte, puesto que será necesario: renovar totalmente el material rodante reacondicionado; comprar nuevo material de tracción; y efectuar inversiones adicionales en la infraestructura (vías, durmientes, obras civiles, etc.)

HIPOTESIS II - SOLUCION A LARGO PLAZO ABARCANDO UN PERIODO DE 30 AÑOS

Ya hemos visto que, a menos que se obtenga financiación a largo plazo con un costo del capital inferior al 6,5% anual, la alternativa ferroviaria es la más conveniente para el transporte durante los próximos 10 años.

Para un período más largo se analizan tres alternativas de transporte, a saber:

- 1) Construcción del poliducto.
- 2) Explotación ferroviaria en los próximos 10 años, y luego construcción del poliducto.
- 3) Explotación ferroviaria durante los próximos 30 años.

En el gráfico N° 2 se encuentran representadas cuatro curvas de costos correspondientes a:

"Poliducto - Caso A", el flujo de fondos se compone de los costos de inversión y totales de operación del poliducto y ningún valor residual al cabo de los 30 años, dado que las tuberías quedan totalmente amortizadas, y lo mismo ocurre con las estaciones de bombeo, para las que se efectúa una segunda inversión a fines del año 15 y al cabo del año 30 quedan completamente amortizadas. (Ver Anexo VII)

"PFCC - Poliducto A", los fondos que se requieren para esta alternativa consisten en: los relativos a la alternativa ferroviaria para el plazo intermedio de 10 años, reflejando un valor residual de M\$N 112 millones, que

corresponde a los vagones-tanque para gas licuado, al cabo del año 10, y los fondos relativos a la alternativa poliducto, caso A, que representa una amortización normal de 30 años para las tuberías y 15 años para las estaciones de bombeo. Es por ello que, al cabo del año 30, el valor residual del poliducto ascienda a M\$N 1.085,3 millones. (Ver Anexo VII)

"Ferrocarril", los flujos de fondos han sido calculados teniendo en cuenta la alternativa ferroviaria para plazo intermedio y luego los requerimientos de inversión para continuar el ferrot transporte durante los siguientes 20 años. Los costos anuales considerados son marginales y no totales, según se ha explicado precedentemente.

Se contemplan dos casos: "FFCC-a" y "FFCC-B". En el primero se supone una inversión mínima a realizar en la infraestructura, consistente en renovar el 10% de las vías en el año décimo, o sea en el momento en que debe procederse a la compra de material rodante y de tracción. (Ver sección 3, punto 12 y Anexo VII) En el caso b) se fijan requerimientos de inversión más realistas, dado que se considera necesario una renovación de vías del 33% en los años décimo y vigésimo, con una vida útil de 30 años. En ambos supuestos, del 10% y 33% de renovación de vías, sólo se asigna al tráfico de productos de la alternativa ferroviaria una cuarta parte del total.

En el Anexo VII se acompañan en detalle los cálculos de flujo de fondos, y los valores descontados pertinentes.

En el gráfico N° 2 se observa que las curvas de costo relativas a "Poliducto - A" y "FFCC - Poliducto A" se cortan en el punto en que el costo del capital es del 9% anual. Ello significa que, en tanto se pueda conseguir financiación a largo plazo con intereses inferiores al 9% anual, la alternativa poliducto es la más conveniente. Debe notarse que con un interés del 8% anual la diferencia de costos entre ambas alternativas no es muy importante, pues difieren entre sí en M\$N 107 millones.

A medida que aumenta el costo del capital, y excede el 9% anual de interés, la curva "FFCC - Poliducto A" se convierte en la alternativa más conveniente, hasta llegar al 12%, en que la curva "FFCC-a" pasa a representar los costos menores.

La porción de cada una de las cuatro curvas mencionadas que representa los menores costos ha sido destacada con una línea más gruesa, la que podemos designar como curva general de costos. Es decir que, para un porcentaje de interés anual determinado, encontraremos en la curva general de costos cuál es la alternativa más conveniente de escoger. Así se observa que la construcción del poliducto es recomendable para costos de capital que no excedan del 9% anual. Si el costo del capital variara entre un 9% y un 12%, la alternativa "FFCC - Poliducto A" sería la más conveniente. En cambio, si el costo del capital excediera del 12% anual, la alternativa "FFCC-a" pasa a convertirse en la más conveniente desde el punto de vista financiero.

Del gráfico N° 1, que refleja las curvas de costos para un plazo intermedio de 10 años, se derivaba que hasta un costo del 6,5% anual era más conveniente el poliducto. Combinando los resultados de los gráficos N° 1 y N° 2, podemos concluir que la alternativa "FFCC - Poliducto A" es la más conveniente de las tres alternativas estudiadas para largo plazo, dentro de una gama de costo de capital que varíe entre el 9% y el 12% de interés anual. Este criterio de selección permitiría combinar las ventajas de ambos medios de transporte - ferrot transporte y poliducto - en especial ante dificultades de financiación en el plazo intermedio.

En el gráfico N° 3 se vuelven a representar las curvas de costos correspondientes a las alternativas mencionadas para el gráfico N° 2, pero los flujos de fondos computados corresponden a un período de 20 años en lugar de 30 años. Ello es así porque para la alternativa "Poliducto B" se considera una amortización acelerada, computándose una vida útil de 20 años para las tuberías y de 10 años para las estaciones de bombeo.

En la alternativa "FFCC - Poliducto B" se supone que para el período intermedio de 10 años se opta por el ferrot transporte, y a partir de entonces se habilita el poliducto con una amortización igual a la alternativa "Poliducto B". Es decir que al cabo del año 20 el poliducto tiene un valor residual de M\$N 992 millones equivalentes a la parte no amortizada de las tuberías.

La curva correspondiente a la alternativa "FFCC" es idéntica a la empleada en el gráfico N° 2.

La curva general de costos, identificada por los trazos más gruesos, nos demuestra que para costos de capital comprendidos entre 0% y 6%, la alternativa más conveniente es la del poliducto, entre el 6% y el 7,8% de interés anual, la alternativa "FFCC - Poliducto B" se convierte en la más favorable, y para costos del capital superiores al 7,8% anual la alternativa "FFCC-a" es la que prevalece como más económica.

Es indudable que si se pretende amortizar la inversión del poliducto en un período más breve de lo normal (20 años en lugar de 30 años), la alternativa poliducto se hace más difícil de justificar financieramente y la alternativa "FFCC - Poliducto B" pasa a ser más factible de realizar.

De todo lo expuesto se desprende que para seleccionar la alternativa más conveniente desde el punto de vista financiero, es necesario saber si se dispone de financiación a largo plazo y a qué tasas de interés anual se obtienen dichos fondos. No obstante ello, surge en forma definida que la alternativa "Poliducto" y "Ferrot transporte" son los casos extremos, dado que a menor costo del capital, más conveniente se hace la alternativa "Poliducto" y a mayor costo del capital, la alternativa "Ferrot transporte" es la que ofrece los menores costos.

Ello es lógico de explicar por las mayores inversiones que

requiere de inmediato el poliducto y la menor incidencia de sus costos operativos anuales, mientras que el "Ferrot transporte" requiere una pequeña inversión marginal inicial y posee costos marginales de operación anual de mayor magnitud.

CONCLUSION

Dado que el plazo normal de amortización de los poliductos es de 30 años para las tuberías y 15 años para las estaciones de bombeo, consideramos que el caso "Poliducto-A" es el que debería tomarse como el más indicado para tomar una decisión de inversión.

A su vez, de los dos casos examinados para la alternativa ferroviaria, consideramos que el b) es el que debe tomarse en cuenta a efectos comparativos, puesto que incluye desembolsos por renovación de vías en una proporción consistente con el período de vida útil normal de las mismas.

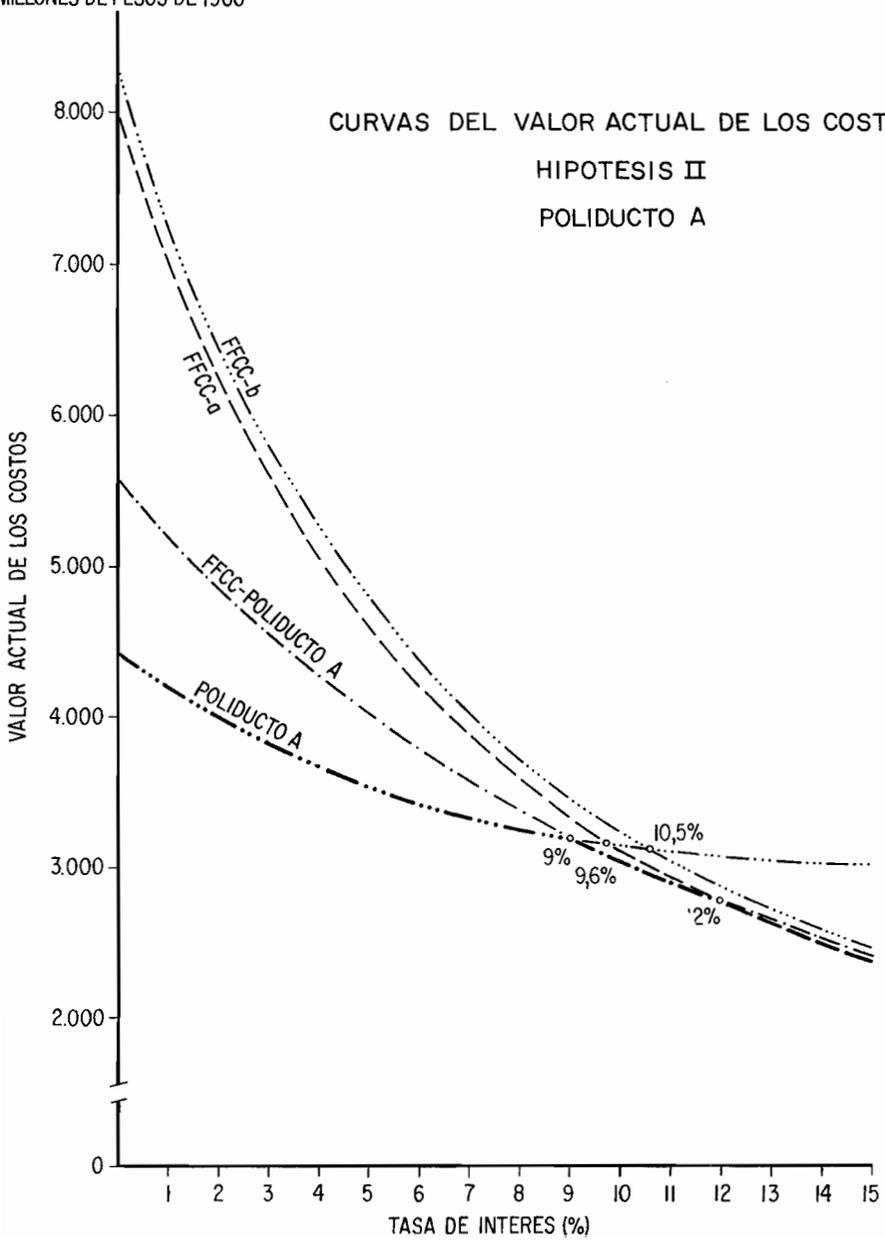
En consecuencia, al comparar la alternativa "Poliducto-A" con la correspondiente a "FFCC-b" se desprende que la primera es la más ventajosa ya que sería factible obtener financiación a largo plazo a tasas de interés inferiores al 10,5% anual.

Sólo como solución de plazo intermedio, y siempre que no se resuelva ampliar la capacidad de refinación de la destilería Luján de Cuyo dentro de los próximos 10 años, se recomienda continuar la explotación ferroviaria con las inversiones mínimas requeridas por la HIPOTESIS I y las instalaciones de almacenaje que fueron excluidas de la misma al sólo propósito comparativo. Al cabo de este período intermedio será forzoso recurrir al poliducto como la solución más ventajosa.

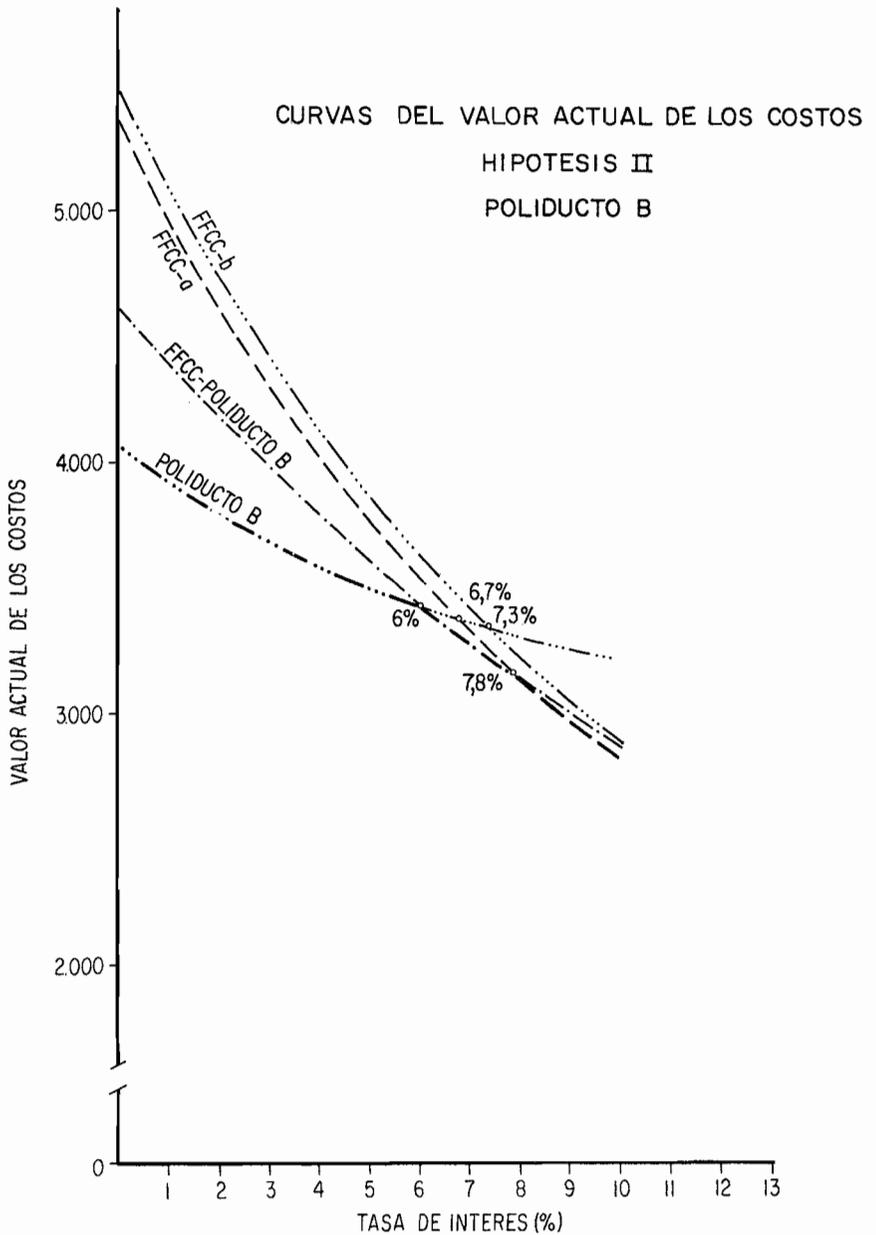
Como se verá en la HIPOTESIS III, si el caudal a transportar llegara a 2.308.000 m³/año, la alternativa poliducto sería la más económica posible, aún para tasas de interés del orden del 34/36% anual.

MILLONES DE PESOS DE 1960

CURVAS DEL VALOR ACTUAL DE LOS COSTOS
HIPOTESIS II
POLIDUCTO A



MILLONES DE PESOS DE 1960



HIPOTESIS III

Recordemos que en esta hipótesis el caudal de productos a transportar es de importancia, ya que asciende a 2.308.000 m³/año.

En el gráfico N° 4 se representan dos curvas de costos correspondientes a:

"Poliducto - Caso A" - La corriente total de fondos para el período de 30 años en que opera el poliducto asciende a M\$N 6.553,7 millones. (Ver Anexo VIII)

"Ferrocarril" - Los fondos totales para el período ascienden a M\$N 16.112,8 millones. (Ver Anexo VIII)

De la observación del gráfico se desprende que ambas curvas se cortan en el punto en que el costo del capital es del 36% anual. Para tasas inferiores a este porcentaje el "Poliducto - A" es el más conveniente desde el punto de vista financiero, ya que sus costos son menores a los de la alternativa ferroviaria. Es indudable entonces que el poliducto se presenta como la mejor solución de transporte, por la superioridad de su valor de tráfico, en el plano de los costos, comparado con el ferrot transporte.

En el gráfico N° 5 se compara la misma curva de costo de la alternativa "Ferrocarril" con la correspondiente al "Poliducto - Caso B". Se comprueba que el punto de corte de ambas curvas se produce cuando el costo del capital llega al 34,3% anual. O sea que aún suponiendo una depreciación acelerada para el poliducto (20 años) esta alternativa sigue siendo la que mejor satisface los requerimientos de transporte desde el punto de vista financiero.

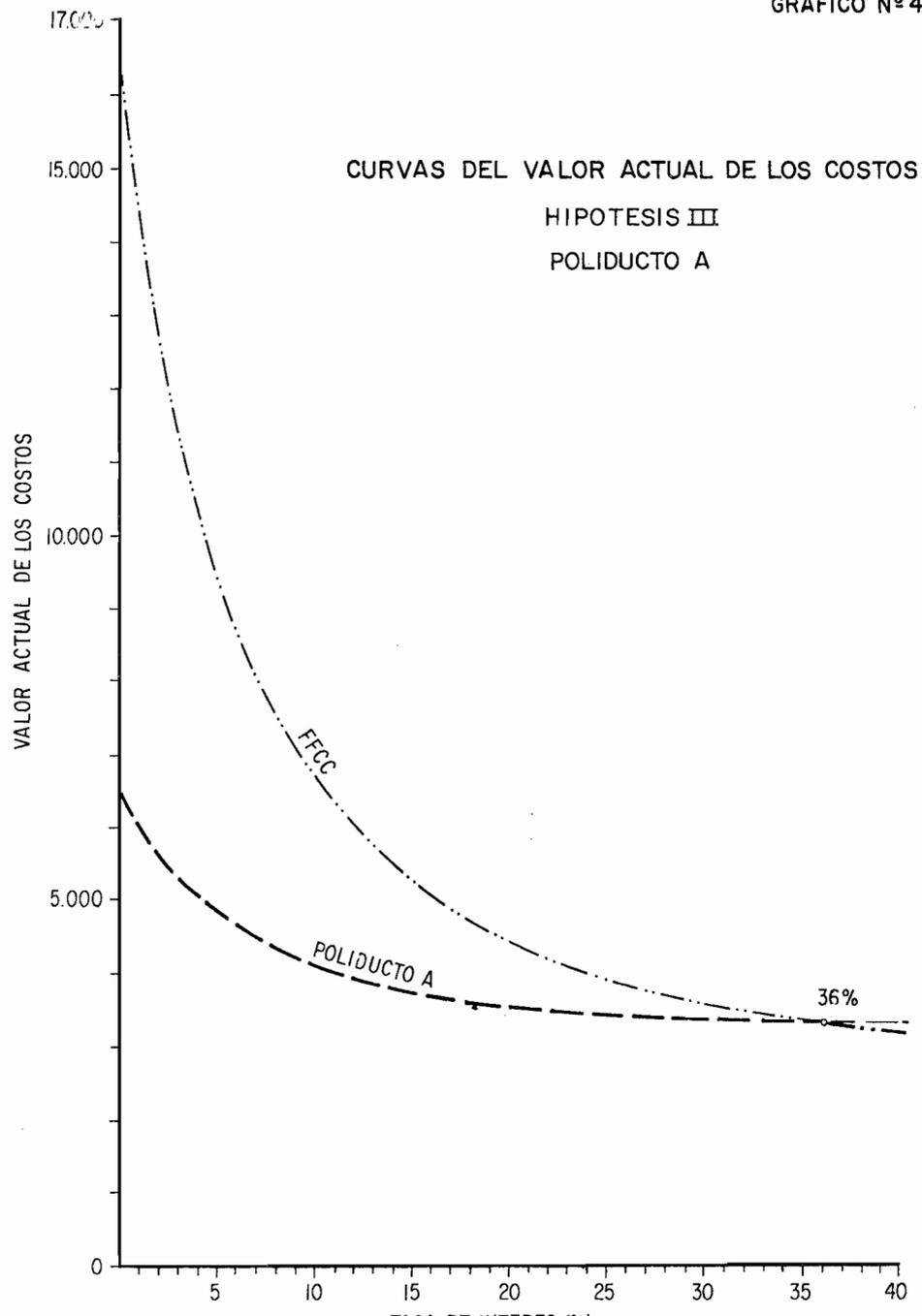
OTROS PLANOS DEL VALOR DE TRAFICO

La seguridad y la calculabilidad constituyen otros planos del valor de tráfico del poliducto Mendoza-Buenos Aires en que también se manifiesta

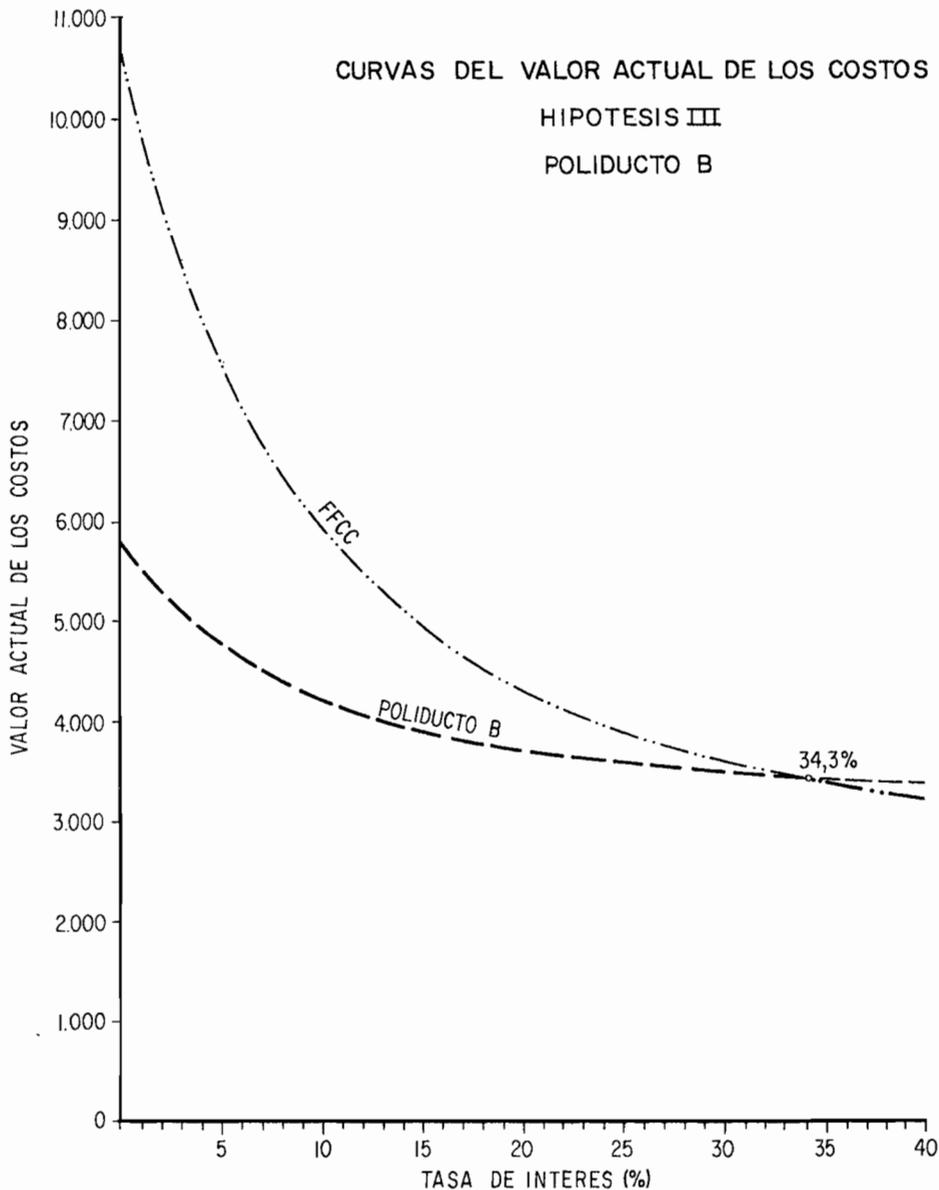
una superioridad con respecto al ferrot transporte. El poliducto recibe los productos en la refinería y los entrega en sus distintos destinos durante veinticuatro horas diarias en forma ininterrumpida y constante. Es evidente que el servicio ferroviario no provee tal seguridad y calculabilidad.

En el plano de la capacidad de masa, si bien ambos medios de transporte superan al camión-tanque, debemos destacar que los sistemas de tuberías se caracterizan por presentar costos medios decrecientes por m^3/Km cuanto mayor es el volumen a transportar. Es por ello que existe una tendencia mundial a construir, cuando las circunstancias lo permiten, líneas de gran diámetro a efectos de aumentar la capacidad de masa.

Por el contrario, el ferrot transporte ofrece una mayor flexibilidad que las tuberías para adaptarse a nuevos requerimientos de transporte, como sería el caso en que el movimiento futuro de productos sea incierto, y pueda disminuir apreciablemente el volumen a transportar. Ante tales circunstancias el material rodante y de tracción excedente, afectado al tráfico ferroviario, puede destinarse a otras regiones del país, en tanto que las tuberías operarán con volúmenes inferiores a su capacidad normal, y en consecuencia, costos elevados durante el resto de su vida útil.



MILLONES DE PESOS DE 1960



A N E X O VI

ANEXO VI

HIPOTESIS I

Millones de M\$N de 1960
Ingresos/(Egresos)

Casos	FFCC			POLIDUCTO		
	<u>Inversión</u>	Costo Marginal Anual	Valor Residual	<u>Inversión</u>	Costo Operativo Total Anual	Valor Residual
A	(740,0)	(195,4)	112,0	(2.620,0)	(40,1)	1.534,7
B	(740,0)	(195,4)	112,0	(2.620,0)	(40,1)	992,0

1 - FFCC

Inversión: Según se determinó en Sección 3 (Alternativa Ferroviaria), Punto 12, se requiere una inversión de M\$N 740.000.000, a saber: reacondicionamiento y compra de vagones, M\$N 616 millones; e instalaciones subsidiarias, M\$N 124 millones.

Costo marginal: El requerimiento de transporte ascenderá a 1.401.180 tren/Km. El costo marginal del tren/Km. se estableció en M\$N 106,46 (Ver Sección 3, Anexo II), excluyendo la incidencia de la depreciación de vagones-tanque, ya que, en el flujo de fondos, la misma está reflejada por la diferencia entre el valor original de inversión (M\$N 616,0 M) y el valor residual (M\$N 112,0 M). La carga y descarga de vagones-tanque se estableció en M\$N 34,20 por m3. (Ver Sección 3, punto 13).

En resumen:

$$\begin{aligned}
 &1.401.180 \text{ tren/Km} \times \text{M\$N } 106,46 = 149.169.623 \\
 &1.350.500 \text{ m3} \quad \times \text{M\$N } 34,20 = \underline{46.187.100} \\
 &\text{M\$N } 195.356.723
 \end{aligned}$$

Valor residual: Vagones p/derivados reacondicionados, sin valor residual. Vagones para gas (M\$N 224.000.000 % 2), con un valor residual de M\$N 112.000.000.

Tren/Km.: $\frac{1.350.500 \text{ m}^3/\text{año}}{1.400 \text{ m}^3/\text{tren}} = 965 \text{ tren/año}$
 distancia media = 726 Km.
 viajes de ida y retorno = 726 Km. x 2 = 1.452 Km.
 965 trenes x 1.452 Km. = 1.401.180 tren/Km.

Distancia media: Tres alternativas posibles de movimiento de productos.

	Km.	Miles m ³ /año	Miles m ³ /Km.	Miles m ³ /año	Miles m ³ /Km.	Miles m ³ /año	Miles m ³ /Km.
V.Mercedes	320	140,0	44,800	250,0	80,000	350,0	112,000
Rufino	580	184,0	106,720	250,0	145,000	300,0	174,000
Chacabuco	780	347,0	270,660	400,0	312,000	550,0	429,000
Gran Bs.As.	990	<u>679,5</u>	<u>672,705</u>	<u>450,5</u>	<u>445,995</u>	<u>150,5</u>	<u>148,995</u>
		1.350,5	1,094,885	1,350,5	982,995	1,350,5	863,995

$d_m = 811 \text{ Km.}$ $d_m = 728 \text{ Km.}$ $d_m = 640 \text{ Km.}$

$$d_m = \frac{811 + 728 + 640}{3} = 726 \text{ Km.}$$

2 - POLIDUCTO

Inversión: U\$S 31.566.700 x M\$N 83 = M\$N 2.620.000.000 (Ver capítulo 4, Alternativa Poliducto, Anexo V). Se excluye la inversión en tanques de almacenamiento.

Costo operativo anual: U\$S 483.276 x M\$N 83 = M\$N 40.111.908 (Ver Anexo V).

Valor residual:

Caso A - tuberías (30 años)

U\$S 23.903.479 x 2/3 x M\$N 83 = M\$N 1.322.659.199
 estaciones (15 años)

U\$S 7.663.200 x 1/3 x M\$N 83 = M\$N 212.015.200

Valor residual = M\$N 1.534.674.399

Caso B - tuberías (20 años)

U\$S 23.903.479 x 1/2 x M\$N 83 = M\$N 991.994.420
 estaciones (10 años) = totalmente depreciada.

3 - CALCULOS

	<u>0</u>	<u>1-10</u>	<u>10</u>	
Poliducto A	(2.620)	(401,2)	1.534,7	
FFCC	<u>(740)</u>	<u>(1.954,0)</u>	<u>112,0</u>	
	(1.880)	1.552,8	1.422,7	= 1.095,5
Poliducto B	(2.620)	(401,2)	992,0	
FFCC	<u>(740)</u>	<u>(1.954,0)</u>	<u>112,0</u>	
	(1.880)	1.552,8	880,0	= 552,8

HIPOTESIS I

POLIDUCTO "A" versus FFCC

Millones de M\$N de 1960

Períodos (años)	T A S A S D E I N T E R E S						
	<u>0%</u>	<u>1%</u>	<u>3%</u>	<u>5%</u>	<u>6%</u>	<u>7%</u>	<u>10%</u>
<u>POLIDUCTO "A"</u>							
0	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)
1-10	(401,2)	(380,0)	(342,2)	(309,8)	(295,3)	(281,8)	246,5
10	<u>1.534,7</u>	<u>1.389,4</u>	<u>1.142,0</u>	<u>942,2</u>	<u>857,0</u>	<u>780,1</u>	<u>591,6</u>
	(1.486,5)	(1.610,6)	(1.820,2)	(1.987,6)	(2.058,3)	(2.121,7)	(2.274,9)
<u>FFCC</u>							
0	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)
1-10	(1.954,0)	(1.850,6)	(1.666,8)	(1.508,9)	(1.438,1)	(1.372,5)	(1.200,7)
10	<u>112,0</u>	<u>101,4</u>	<u>83,3</u>	<u>68,8</u>	<u>62,5</u>	<u>56,9</u>	<u>43,2</u>
	(2.582,0)	(2.489,2)	(2.323,5)	(2.180,1)	(2.115,6)	(2.055,6)	(1.897,5)
Flujo diferencial de fondos							
<u>POLIDUCTO "A" versus FFCC</u>							
0	(1.880,0)				(1.880,0)	(1.880,0)	
1-10	1.552,8				1.142,9	1.090,7	
10	<u>1.422,7</u>				<u>794,4</u>	<u>723,2</u>	
	1.095,5				57,3	(66,1)	

$$57,3 \times 123,4 = 0,46 \approx 0,5$$

Punto de corte de las curvas: POLIDUCTO "A" y FFCC = 6% + 0,5% = 6,5%

HIPOTESIS I

POLIDUCTO "B" versus FFCC

Millones de M\$N de 1960

Períodos (años)	T A S A S D E I N T E R E S						
	0%	1%	3%	5%	6%	7%	10%
<u>POLIDUCTO "B"</u>							
0	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)
1-10	(401,2)	(380,0)	(342,2)	(309,8)	(295,3)	(281,8)	(246,5)
10	<u>992,0</u>	<u>898,1</u>	<u>738,1</u>	<u>609,0</u>	<u>553,9</u>	<u>504,2</u>	<u>382,4</u>
	(2.029,2)	(2.101,9)	(2.224,1)	(2.320,8)	(2.361,4)	(2.397,6)	(2.484,1)
<u>FFCC</u>							
0	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)
1-10	(1.954,0)	(1.850,6)	(1.666,8)	(1.508,9)	(1.438,1)	(1.372,5)	(1.200,7)
10	<u>112,0</u>	<u>101,4</u>	<u>83,3</u>	<u>68,8</u>	<u>62,5</u>	<u>56,9</u>	<u>43,2</u>
	(2.582,0)	(2.489,2)	(2.323,5)	(2.180,1)	(2.115,6)	(2.055,6)	(1.897,5)
Flujo diferencial de fondos							
<u>POLIDUCTO "B" versus FFCC</u>			<u>3%</u>	<u>4%</u>			
0	(1.880,0)		(1.880,0)	(1.880,0)			
1-10	1.552,8		1.324,5	1.259,5			
10	<u>880,0</u>		<u>654,8</u>	<u>594,5</u>			
	552,8		99,3	(26,0)			

$$99,3 \times 125,3 = 0,8$$

Punto de corte de las curvas: POLIDUCTO "B" y FFCC = 3% + 0,8% = 3,8%

A N E X O VII

HIPOTESIS II

Millones de M\$N de 1960

Períodos (años)	FFCC				POLIDUCTO			
	Inversión	Costo Oper. Marginal	Valor Residual	Flujo Total	Inversión	Costo Oper. Total	Flujo Total	Flujo Diferencial
<u>Caso a</u>		\$ 195,4/año			<u>Caso A</u>	\$ 40,1/año		
0	(740,0)	-	-	(740,0)	(2.620,0)	-	(2.620,0)	(1.880,0)
1-10	-	(1.954,0)	-	(1.954,0)	-	(401,0)	(401,0)	1.553,0
10	(1)(1.368,4)	-	-	(1.368,4)	-	-	-	1.368,4
11-15	-	(977,0)	-	(977,0)	-	(200,5)	(200,5)	776,5
15	-	-	-	-	(636,0)	-	(636,0)	(636,0)
16-20	-	(977,0)	-	(977,0)	-	(200,5)	(200,5)	776,5
21-30	-	(1.954,0)	-	<u>(1.954,0)</u>	-	<u>(401,0)</u>	<u>(401,0)</u>	<u>1.553,0</u>
				(7.970,4)			(4.459,0)	3.511,4
<u>Caso a</u>					<u>Caso B</u>			
0	(740,0)	-	-	(740,0)	(2.620,0)	-	(2.620,0)	(1.880,0)
1-10	-	(1.954,0)	-	(1.954,0)	-	(401,0)	(401,0)	1.553,0
10	(1.368,4)	-	-	(1.368,4)	(636,0)	-	(636,0)	732,4
10-20	-	(1.954,0)	-	(1.954,0)	-	(401,0)	(401,0)	1.553,0
20	-	-	(4)667,2	<u>667,2</u>	-	-	-	<u>(667,2)</u>
				5.349,2			(4.058,0)	1.291,2
<u>Caso b</u>					<u>Caso A</u>			
0	(740,0)	-	-	(740,0)	(2.620,0)	-	(2.620,0)	(1.880,0)
1-10	-	(1.954,0)	-	(1.954,0)	-	(401,0)	(401,0)	1.553,0
10	(2)(1.598,4)	-	-	(1.598,4)	-	-	-	1.598,4
11-15	-	(977,0)	-	(977,0)	-	(200,5)	(200,5)	776,5
15	-	-	-	-	(636,0)	-	(636,0)	(636,0)
16-20	-	(977,0)	-	(977,0)	-	(200,5)	(200,5)	776,5
20	(3) (330,0)	-	-	(330,0)	-	-	-	330,0
21-30	-	(1.954,0)	-	(1.954,0)	-	(401,0)	(401,0)	1.553,0
30	-	-	(5)330,0	<u>330,0</u>	-	-	-	<u>(330,0)</u>
				(8.200,4)			(4.459,0)	3.741,4

HIPOTESIS II

Millones de M\$N de 1960

Períodos (años)	FFCC				POLIDUCTO			Flujo Diferencial
	Inversión	Costo Oper. Marginal	Valor Residual	Flujo Total	Inversión	Costo Oper. Total	Flujo Total	
<u>Caso b</u>		\$ 195,4/año			<u>Caso B</u>	\$ 40,1/año		
0	(740,0)	-	-	(740,0)	(2.620,0)	-	(2.620,0)	(1.880,0)
1-10	-	(1.954,0)	-	(1.954,0)	-	(401,0)	(401,0)	1.553,0
10	(1.598,4)	-	-	(1.598,4)	(636,0)	-	(636,0)	962,4
11-20	-	(1.954,0)	-	(1.954,0)	-	(401,0)	(401,0)	1.553,0
20	-	-	(6)854,2	854,2	-	-	-	(854,2)
				(5.392,2)			(4.058,0)	1.334,2

- (1) \$ 1.268,4 material rodante y tracción)
 \$ 100,0 renovación vías (Ver Sección 3 - Alternativa Ferroviaria - punto 12
 Sin valor residual al cabo de 20 años de uso
- (2) \$ 1.268,4 material rodante y tracción)
 330,0 renovación vías (Ver Sección 3 - Alternativa Ferroviaria - punto 12
- (3) \$ 330,0 renovación vías - Ver Sección 3 - Alternativa Ferroviaria - punto 12
- (4) Valor residual \$ 1.268,4 % 2 = \$ 634,2 material rodante y tracción
 \$ 33,0 vías, se considera un valor residual del 33% al cabo de 10 años de uso
 \$ 667,2
- (5) Valor residual de (2) \$ 110,0)
 " " " (3) \$ 220,0 (se considera una vida útil de 30 años
 \$ 330,0)
- (6) Valor residual del material rodante y tracción \$ 634,2
 " " de (2) vías \$ 220,0
 \$ 854,2

HIPOTESIS II - CASO A-a

Millones de M\$N de 1960

Períodos (años)	T A S A S D E I N T E R E S								
	0%	1%	3%	5%	7%	8%	9%	10%	14%
<u>POLIDUCTO "A"</u>									
0	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)
1-10	(401,0)	(379,8)	(342,1)	(309,6)	(281,6)	(269,1)	(257,3)	(246,4)	(209,2)
11-15	(200,5)	(176,2)	(136,7)	(106,6)	(83,6)	(74,2)	(65,9)	(58,6)	(37,1)
15	(636,0)	(547,8)	(408,2)	(305,9)	(230,5)	(200,5)	(174,6)	(152,3)	(89,1)
16-20	(200,5)	(167,7)	(117,9)	(83,5)	(59,6)	(50,5)	(42,8)	(36,4)	(19,3)
21-30	(401,0)	(311,3)	(189,4)	(116,7)	(72,8)	(57,7)	(45,9)	(36,6)	(15,2)
	<u>(4.459,0)</u>	<u>(4.202,8)</u>	<u>(3.814,3)</u>	<u>(3.542,3)</u>	<u>(3.348,1)</u>	<u>(3.272,0)</u>	<u>(3.206,5)</u>	<u>(3.150,3)</u>	<u>(2.989,9)</u>
<u>FFCC-a</u>									
0	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)
1-10	(1.954,0)	(1.850,6)	(1.666,8)	(1.508,8)	(1.372,4)	(1.311,1)	(1.254,0)	(1.200,7)	(1.019,2)
10	(1.368,4)	(1.238,8)	(1.018,2)	(840,1)	(695,6)	(633,8)	(578,0)	(527,5)	(369,1)
11-15	(977,0)	(858,6)	(665,9)	(519,4)	(407,3)	(361,4)	(321,0)	(285,6)	(181,0)
16-20	(977,0)	(817,0)	(574,3)	(406,9)	(290,4)	(245,9)	(208,6)	(177,3)	(94,0)
21-30	(1.954,0)	(1.516,7)	(922,9)	(568,7)	(354,7)	(281,3)	(223,8)	(178,5)	(74,2)
	<u>(7.970,4)</u>	<u>(7.021,7)</u>	<u>(5.588,1)</u>	<u>(4.583,9)</u>	<u>(3.860,4)</u>	<u>(3.573,5)</u>	<u>(3.325,4)</u>	<u>(3.109,6)</u>	<u>(2.477,5)</u>
Flujo diferencial de fondos									
<u>POLIDUCTO "A" versus FFCC-a</u>									
0	(1.880,0)						(1.880,0)	(1.880,0)	
1-10	1.553,0						996,7	954,3	
10	1.368,4						578,0	527,5	
11-15	776,5						255,2	227,0	
15	(636,0)						(174,6)	(152,3)	
16-20	776,5						165,8	140,9	
21-30	<u>1.553,0</u>						<u>177,8</u>	<u>141,8</u>	
	3.511,4						73,0	(40,8)	

73,0 % 113,8 = 0,64

Punto de corte de las curvas: POLIDUCTO "A" y FFCC-a = 9% + 0,6% = 9,6%

HIPOTESIS II - CASO A-b

Millones de M\$N de 1960

Periodos (años)	T A S A S D E I N T E R E S						
	0%	1%	3%	5%	7%	10%	14%
<u>POLIDUCTO "A"</u>							
0	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)
1-10	(401,0)	(379,8)	(342,1)	(309,6)	(281,6)	(246,4)	(209,2)
11-15	(200,5)	(176,2)	(136,7)	(106,6)	(83,6)	(58,6)	(37,1)
15	(636,0)	(547,8)	(408,2)	(305,9)	(230,5)	(152,3)	(89,1)
16-20	(200,5)	(167,7)	(117,9)	(83,5)	(59,6)	(36,4)	(19,3)
21-30	(401,0)	(311,3)	(189,4)	(116,7)	(72,8)	(36,6)	(15,2)
	<u>(4.459,0)</u>	<u>(4.202,8)</u>	<u>(3.814,3)</u>	<u>(3.542,3)</u>	<u>(3.348,1)</u>	<u>(3.150,3)</u>	<u>(2.989,9)</u>
<u>FFCC - b</u>							
0	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)
1-10	(1.954,0)	(1.850,6)	(1.666,8)	(1.508,8)	(1.372,4)	(1.200,7)	(1.019,2)
10	(1.598,4)	(1.447,0)	(1.189,4)	(981,3)	(812,5)	(616,3)	(431,2)
11-15	(977,0)	(858,6)	(665,9)	(519,4)	(407,3)	(285,6)	(181,0)
16-20	(977,0)	(817,0)	(574,3)	(406,9)	(290,4)	(177,3)	(94,0)
20	(330,0)	(270,4)	(182,7)	(124,4)	(85,3)	(49,0)	(24,0)
21-30	(1.954,0)	(1.516,7)	(922,9)	(568,7)	(354,7)	(178,5)	(74,2)
30	<u>330,0</u>	<u>244,8</u>	<u>136,0</u>	<u>76,4</u>	<u>43,4</u>	<u>18,9</u>	<u>3,8</u>
	<u>(8.200,4)</u>	<u>(7.255,5)</u>	<u>(5.806,0)</u>	<u>(4.773,1)</u>	<u>(4.019,2)</u>	<u>(3.228,5)</u>	<u>(2.559,8)</u>
Flujo diferencial de fondos <u>POLIDUCTO "A" versus FFCC-b</u>						<u>10%</u>	<u>12%</u>
0	(1.880,0)					(1.880,0)	(1.880,0)
1-10	1.553,0					954,3	877,5
10	1.598,4					616,3	514,7
11-15	776,5					227,0	180,3
15	(636,0)					(152,3)	(116,2)
16-20	776,5					140,9	102,3
20	330,0					49,0	34,2
21-30	1.553,0					141,8	91,0
30	<u>(330,0)</u>					<u>(18,9)</u>	<u>(11,0)</u>
	<u>3.741,4</u>					<u>78,1</u>	<u>(207,2)</u>

$$78,1 \times 285,3 = 27,4 \times 2\% = 0,548$$

Punto de corte de las curvas: POLIDUCTO "A" y FFCC-b = 10% + 0,5% = 10,5%

HIPOTESIS II

Millones de M\$N de 1960

<u>Períodos</u> <u>(años)</u>	<u>FFCC - POLIDUCTO "A"</u>	<u>FFCC-a</u>	<u>Flujo diferencial</u> <u>de fondos</u>	<u>Tasa de interés</u> <u>12%</u>
0	(740,0)	(740,0)	-	-
1-10	(1.954,0)	(1.954,0)	-	-
10	(2.508,0)	(1.368,4)	(1.139,6)	(367,0)
11-20	(401,0)	(1.954,0)	1.553,0	282,5
21-25	(200,5)	(977,0)	776,5	58,0
25	(636,0)	-	(636,0)	(37,4)
26-30	(200,5)	(977,0)	776,5	32,9
30	<u>1.085,3</u>	<u>-</u>	<u>1.085,3</u>	<u>36,2</u>
	(5.554,7)	(7.970,4)	2.415,7	5,4

Punto de corte de las curvas: FFCC-POLIDUCTO "A" y FFCC-a = 12%

<u>Períodos</u> <u>(años)</u>	<u>FFCC - POLIDUCTO "A"</u>	<u>POLIDUCTO "A"</u>	<u>Flujo diferencial</u> <u>de fondos</u>	<u>Tasa de interés</u> <u>9%</u>
0	(740,0)	(2.620,0)	(1.880,0)	(1.880,0)
1-10	(1.954,0)	(401,0)	1.553,0	996,7
10	(2.508,0)	-	2.508,0	1.059,4
11-15	(200,5)	(200,5)	-	-
15	-	(636,0)	(636,0)	(174,6)
16-20	(200,5)	(200,5)	-	-
21-25	(200,5)	(200,5)	-	-
25	(636,0)	-	636,0	113,5
26-30	(200,5)	(200,5)	-	-
30	<u>1.085,3</u>	<u>-</u>	<u>(1.085,3)</u>	<u>(81,8)</u>
	(5.554,7)	(4.459,0)	1.095,7	33,2

Punto de corte de las curvas: FFCC-POLIDUCTO "A" y POLIDUCTO "A" = 9%

HIPOTESIS II

Millones de M\$N de 1960

Períodos (años)	T A S A S D E I N T E R E S							
	0%	1%	3%	5%	7%	8%	10%	14%
<u>FFCC-POLIDUCTO "A"</u>								
0	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)
1-10	(1.954,0)	(1.850,6)	(1.666,8)	(1.508,8)	(1.372,4)	(1.311,1)	(1.200,7)	(1.019,2)
10	(2.508,0)	(2.270,5)	(1.866,2)	(1.539,7)	(1.274,8)	(1.161,7)	(966,8)	(676,4)
11-20	(401,0)	(343,9)	(254,5)	(190,1)	(143,2)	(124,6)	(95,0)	(56,4)
21-25	(200,5)	(159,5)	(101,7)	(65,4)	(42,5)	(34,4)	(22,6)	(10,0)
25	(636,0)	(496,0)	(303,8)	(187,8)	(117,2)	(91,4)	(58,7)	(24,0)
26-30	(200,5)	(151,8)	(87,7)	(51,3)	(30,3)	(23,4)	(14,0)	(5,2)
30	<u>1.085,3</u>	<u>805,2</u>	<u>447,1</u>	<u>251,1</u>	<u>142,6</u>	<u>107,9</u>	<u>62,2</u>	<u>21,3</u>
	(5.554,7)	(5.207,1)	(4.573,6)	(4.032,0)	(3.577,8)	(3.378,7)	(3.035,6)	(2.509,9)

HIPOTESIS II - CASO B-a

Millones de M\$N de 1960

Períodos (años)	T A S A S D E I N T E R E S							
	0%	1%	3%	5%	6%	7%	10%	
<u>POLIDUCTO "B"</u>								
0	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	
1-10	(401,0)	(379,8)	(342,1)	(309,6)	(295,1)	(281,6)	(246,4)	
10	(636,0)	(575,8)	(473,2)	(390,4)	(355,1)	(323,3)	(245,2)	
11-20	(401,0)	(343,9)	(254,5)	(190,1)	(164,8)	(143,2)	(95,0)	
	<u>(4.058,0)</u>	<u>(3.919,5)</u>	<u>(3.689,8)</u>	<u>(3.510,1)</u>	<u>(3.435,0)</u>	<u>(3.368,1)</u>	<u>(3.206,6)</u>	
<u>FFCC-a</u>								
0	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	
1-10	(1.954,0)	(1.850,6)	(1.666,8)	(1.508,8)	(1.438,2)	(1.372,4)	(1.200,7)	
10	(1.368,4)	(1.238,8)	(1.018,2)	(840,1)	(764,1)	(695,6)	(527,5)	
11-20	(1.954,0)	(1.675,6)	(1.240,2)	(926,3)	(803,1)	(697,7)	(462,9)	
20	667,2	546,8	369,4	251,5	208,0	172,4	99,1	
	<u>(5.349,2)</u>	<u>(4.958,2)</u>	<u>(4.295,8)</u>	<u>(3.763,7)</u>	<u>(3.537,4)</u>	<u>(3.333,3)</u>	<u>(2.832,0)</u>	
<u>Flujo diferencial de fondos</u>								
<u>POLIDUCTO "B" versus FFCC-a</u>								
0	(1.880,0)				(1.880,0)	(1.880,0)		
1-10	1.553,0				1.143,0	1.090,8		
10	732,4				409,0	372,3		
11-20	1.553,0				638,3	554,5		
20	(667,2)				(208,0)	(172,4)		
	<u>1.291,2</u>				<u>102,3</u>	<u>(34,8)</u>		

102,3 % 137,1 = 0,75

Punto de corte de las curvas: POLIDUCTO "B" y FFCC-a = 6% + 0,7% = 6,7%

HIPOTESIS II - CASO B-b

Millones de M\$N de 1960

Períodos (años)	T A S A S D E I N T E R E S							
	0%	1%	3%	5%	6%	7%	10%	
<u>POLIDUCTO "B"</u>								
0	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	(2.620,0)	
1-10	(401,0)	(379,8)	(342,1)	(309,6)	(295,1)	(281,6)	(246,4)	
10	(636,0)	(575,8)	(473,2)	(390,4)	(355,1)	(323,3)	(245,2)	
11-20	<u>(401,0)</u>	<u>(343,9)</u>	<u>(254,5)</u>	<u>(190,1)</u>	<u>(164,8)</u>	<u>(143,2)</u>	<u>(95,0)</u>	
	(4.058,0)	(3.919,5)	(3.689,8)	(3.510,1)	(3.435,0)	(3.368,1)	(3.206,6)	
<u>FFCC-b</u>								
0	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	
1-10	(1.954,0)	(1.850,6)	(1.666,8)	(1.508,8)	(1.438,2)	(1.372,4)	(1.200,7)	
10	(1.598,4)	(1.447,0)	(1.189,4)	(981,3)	(892,5)	(812,5)	(616,3)	
11-20	(1.954,0)	(1.675,6)	(1.240,2)	(926,3)	(803,1)	(697,7)	(462,9)	
20	<u>854,2</u>	<u>700,0</u>	<u>473,0</u>	<u>321,9</u>	<u>266,3</u>	<u>220,7</u>	<u>126,9</u>	
	(5.392,2)	(5.013,2)	(4.363,4)	(3.834,5)	(3.607,5)	(3.401,9)	(2.893,0)	
Flujo diferencial de fondos								
<u>POLIDUCTO "B" versus FFCC-b</u>						7%	8%	
0	(1.880,0)					(1.880,0)	(1.880,0)	
1-10	1.553,0					1.090,8	1.042,1	
10	962,4					489,2	445,8	
11-20	1.553,0					554,5	482,7	
20	<u>(854,2)</u>					<u>(220,7)</u>	<u>(183,2)</u>	
	1.334,2					33,8	(92,6)	

33,8 % 126,4 = 0,27

Punto de corte de las curvas: POLIDUCTO "B" y FFCC-b = 7% + 0,3% = 7,3%

HIPOTESIS II

Millones de M\$N de 1960

Períodos (años)	T A S A S D E I N T E R E S						
	0%	1%	3%	5%	7%	10%	14%
<u>FFCC-POLIDUCTO "B"</u>							
0	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)	(740,0)
1-10	(1.954,0)	(1.850,6)	(1.666,8)	(1.508,8)	(1.372,4)	(1.200,7)	(1.019,2)
10	(2.508,0)	(2.270,5)	(1.866,2)	(1.539,7)	(1.274,8)	(966,8)	(676,4)
11-20	(401,0)	(343,9)	(254,5)	(190,1)	(143,2)	(95,0)	(56,4)
20	<u>992,0</u>	<u>812,9</u>	<u>549,3</u>	<u>373,9</u>	<u>256,3</u>	<u>147,3</u>	<u>72,2</u>
	(4.611,0)	(4.392,1)	(3.978,2)	(3.604,7)	(3.274,1)	(2.855,2)	(2.419,8)

Períodos (años)	POLIDUCTO "B"	FFCC-POLIDUCTO "B"	Flujo diferencial de fondos	TASAS DE INTERES	
				5%	7%
0	(2.620,0)	(740,0)	(1.880,0)	(1.880,0)	(1.880,0)
1-10	(401,0)	(1.954,0)	1.553,0	1.199,2	1.090,8
10	(636,0)	(2.508,0)	1.872,0	1.149,3	951,5
11-20	(401,0)	(401,0)	-	-	-
20	<u>-</u>	<u>992,0</u>	<u>(992,0)</u>	<u>(373,9)</u>	<u>(256,3)</u>
	(4.058,0)	(4.611,0)	553,0	94,6	(94,0)

Interpolación: $94,6 \% \cdot 188,6 = 0,5$

$0,5 \times 2\% = 1\%$

Punto de corte de las curvas: POLIDUCTO "B" y FFCC-POLIDUCTO "B" = $6\% + 1\% = 7\%$

A N E X O VIII

HIPOTESIS III

Millones de M\$N de 1960

Períodos (años)	FFCC				POLIDUCTO "A"			Flujo Diferencial
	Inversión	Costo Oper. Marginal	Valor Residual	Flujo Total	Inversión	Costo Oper. Total	Flujo Total	
0	(2.232,4)	-	-	(2.232,4)	(3.156,9)	-	(3.156,9)	(924,5)
1-10	-	(3.791,3)	-	(3.791,3)	-	(741,3)	(741,3)	3.050,0
10	(1.598,4)	-	-	(1.598,4)	-	-	-	1.598,4
11-15	-	(1.895,6)	-	(1.895,6)	-	(370,6)	(370,6)	1.525,0
15	-	-	-	-	(1.173,0)	-	(1.173,0)	(1.173,0)
16-20	-	(1.895,6)	-	(1.895,6)	-	(370,6)	(370,6)	1.525,0
20	(2.046,4)	-	-	(2.046,4)	-	-	-	2.046,4
21-30	-	(3.791,3)	-	(3.791,3)	-	(741,3)	(741,3)	3.050,0
30	-	-	1.138,2	<u>1.138,2</u>	-	-	-	<u>(1.138,2)</u>
				(16.112,8)			(6.553,7)	9.559,1

Períodos (años)	FFCC				POLIDUCTO "B"			Flujo Diferencial
	Inversión	Costo Oper. Marginal	Valor Residual	Flujo Total	Inversión	Costo Oper. Total	Flujo Total	
0	(2.232,4)	-	-	(2.232,4)	(3.156,9)	-	(3.156,9)	(924,5)
1-10	-	(3.791,3)	-	(3.791,3)	-	(741,3)	(741,3)	3.050,0
10	(1.598,4)	-	-	(1.598,4)	(1.173,0)	-	(1.173,0)	425,4
11-20	-	(3.791,3)	-	(3.791,3)	-	(741,3)	(741,3)	3.050,0
20	-	-	804,2	<u>804,2</u>	-	-	-	<u>(804,2)</u>
				(10.609,2)			(5.812,5)	4.796,7

HIPOTESIS III

Millones de M\$N de 1960

Períodos (años)	T A S A S D E I N T E R E S									
	0%	3%	5%	7%	10%	14%	18%	22%	30%	40%
<u>POLIDUCTO "A"</u>										
0	(3.156,9)	(3.156,9)	(3.156,9)	(3.156,9)	(3.156,9)	(3.156,9)	(3.156,9)	(3.156,9)	(3.156,9)	(3.156,9)
1-10	(741,3)	(632,3)	(572,4)	(520,7)	(455,5)	(386,7)	(333,1)	(290,8)	(229,2)	(178,9)
11-15	(370,6)	(252,6)	(197,0)	(154,5)	(108,3)	(79,0)	(44,3)	(29,1)	(13,1)	(5,3)
15	(1.173,0)	(752,9)	(564,2)	(425,1)	(280,8)	(164,3)	(97,9)	(59,5)	(23,0)	(7,5)
16-20	(370,6)	(217,9)	(154,3)	(110,2)	(67,4)	(35,6)	(19,4)	(10,8)	(3,5)	(1,0)
21-30	(741,3)	(350,1)	(215,7)	(134,5)	(67,7)	(28,1)	(12,2)	(5,4)	(1,2)	-
	<u>(6.553,7)</u>	<u>(5.362,7)</u>	<u>(4.860,5)</u>	<u>(4.501,9)</u>	<u>(4.136,6)</u>	<u>(3.850,6)</u>	<u>(3.663,8)</u>	<u>(3.552,4)</u>	<u>(3.426,9)</u>	<u>(3.349,6)</u>

<u>FFCC</u>										
0	(2.232,4)	(2.232,4)	(2.232,4)	(2.232,4)	(2.232,4)	(2.232,4)	(2.232,4)	(2.232,4)	(2.232,4)	(2.232,4)
1-10	(3.791,3)	(3.234,0)	(2.927,6)	(2.663,0)	(2.329,8)	(1.977,6)	(1.703,8)	(1.487,4)	(1.172,1)	(914,8)
10	(1.598,4)	(1.189,3)	(981,3)	(812,5)	(616,3)	(431,2)	(305,5)	(219,0)	(115,9)	(55,3)
11-15	(1.895,6)	(1.292,1)	(1.007,7)	(790,1)	(553,9)	(404,2)	(226,5)	(148,6)	(67,0)	(26,9)
16-20	(1.895,6)	(1.114,3)	(789,3)	(563,8)	(344,6)	(182,3)	(99,0)	(55,0)	(18,0)	(4,9)
20	(2.046,4)	(1.133,0)	(771,3)	(528,8)	(304,3)	(149,2)	(74,9)	(38,5)	(10,8)	(2,5)
21-30	(3.791,3)	(1.790,6)	(1.103,3)	(688,1)	(346,1)	(143,9)	(62,2)	(27,9)	(6,2)	-
30	1.138,2	468,8	263,4	149,5	65,2	22,4	8,0	3,1	-	-
	<u>(16.112,8)</u>	<u>(11.516,9)</u>	<u>(9.549,5)</u>	<u>(8.129,2)</u>	<u>(6.662,2)</u>	<u>(5.498,4)</u>	<u>(4.696,3)</u>	<u>(4.205,7)</u>	<u>(3.622,4)</u>	<u>(3.236,8)</u>

Flujo diferencial de fondos

<u>POLIDUCTO "A" versus FFCC</u>										
0	(924,5)								(924,5)	(924,5)
1-10	3.050,0								942,9	736,0
10	1.598,4								115,9	55,3
11-15	1.525,0								53,9	21,7
15	(1.173,0)								(23,0)	(7,5)
16-20	1.525,0								14,5	4,0
20	2.046,4								10,8	2,5
21-30	3.050,0								5,0	-
30	(1.138,2)								-	-
	9.559,1								195,5	(112,5)

Interpolación: 195,5 % 308 = 0,63

0,63 x 10% = 6,3%

Punto de corte de las curvas: POLIDUCTO "A" y FFCC = 30% + 6% = 36%

105 -

HIPOTESIS III

Millones de M\$N de 1960

Períodos (años)	T A S A S D E I N T E R E S									
	0%	3%	5%	7%	10%	14%	18%	22%	30%	40%
<u>POLIDUCTO "B"</u>										
0	(3.156,9)	(3.156,9)	(3.156,9)	(3.156,9)	(3.156,9)	(3.156,9)	(3.156,9)	(3.156,9)	(3.156,9)	(3.156,9)
1-10	(741,3)	(632,3)	(572,4)	(520,7)	(455,5)	(386,7)	(333,1)	(290,8)	(229,2)	(178,9)
10	(1.173,0)	(872,8)	(720,1)	(596,2)	(452,2)	(316,4)	(224,2)	(160,6)	(85,0)	(40,6)
11-20	<u>(741,3)</u>	<u>(470,5)</u>	<u>(351,3)</u>	<u>(264,7)</u>	<u>(175,7)</u>	<u>(114,6)</u>	<u>(63,7)</u>	<u>(39,9)</u>	<u>(16,6)</u>	<u>(6,3)</u>
	(5.812,5)	(5.132,5)	(4.800,7)	(4.538,5)	(4.240,3)	(3.974,6)	(3.777,9)	(3.648,2)	(3.487,7)	(3.382,7)

<u>FFCC</u>										
0	(2.232,4)	(2.232,4)	(2.232,4)	(2.232,4)	(2.232,4)	(2.232,4)	(2.232,4)	(2.232,4)	(2.232,4)	(2.232,4)
1-10	(3.791,3)	(3.234,0)	(2.927,6)	(2.663,0)	(2.329,8)	(1.977,6)	(1.703,8)	(1.487,4)	(1.172,1)	(914,8)
10	(1.598,4)	(1.189,3)	(981,3)	(812,5)	(616,3)	(431,2)	(305,2)	(219,0)	(115,9)	(55,3)
11-20	(3.791,3)	(2.406,4)	(1.797,0)	(1.353,9)	(898,5)	(586,5)	(325,5)	(203,6)	(85,0)	(31,8)
20	<u>804,2</u>	<u>445,3</u>	<u>303,1</u>	<u>207,8</u>	<u>119,5</u>	<u>58,5</u>	<u>29,4</u>	<u>15,1</u>	<u>4,3</u>	<u>1,0</u>
	(10.609,2)	(8.616,8)	(7.635,2)	(6.854,0)	(5.957,5)	(5.169,2)	(4.537,5)	(4.127,3)	(3.601,1)	(3.233,3)

Flujo diferencial de fondos

<u>POLIDUCTO "B" versus FFCC</u>										
0	(924,5)								(924,5)	(924,5)
1-10	3.050,0								942,9	736,0
10	425,4								30,8	14,7
11-20	3.050,0								68,4	25,7
20	<u>(804,2)</u>								<u>(4,3)</u>	<u>(1,0)</u>
	4.796,7								113,3	(149,1)

Interpolación: $113,3 \% \cdot 262,4 = 0,43$

$0,43 \times 10\% = 4,3\%$

Punto de corte de las curvas: POLIDUCTO "B" y FFCC = $30\% + 4,3\% = 34,3\%$

ANEXO VIII

HIPOTESIS III

I - DISTANCIA MEDIA

	<u>Km.</u>	<u>Miles m3/año</u>	<u>Miles m3/Km.</u>
Villa Mercedes	320	205	65.600
Rufino	580	232	134.560
Chacabuco	780	423	329.940
Gran Bs.Aires	990	<u>1.448</u>	<u>1.443.520</u>
		2.308	1.973.620

$$d_m = 855$$

II - FFCC - REQUERIMIENTOS DE INVERSION

$$\frac{2.308.000 \text{ m3/año}}{1.400 \text{ m3/tren}} = 1.649 \text{ tren/año}$$

$$1.649 \text{ trenes} \times 1.710 \text{ Km.} = 2.819.790 \text{ tren/Km.}$$

$$\frac{2.819.790 \text{ tren/Km.}}{100.000 \text{ Km.}} = 28 \text{ locomotoras}$$

70 vagones-tanque	x 28 locomotoras	=	1.960 vagones-tanque
10 vagones para gas	x 28 locomotoras	=	280 vagones para gas
2 furgones	x 28 locomotoras	=	56 furgones

MOMENTO CERO DEL PRIMER AÑO

Material rodante y de tracción

Millones M\$N de 1960

Reacondicionamiento (Hipótesis I)

980 tanques, frenos, enganches	M\$N 400.000	392,0
(amortización 10 años)		

Compras

14 locomotoras	M\$N 18.200.000 (amortiz.20 años)	254,8
280 vagones para gas	" 1.600.000 " " "	448,0
28 furgones	" 1.200.000 " " "	33,6
980 vagones-tanque	" 1.000.000 " " "	<u>980,0</u>
		2.108,4

Instalaciones subsidiarias

Instalaciones de carga y descarga, desvíos	<u>124,0</u>
	<u>2.232,4</u>

AÑO DECIMO

Material rodante y de tracción

Millones M\$N de 1960

14 locomotoras	M\$N 18.200.000	(amortiz.20 años)	254,8
980 vagones-tanque	" 1.000.000	" " "	980,0
28 furgones	" 1.200.000	" " "	<u>33,6</u>
			1.268,4

Renovación de vías

990 Km. x 0,33 x M\$N 1 M̄	(amortización 30 años)	<u>330,0</u>
		<u>1.598,4</u>

AÑO VIGESIMO

Material rodante y de tracción

14 locomotoras	M\$N 18.200.000	(amortiz.20 años)	254,8
980 vagones-tanque	" 1.000.000	" " "	980,0
280 vagones para gas	" 1.600.000	" " "	448,0
28 furgones	" 1.200.000	" " "	<u>33,6</u>
			1.716,4

Renovación vías

990 Km. x 0,33 x M\$N 1 M̄	(amortización 30 años)	<u>330,0</u>
		<u>2.046,4</u>

VALOR RESIDUAL AL AÑO TRIGESIMO

Material rodante y de tracción

14 locomotoras	M\$N 254,8 x 0,5	127,4
980 vagones-tanque	" 980,0 x 0,5	440,0
280 vagones para gas	" 448,0 x 0,5	224,0
28 furgones	" 33,6 x 0,5	<u>16,8</u>
		808,2

Vías renovadas

Renovadas en 1975	M\$N 330 x 0,33	110,0
" " 1985	" 330 x 0,66	<u>220,0</u>
		<u>1.138,2</u>

VALOR RESIDUAL AL AÑO VIGESIMO

		<u>Millones M\$N de 1960</u>
<u>Material rodante y de tracción</u>		
14 locomotoras	M\$N 254,8 x 0,5	127,4
980 vagones-tanque	" 980,0 x 0,5	440,0
28 furgones	" 33,6 x 0,5	<u>16,8</u>
		584,2
 <u>Renovación de vías</u>		
Renovadas en 1975	M\$N 330 x 0,66	<u>220,0</u>
		<u>804,2</u>

FFCC - COSTO MARGINAL

El requerimiento de transporte ascenderá a 2.819.790 tren/Km.

El costo marginal del tren/Km. se estableció en M\$N 106,46 (Ver Sección 3, Anexo II).

La carga y descarga de vagones-tanque es de M\$N 34,20 por m3 (Ver Sección 3, punto 13).

2.819.790 tren/Km.	x M\$N 106,46	=	M\$N 300.194.843
2.308.000 m3	x " 34,20	=	" <u>78.933.600</u>
			" <u>379.128.443</u>

III - POLIDUCTO

REQUERIMIENTOS DE INVERSION

<u>Momento cero del primer año</u>	<u>U\$S</u>	<u>Millones de M\$N de 1960</u>
Tuberías (amortización 30 años)	23.903.479	1.983,9
Estaciones de bombeo y comunicaciones (amortización 15 años)	<u>14.132.525</u>	<u>1.173,0</u>
	38.036.004	3.156,9
 <u>Año décimo (Poliducto B) y décimoquinto (Poliducto A)</u>		
Estaciones de bombeo y comunicaciones	14.132.525	1.173,0

Costo Operativo Anual

U\$S 893,120 x M\$N 83 = M\$N 74.128.960

CAPITULO IV

YACIMIENTOS DEL NORTE

SECCION 1 - MEDIOS DE TRANSPORTE EMPLEADOS

A - Generalidades

Los yacimientos de Campo Durán y Madrejones, por ser yacimientos de "condensado" o de "gas-condensado", presentan características especiales que deben ser tenidas en cuenta para la explotación y transporte. Los yacimientos de condensado son acumulaciones de hidrocarburos que en general se encuentran sometidos a elevadas presiones y temperaturas, y se hallan en los pozos en estado gaseoso. Al disminuir la presión se produce el fenómeno de "condensación retrógrada" mediante el cual algunas fracciones pasan al estado líquido, quedando el resto en estado gaseoso.

Este fenómeno de condensación retrógrada depende naturalmente de las características individuales de cada tipo de condensado (presión, temperatura y composición), aunque en forma general puede decirse que dicho fenómeno tiene lugar al ascender el "condensado" por el entubamiento de los pozos y se completa en las unidades separadoras de gas y líquidos en la proximidad de los pozos.

En general, los yacimientos de condensado se han hallado en zonas con perforaciones profundas, pues existe una relación directa entre estos yacimientos y la profundidad de las estructuras donde se encuentran.

En nuestro país los primeros yacimientos de este tipo fueron descubiertos en Salta, en 1951 y 1953, y precisamente, son también las acumulaciones productivas más profundas que se han descubierto. Estos

yacimientos son los de Campo Durán y Madrejones, que contienen un elevado porcentaje de hidrocarburos livianos (62% en peso aproximadamente), tales como: metano, etano, propano y butano. En menor proporción, el condensado salteño contiene hidrocarburos más pesados, de los cuales, mediante destilación, se obtienen: aeronafta, nafta, kerosene, gas oil, diesel oil y fuel oil.

Frecuentemente sucede que la explotación de un yacimiento de condensado deba contemplarse en relación con la explotación de un gasoducto. Para ello se requiere el suministro de una determinada cantidad de gas inicialmente, y que el mismo se mantenga constante por un cierto número de años. Además, se requiere el auxilio de plantas para el procesamiento de los fluidos producidos, las que deben instalarse en el mismo yacimiento. Son plantas combinadas para la estabilización del condensado crudo y la extracción de las fracciones licuables del gas. Con dichas plantas estabilizadoras simples se obtiene el condensado debutanizado, apto para su almacenamiento y transporte, gasolina natural, propano y butano.

También es común instalar en los yacimientos de condensado plantas fraccionadoras para la obtención de productos terminados como gasolina, nafta, kerosene y otras fracciones, de gran valor comercial. Para la explotación de los yacimientos de condensado de Campo Durán y Madrejones se instalaron una planta de extracción y fraccionamiento en los mismos yacimientos, y las dos tuberías paralelas que son el poliducto hasta San Lorenzo y el gasoducto hasta Buenos Aires.

B - El transporte antes de habilitarse las tuberías del Norte

En marzo de 1960 se habilitaron las obras del poliducto y gasoducto del Norte, con lo que se abrió la posibilidad de incrementar apreciablemente la producción de los yacimientos de Campo Durán y Madrejones (Salta), antes limitada esencialmente por falta de adecuados medios de

transporte.

Es de destacar que la producción de los yacimientos del Norte fue de 905.300 m³ en 1960 contra 446.300 en 1959, lo que confirma que la principal limitación a la expansión productiva de esta cuenca radicaba en el aspecto del transporte. Con anterioridad a 1957, la casi totalidad del petróleo producido en la cuenca del norte, más el importado desde Bolivia, se procesaba en las dos destilerías de Salta (Chachapoyas y M. Elordi) y sólo quedaba un pequeño remanente de crudo, el cual se transportaba por ferrocarril hacia la región del litoral. Al intensificarse la producción e importación desde Bolivia en 1957, el remanente de petróleo sin procesar en la región del norte aumentó considerablemente y con ello se incrementaron las exigencias del transporte. Es en ese mismo año 1957 en que se habilita un tramo del oleoducto de Campo Durán a Pichanal, de unos 150 Km. de longitud. A su vez se encomienda a la firma Techint la construcción del tramo Pichanal-Tucumán, en una distancia de unos 430 Km. Esta empresa constructora ya había realizado el tramo Campo Durán-Pichanal, y en oportunidad de contratarse con SARGO la construcción del tramo Tucumán-San Lorenzo, es nuevamente Techint la que realizará su instalación a través de un sub-contrato firmado con SARGO.

Al quedar habilitado el tramo Campo Durán-Pichanal, en 1957, se suprimió el cargadero de vagones-tanque en Aguaray, y el petróleo fue conducido por tubería hasta Embarcación, desde donde se lo distribuía por ferrocarril hasta la destilería de Chachapoyas. El petróleo excedente se transportaba por vagón-tanque desde Embarcación a Formosa, en un recorrido de 700 Km., y de allí, por vía fluvial, a la destilería de San Lorenzo. En agosto de 1957 se inauguró un servicio de barcas del Ministerio de Transportes, a sistema de empuje, para el traslado del petróleo desde Formosa a San Lorenzo. De manera que la mayor producción que se advierte desde 1957 fue en parte evacuada por este sistema ferrofluvial y al habilitarse el tramo de oleoducto de Pichanal-Tucumán, el

petróleo que llegaba por tuberías hasta esta ciudad se transportaba por ferrocarril hasta la destilería de San Lorenzo. En síntesis, puede decirse que hasta la habilitación total del poliducto Campo Durán-San Lorenzo, el sistema de transporte empleado era poco eficiente, exigía numerosos trasbordos de la carga, era limitado el volumen transportable y más costoso que el poliducto.

C - Contratación de las obras de Campo Durán-San Lorenzo-Buenos Aires

Entre las obras incluídas en el Plan de Reactivación de YPF de 1956 se destacan la construcción del gasoducto Campo Durán-Buenos Aires; el oleoducto Campo Durán-San Lorenzo (tramo Tucumán-San Lorenzo) y el oleoducto Mendoza-Litoral.

Como parte del cumplimiento del Plan de reactivación de YPF se llamó a licitación internacional (licitación N° 5100). Dicha licitación tuvo por objeto la presentación de propuestas para la ejecución de las obras destinadas a la explotación de los yacimientos de Campo Durán y Madrejones (Salta) y el transporte de los productos de la destilería de Luján de Cuyo (Mendoza).

La apertura de la licitación se realizó el 5 de abril de 1957, simultáneamente en Buenos Aires, Nueva York y Düsseldorf. Se recibieron 18 ofertas; 15 en Buenos Aires, 2 en Estados Unidos y 1 en Alemania. Las ofertas variaban ampliamente en cuanto a términos, financiación y métodos operativos.

Del estudio de las ofertas tal como han sido presentadas a la licitación, YPF llega a la conclusión de que ninguna se ajusta a la totalidad de las especificaciones del pliego.

Por Decreto 3493/57 se designa, para el estudio de las propuestas, una Comisión Especial que estaba integrada por representantes del

Ministerio de Comercio e Industria, de Hacienda, del Banco Central, del Centro Argentino de Ingenieros, del Estado Mayor de Coordinación, de la Dirección Nacional de la Energía y del Ministerio de Obras Públicas. Se designaron además técnicos en asuntos económicos y financieros que asesoraron a la Comisión Especial Decreto 3493/57.

Esta Comisión Especial concluye en síntesis, que no es conveniente la adjudicación de la Licitación a ninguno de los proponentes a base de las propuestas presentadas el 5 de abril de 1957; que la urgencia con que debe encararse la construcción de estas obras y los antecedentes de anteriores concursos realizados no hacen aconsejable un nuevo llamado a licitación; que no existen impedimentos de orden legal o administrativos para la contratación directa de estas obras; que los resultados obtenidos a través de las negociaciones realizadas a esos fines han permitido concretar propuestas más ventajosas que las inicialmente presentadas al concurso; que del cotejo de las propuestas obtenidas de las firmas ICOSA y TIPSA surgen ventajas que favorecen a esta última. Por todo ello la Comisión Especial aconsejó al Poder Ejecutivo:

- 1) que se rechacen las propuestas presentadas el 5-4-57 a la licitación 5100 de YPF;
- 2) que se autorice a YPF a celebrar contrato con las firmas North American Utility and Construction International Co., Fish Engineering Corporation, Fish North West Constructors Inc. y TIPSA, solidariamente, para la construcción de las obras correspondientes a los rubros I, II y III de la licitación 5100;
- 3) que YPF haga un nuevo llamado a licitación para las obras del rubro IV, haciendo reserva en tanto, de la opción que se ha hecho a su favor por el término de un año para la construcción de la misma.

El 31 de julio de 1957 se dictó el Decreto N° 8781 que dispone:
"Art. 1° - Apruébase el acto licitatorio correspondiente a la licitación

pública N° 5100 de YPF.

Art. 2° - Confírmase el rechazo, por parte de YPF, de las propuestas presentadas en el mismo.

Art. 3° - Autorízase a YPF a celebrar contrato con las firmas North American Utility and Construction International Co., Fish Engineering Corporation, Fish North West Constructors Inc., y TIPSA SRL, solidariamente, para la construcción de las obras correspondientes a los rubros I, II y III de la licitación 5100, que comprenden el sistema de oleoducto Campo Durán-San Lorenzo, el sistema de gasoducto Campo Durán-Buenos Aires y las plantas de tratamiento e instalaciones complementarias en Campo Durán. Dicho contrato se formalizará en base a los compromisos aceptados por la proponente a través de las presentaciones efectuadas, que se documentan en el expediente CGD N° 2497/57 de YPF, a las aclaraciones suministradas y al cumplimiento de las especificaciones técnicas del pliego de condiciones. Se hará expresa reserva de la opción que la firma ha hecho a favor exclusivo de YPF y por el término de un año a partir de la formalización del contrato, para adjudicarle la ejecución del rubro IV, que comprende el sistema de la línea de productos Luján de Cuyo-Gran Buenos Aires-La Plata, en las condiciones documentadas en el mencionado expediente CGD N° 2497/57 de YPF."

El contrato fue firmado el 10 de octubre de 1957 y aprobado por Decreto-Ley 12.618/57. Se estableció un término de $27\frac{1}{2}$ meses para la ejecución total de los trabajos y su entrega a YPF. Al completar los documentos se estableció que la fecha de entrega de las obras sería a mediados de agosto de 1960.

D - Descripción de las obras combinadas de Campo Durán y Madrejones

Los componentes fundamentales de esta obra son: 1) el sistema recolector; 2) la planta de gasolina; 3) el gasoducto y 4) el poliducto.

1) Sistema recolector

Los pozos de Campo Durán y Madrejones tienen presiones de 210 a 280

Kgr. por cm² a boca de pozo. En su recorrido inicial a la planta extractora de gasolina, el gas pasa por las unidades separadoras del condensado llamadas unidades de extracción a baja temperatura (LTE low temperature extraction). Estas unidades por el juego combinado de descensos de presión y temperatura, completan la condensación retrógrada y separan las dos corrientes, líquida una y gaseosa la otra, que se llevan a la Planta de Extracción y Fraccionamiento.

Hay ocho unidades LTE, cada una de 1.132.000 m³ diarios, construídas para servir a 18 pozos en Madrejones y 22 en Campo Durán.

2) Planta de gasolina

A la planta de gasolina o planta de extracción y fraccionamiento llegan las dos corrientes antes mencionadas de gas y de líquido provenientes de las unidades separadoras. La operación de dicha planta consiste esencialmente en tres funciones:

- a - Obtención de gas natural seco (fundamentalmente metano y etano) que se transportará por el gasoducto.
- b - fraccionamiento de hidrocarburos intermedios para obtención de propano, butano y gasolina, que se bombearán por el poliducto.
- c - fraccionamiento de los hidrocarburos más pesados para la producción de nafta, kerosene, gas oil, diesel oil y fuel oil, que se transportarán también por el poliducto.

Gasoducto y oleoducto

Las tuberías para gas y para productos se han construído como una sola obra, en una misma trocha y a un mismo tiempo. Dos fueron las firmas constructoras, que coordinaron en lo posible sus medios auxiliares de construcción.

La obra comienza en una región tropical, de 530 mts. de altura sobre el nivel del mar, cercana a la frontera con Bolivia. Ambas cañerías fueron tendidas a distancia entre sí de 17 mts.

En la primera mitad del trayecto se presenta una elevación de 1.000 mts. en dos sitios muy distantes entre sí. Más adelante vuelve a bajar para luego ascender a más de 860 mts. A partir de esta altura, la vía desciende gradualmente hacia San Lorenzo y a Buenos Aires.

3) El gasoducto

El gasoducto une Campo Durán con Buenos Aires a través de 1.743 Km., con 60 cm. (24") de diámetro hasta San Nicolás (1.555 Km.) y 55 cm. (22") de San Nicolás a Buenos Aires (188 Km.). Estos diámetros, a una presión en el gas de 65 a 68 Kg./cm³ permiten el transporte de 7.000.000 m³ de gas por día.

El empleo del gasoducto fue programado de manera que una gran parte de este gas (28.5%) sea entregada al Gran Buenos Aires (2.000.000 m³ por día), destinándose 5.000.000 a cubrir los consumos en el trayecto, distribuidos así: unos 200.000 m³ diarios (2,8%) para el funcionamiento de las cuatro plantas compresoras ubicadas en Metán (Salta), Lavalle (Santiago del Estero) y Deán Funes y Bell Ville (Córdoba); unos 90.000 m³ (1,3%) por día para las estaciones de bombeo anexas al oleoducto y a las casas de los campamentos, y por último, los diez puntos de ramales que partiendo de la línea troncal llevarían fluido a pueblos y ciudades intermedios, derivarían 4.710.000 m³ por día (67,3%).

Plantas compresoras

Cuatro son las plantas compresoras del gasoducto, cuya ubicación y característica se detallan:

Estación compresora N° 1: en Lumbresas (Salta) a 386 Km. de Campo Durán. Tiene 5 compresores de 2.000 HP cada uno, o sea 10.000 HP de potencia instalada. Cuatro de ellos serán empleados en operación normal y el quinto para reserva.

Estación compresora N° 2: en Lavalle (Santiago del Estero) a 719 Km. de Campo Durán y a 333 Km. de la estación N° 1. Tiene 4 equipos con una

potencia instalada de 8.000 HP, 3 en operación normal y 1 de reserva.

Estación compresora N° 3: en Deán Funes (Córdoba) a 1.310 Km. de Campo Durán y a 324 Km. de la estación N° 3. Su potencia instalada es de 8.000 HP con 3 equipos de operación normal y 1 de reserva. La función de estas plantas compresoras es restablecer la presión inicial de la masa gaseosa, que es de unos 65 a 68 Kgr./cm². Además de las 4 estaciones de compresión, se han construido 11 estaciones de medición y venta de gas.

4) El Poliducto

Con frecuencia se denomina esta línea el oleoducto, porque YPF proyectó transportar por ella crudo estabilizado, del que produce la Bolivian Oil Co. en el lado boliviano de Campo Durán. Pero esencialmente se trata de una línea de productos. Si bien se extiende desde Campo Durán hasta la destilería de YPF en San Lorenzo (Santa Fe), sobre un recorrido de 1.483 Km., solamente el tramo comprendido entre Tucumán y el punto terminal fue incluido en las obras de la licitación 5100. El sector desde el yacimiento hasta Tucumán (581 Km.) había sido ejecutado con anterioridad por Techint, empresa que continuó luego contratada por SARGO en el tendido de Tucumán a San Lorenzo. Se compone de cañería de 32,5 cm. (12 3/4 pulgadas) de diámetro, con espesor de pared de (0.281 pulgada) 7,1 mm. La capacidad nominal máxima del poliducto es de 9.200 m³ diarios.

Estaciones de bombeo

La corriente de líquidos es impulsada mediante 9 estaciones de bombeo, cada una de las cuales está provista con 4 equipos de bombeo.

Su ubicación es la siguiente: N° 1, Campo Durán (Salta), estación de cabecera; N° 2, Urundel (Salta), a 175 Km. de Campo Durán; N° 3, Lavayén (Jujuy), a 122,3 Km. de Urundel; N° 4, Las Piedras (Salta), a 111 Km. de Lavayén; N° 5, Monteagudo (Tucumán), a 246,5 Km. de Las Piedras;

Nº 6, Recreo (Santiago del Estero), a 162,9 Km. de Monteagudo; Nº 7, Quilino (Córdoba), a 140,9 Km. de Recreo; Nº 8, Montecristo (Córdoba), a 147,8 Km. de Quilino; Nº 9, Monte Leña (Córdoba) a 205,3 Km. de Montecristo. En estos puntos los productos se descargarán a una presión de aproximadamente 70 Kgr./cm².

SECCION 2 - COSTO DEL POLIDUCTO CAMPO DURAN-SAN LORENZO

Como se expresó anteriormente, el poliducto del norte fue construido en parte, por obras realizadas por YPF fuera del contrato con SARGO, y fundamentalmente, por las obras realizadas por SARGO en virtud del contrato firmado el 10-10-57. A los efectos de determinar el costo total del sistema se tratan por separado los dos tipos de obras contratadas.

A - Obras realizados por YPF fuera del contrato con SARGO

- 1 - Estación de bombeo N° 1 en Campo Durán (1.600 HP). Puede estimarse su costo en U\$S 896.000 (a razón de 560 U\$S/HP).
- 2 - Tramo del poliducto Campo Durán-Tucumán (580 Km). Costo estimado en U\$S 16.240.000; a razón de 28.000 U\$S/Km.
- 3 - Parte de la Planta de Almacenaje de Campo Durán. Capacidad 772.800 barriles equivalentes a 120.750 m3. Costo estimado a U\$S 5 por barril; costo total U\$S 3.864.000.
- 4 - Plantas de almacenaje intermedias de Vespucio, Güemes y Tucumán. Capacidad: 27.000 barriles equivalentes a 4.293 m3. A razón de U\$S 5 por barril, el costo total asciende a U\$S 135.000.

A continuación se expone un cuadro sintético de las obras mencionadas:

<u>Obras</u>	<u>U\$S</u>
1 - Estación de bombeo N° 1 en Campo Durán	896.000
2 - Tramo de poliducto Campo Durán-Tucumán	16.240.000
3 - Parte de la Planta de Almacenaje C.Durán	3.864.000
4 - Plantas de Almacenaje intermedias	135.000
<u>Costo Estimado Total</u>	<u>21.135.000</u>

Los U\$S 21.135.000 representan una estimación del costo total expresado en dólares, pero los pagos de las obras se han hecho en divisas y en pesos moneda nacional. En cuanto a las divisas contenidas en el costo total, por materiales importados y servicios del exterior, puede

estimarse un 70% en dólares. El 30% restante corresponde a pagos en M\$N.
 Dadas las épocas de ejecución, podemos calcular los costos de 1 y 2 a razón de M\$N 40 por dólar, y los de 3 y 4 a M\$N 70 por dólar, obteniendo:

	U\$S	=	M\$N
30% del costo estimado de 1 + 2	5.140.800	=	205.632.000
" " " " " 3 + 4	1.199.700	=	83.979.000
	<u>6.340.500</u>	=	<u>289.611.000</u>

En síntesis, el costo total estimado de A, expresado en dólares y pesos moneda nacional sería:

U\$S 14.794.500 + M\$N 289.611.000

B - Obras realizadas por SARGO por contrato "5100"

U\$S

1 - Tramo poliducto Tucumán-San Lorenzo

Tiene una extensión de 910 Km. A razón de U\$S

27.610,33 el Km., surge un costo total de 25.125.405

2 - 8 estaciones de bombeo

Nº 2 - Urundel (Jujuy)

Nº 3 - Lavayén (Jujuy)

Nº 4 - Las Piedras (Salta)

Nº 5 - Monteagudo (Santiago del Estero)

Nº 6 - San Antonio de la Paz (Santiago del Estero)

Nº 7 - Quilino (Córdoba)

Nº 8 - Montecristo (Córdoba)

Nº 9 - Monte Leña (Córdoba)

Cada estación tiene una potencia instalada de

2.200 HP. A un costo de US\$ 1.243.184,12 cada

una resulta un costo total de 9.945.473

3 - Plantas de almacenaje

C. Durán 120.000 bls. (19.048 m3) U\$S 603.147

Córdoba 145.000 " (23.016 ") " 797.722

Recreo 22.000 " (3.492 ") " 120.618

Villa María 91.500 " (14.524 ") " 501.660

S. Lorenzo 609.000 " (96.666 ") " 3.060.975 5.084.122

Total de 1 + 2 + 3

40.155.000

	U\$S
4 - <u>Fletes y seguros marítimos a cargo de YPF</u>	
46.000 Ton. de chapa para caños 12 $\frac{1}{2}$ " a	
U\$S 7 la tonelada	322.000
Resto del material importado para el	
poliducto, unas 20.000 Ton. métricas a	
U\$S 35	<u>700.000</u> 1.022.000
5 - <u>Intereses y gastos bancarios</u> por pagos	
diferidos de los materiales importados	4.311.596
6 - <u>Reajuste de precio</u> por aumento de mano de	
obra, materiales y fletes nacionales,	
desde fecha de contrato a fechas de	
inversión.	
	<u>Parte en M\$N</u>
Poliducto	251.853.463
Estaciones de bombeo	98.400.000
Plantas de almacenaje	<u>52.127.228</u>
	402.380.691
120% de 402.380.691 = 482.856.829 a M\$N 83	
por dólar, equivalentes a	5.817.552
7 - <u>Reajuste de precio</u> por aumento de acero en	
el exterior desde fecha contrato hasta	
fecha de compra, (parte proporcional $\frac{66}{317} \times$	
6.136.860 U\$S)	<u>1.277.706</u>
<u>Costo de B. estimado en dólares</u>	<u>52.583.854</u>

En cuanto a las divisas contenidas en este costo, se puede estimar:

	U\$S	+	M\$N
Item 1 - Poliducto	19.008.789	+	251.853.463
" 2 - Estaciones de bombeo	7.546.164	+	98.400.000
" 3 - Plantas de almacenaje	1.271.035	+	52.127.228
" 4 - Fletes y seguros todo en M\$N, a M\$N 72 por dólar	-		73.584.000
" 5 - Intereses y gastos bancarios, todo en U\$S	4.311.594		-
" 6 - Reajustes en M\$N	-		482.856.829
" 7 - Reajustes en U\$S	<u>1.277.706</u>		<u>-</u>
<u>Costo total de B</u>	<u>33.415.285</u>	+	<u>958.821.520</u>

Costo total del poliducto: A + B

Estimado todo en dólares:

A	-	21.135.000
B	-	<u>52.583.854</u>
Total en U\$S		<u>73.718.854</u>

Separando gastos en divisas extranjeras y gastos en pesos moneda nacional:

A	-	14.794.500 U\$S	-	289.611.000 M\$N
B	-	<u>33.415.285 U\$S</u>	-	<u>1.248.432.520 M\$N</u>
Totales		<u>48.209.785 U\$S</u>	-	<u>1.538.043.520 M\$N</u>

A continuación se agrupan los costos especificados precedentemente en los tres sectores básicos de todo sistema de conductos:

- 1) las tuberías;
- 2) las estaciones de bombeo;
- 3) las plantas de almacenamiento.

Tuberías del poliducto

A - Tramo Campo Durán-Tucumán
580 Km. a 28.000 U\$S/Km.

U\$S
16.240.000

B - Tramo Tucumán-San Lorenzo U\$S
910 Km. a 27.610,33 U\$S/Km. 25.125.405

Más: U\$S

Fletes y seguros marítimos a cargo de YPF: 46.000 Ton. de chapa para caños de 12 $\frac{1}{2}$ " , a 7 U\$S/Ton. 322.000

Reajuste de precio por aumento de Mano de Obra, materiales y fletes nacionales, desde fecha contratación a fechas de inversión: 120% de M\$N 251.853.463 = = 302.224.155 M\$N \times 83 3.641.255

Reajuste de precio por aumento de acero en el exterior desde fecha contrato hasta fecha de compra, parte proporcional 1.277.706

Intereses y gastos bancarios por pagos diferidos de los materiales importados 68% de 4.311.596 2.931.885 8.172.846
49.538.251

Estaciones de bombeo

A - Estación N° 1 en Campo Durán 896.000

B - Ocho estaciones de bombeo intermedias N° 2 al 9 9.945.473

Más:

Fletes y seguros marítimos a cargo de YPF, unas 20.000 Ton. a 35 U\$S 700.000

Reajuste de precio por aumento de Mano de Obra, materiales y fletes nacionales, desde fecha contrato a fecha de inversión, 120% de 98.400.000 M\$N = 118.080.000 \times 83 1.422.651

Intereses y gastos bancarios por pagos diferidos de los materiales importados, 27% de U\$S 4.311.596 1.164.131 3.286.782
14.128.255

Plantas de almacenaje

<u>Planta de cabecera, en Campo Durán</u>		U\$S
A - parte de la planta de almacenaje	3.864.000	
B - terminación de " " "	<u>603.147</u>	4.467.147
 <u>Planta terminal, en San Lorenzo</u>		
B - 609.000 bls. (96.666 m3)		<u>3.060.975</u>
		7.528.122
B - Parte proporcional del reajuste de precios e intereses (x)		<u>804.458</u>
Plantas de cabecera y terminal		<u>8.332.580</u>

Plantas de almacenaje intermedias

A - Vespucio, Güemes, Tucumán		135.000
B - Córdoba	797.722	
Recreo	120.618	
Villa María	<u>501.660</u>	1.420.000
B - Parte proporcional del reajuste de precio e intereses (ver x)	<u>164.768</u>	<u>1.584.768</u>
		<u>1.719.768</u>
(x) B - Reajuste de precio por aumento de mano de obra, materiales y fletes nacionales, desde fecha contrato a fechas de inversión, 120% de M\$N 52.127.228 = M\$N 62.552.673 \times 83		753.646
Intereses y gastos bancarios por pagos diferidos de los materiales importados 5% de U\$S 4.311.596		<u>215.580</u>
		<u>969.226</u>

En consecuencia, el costo del poliducto Campo Durán-San Lorenzo se descompondría en:

	U\$S
1 - línea de tuberías	49.538.251
2 - estaciones de bombeo	14.128.255
3 - plantas de almacenaje - de cabecera y terminal	8.332.580
- intermedias	<u>1.719.768</u>
Total	<u>73.718.854</u>

SECCION 3

CASO I - ESTIMACION DE LOS COSTOS DE OPERACION DEL POLIDUCTO CAMPO DURAN-SAN

LORENZO

Siguiendo los lineamientos generales del capítulo correspondiente a costos de operación de oleoductos, se estiman en este capítulo los elementos que componen el costo de operación del poliducto Campo Durán-San Lorenzo. Las estimaciones corresponden al supuesto de considerar que el poliducto funciona a su plena capacidad, es decir, transportando 9.200 m³ por día. Los costos en pesos moneda nacional corresponden a precios de 1960 y su conversión a dólares se efectúa al cambio de M\$N 83 por dólar.

Sueldos y Salarios

Existen ocho estaciones de bombeo intermedias, en las cuales puede estimarse como normal para su operación un equipo de doce personas cada una, dado que se requieren: 1 jefe, 1 asistente, 3 personas por turno para operar los controles de bombas y motores y las comunicaciones, y 1 persona para tareas generales. En la estación de cabecera se requieren unas 18 personas dado que las tareas a realizar son mayores que en las estaciones intermedias, y lo mismo ocurre en la estación terminal en que deberían actuar unas catorce personas.

A su vez, existe una Oficina Central, supervisora de la operación de todo el sistema, en la cual el personal requerido es el siguiente: a) programación y despacho, 6 personas; b) contralor y estadística, 2 personas; c) dependencias, 5 personas; d) comunicaciones, 5 personas. Debe señalarse que esta misma Oficina Central se encarga de la supervisión del oleoducto Challacó-Puerto Rosales; en consecuencia, al tratar los costos de operación de ese oleoducto, se computa el personal adicional que se requiere.

Por último, las tareas de mantenimiento exigen un personal especializado cuya composición es la siguiente: a) mantenimiento de tuberías, un equipo de 8 personas, incluyendo el patrullaje aéreo de las líneas; b) mantenimiento de estaciones de bombeo y derivaciones: un equipo de 6 personas

para la zona Norte y un equipo de 6 personas para la zona Sur.

A continuación se exhibe un cuadro sintético de lo expuesto precedentemente.

<u>Sector de actividad</u>	<u>Nº de empleados</u>
Estación de bombeo de cabecera	18
Estación de bombeo intermedia (8 x 12)	96
Estación terminal	14
Puntos de derivación (7 x 2)	14
Oficina Central:	
- programación y despacho	6
- contralor y estadística	2
- dependencias	5
- comunicaciones	<u>5</u>
Mantenimiento de tuberías	8
Mantenimiento de estaciones de bombeo	<u>12</u>
Total de empleados	<u><u>180</u></u>

Estimando como sueldo promedio del total del personal la suma de M\$N 15.000.- mensuales, y tomando ^{trece}/sueldos en el período anual con motivo del sueldo anual complementario, obtenemos una cifra anual por empleado de M\$N 195.000.- (15.000 x 13).

En consecuencia, el total anual en concepto de sueldos y salarios asciende a:

$$195.000 \times 180 = \text{M\$N } 35.100.000$$

$$\text{M\$N } 35.100.000 \text{ } \% \text{ M\$N } 83 = \text{U\$S } 422.892$$

Combustibles

Considerando que el oleoducto opera a su capacidad normal, puede estimarse el consumo de combustibles para las nueve estaciones de bombeo en 90.000 m³ de gas por día. Es decir que el consumo de combustible en el año

ascenderá a 32.850.000 m³ (90.000 x 365). Aplicando un precio de \$ 1,30 el m³, obtenemos un costo anual por combustibles de M\$N 42.705.000. A M\$N 83 por U\$S 1, equivalen a U\$S 514.518.

Mantenimiento

Puede estimarse en el 2% anual del valor total de las estaciones de bombeo. Es decir, 2% de U\$S 14.128.255, que equivale a U\$S 282.565.

En cuanto a las reparaciones de tuberías, puede estimarse en U\$S 15 por Km. y por año, o sea U\$S 22.245 (1.483 x 15).

Reparaciones de tanques, a razón de 1 centavo de dólar por barril y por año:

-cabecera	892.800 bls.	
-terminal	<u>609.000</u> "	1.501.800 bls.
-intermedias		<u>285.500</u> "
		1.787.300 bls.

$$1.787.300 \times 0,01 = \text{U\$S } 17,783$$

Estaciones de bombeo	U\$S	282.565
Tuberías	"	22.245
Tanques	"	<u>17.783</u>
	"	<u>322.593</u>

Depreciación

Las tuberías y tanques de almacenaje se deprecian en 30 años, y las estaciones de bombeo en 15 años. No se considera valor residual alguno y se emplea el método de anualidad al 6% de interés anual.

Tuberías y tanques (30 años, 6% anual)

$$\text{U\$S } 49.538.251 + \text{U\$S } 10.052.348 = \text{U\$S } 59.590.599$$

$$\text{U\$S } 59.590.599 \times 0,072649 = \text{U\$S } 4.329.261$$

Estaciones de bombeo (15 años, 6% anual)

U\$S 14.128.255 x 0,102963 = U\$S 1.454.688

CASO II - OPERACION DEL POLIDUCTO A LA CAPACIDAD DE 5.000 M3/DIA

Los costos de operación se incrementan apreciablemente cuando el oleoducto opera a menos de su capacidad normal. Los únicos gastos de operación que disminuyen son esencialmente los de combustibles y algo el de personal. En el caso específico del poliducto del norte, a la capacidad de operación de 5.000 m3/día, tiene los siguientes gastos:

Sueldos y Salarios

Como se encuentran operando tres estaciones de bombeo (1 de cabecera y 2 intermedias), el personal requerido en las seis estaciones restantes se estima en cuatro personas para cada una. Es decir que el total de empleados se reduce de 180 (para el caso de plena capacidad) a 132. Considerando la erogación anual por empleado en M\$N 195.000 (como en el supuesto de plena capacidad), llegamos a M\$N 25.740.000 o U\$S 310.120.

Combustibles

Al operar tres estaciones de bombeo los gastos de combustibles se reducen a M\$N 14.235.000, o sea U\$S 171.506.

Mantenimiento

Estimamos para las estaciones el 0,66% anual del valor total de las mismas.

Estaciones de bombeo 0,66%	U\$S 94.659
Reparaciones de tuberías	" 22.245
Reparaciones de tanques	" <u>17.783</u>
Total	U\$S 134.687

En el Anexo IX se incluye un cuadro resumido de las inversiones de capital y el costo de operación anual de los Casos I y II.

SECCION 4 - COMPARACION DEL VALOR DE TRAFICO EN EL PLANO DE LOS COSTOS -
POLIDUCTO VERSUS FERROCARRIL Y CAMION-TANQUE

A continuación se transcribe un cuadro comparativo de los costos unitarios del m³/Km., expresado en M\$N a precios de 1960, para tres casos de volúmenes a transportar. En los Anexos IX al XII se encuentran los cálculos correspondientes.

COSTO DEL M³/KM. EN M\$N A PRECIOS DE 1960

<u>Casos</u>	I	II	III
m ³ /día	9.200	5.000	3.323
m ³ /año	3.367.200	1.825.000	1.213.100
m ³ /Km. por año	4.372.857.600	2.085.775.000	1.261.339.400

<u>Costo en M\$N por m³/Km.</u>	M\$N	M\$N	M\$N
Poliducto	0,134	0,255	0,421
Ferrocarril	0,341	0,375	0,400
Camión-tanque	0,987	0,987	0,987

Tarifas vigentes en 1960

<u>M\$N por m³/Km.</u>		
Ferrocarril	0,507	0,544
Camión-tanque	1,097	1,097

Costo total - Millones M\$N

Poliducto	585	531
Ferrocarril	<u>1.493</u>	<u>783</u>
Diferencia a favor poliducto	908	252

Aún operando a una capacidad de 5.000 m³/día, que es un 46% inferior a su capacidad máxima de transporte, el poliducto Campo Durán-San Lorenzo es el medio más económico de transporte. Para dicho volumen reducido, el costo de operación (M\$N 0,255 por m³/Km) es inferior al costo ferroviario (M\$N 0,375 por m³/Km.) en un 32%. Si el poliducto operara a su capacidad máxima de 9.200 m³/día, el costo de operación sería inferior al ferroviario en un 61% (M\$N 0,134 m³/Km. versus M\$N 0,341), y en consecuencia, presentaría el más alto valor de tráfico en el plano de los costos. Para dar una idea de

la magnitud del ahorro anual que representan esas diferencias por m³/Km., observamos en el cuadro precedente que el menor costo anual del poliducto con respecto al del ferrocarril es de M\$N 908 \bar{M} para el Caso I y de M\$N 252 \bar{M} para el Caso II.

Debemos destacar que la circunstancia de operar el poliducto por debajo de su capacidad normal de transporte eleva enormemente el costo de operación por m³/Km. Ello es así porque los costos de operación son prácticamente fijos. Solamente puede reducirse algo el consumo de combustibles en las estaciones de bombeo y en pequeña proporción el monto de sueldos y salarios. Así vemos que entre el Caso II (5.000 m³/día) y el Caso I (9.200 m³/día) el costo de operación por m³/Km. varía de M\$N 0,255 a M\$N 0,134.

El movimiento real de productos de 1965 ha consistido en unos 3.323 m³/día, lo que representa un 36% de la capacidad total para la cual fue proyectado el poliducto.

Según se desprende de los Anexos IX y XI, los costos por m³/Km. para dicho volumen de transporte representan M\$N 0,421 para el poliducto contra M\$N 0,400 para el ferrocarril. Esto significa que el volumen transportado es tan reducido que el costo actual de transporte por el poliducto es superior al que resultaría de transportar los productos totalmente por ferrocarril. Ello corrobora lo dicho precedentemente al tratar los costos del Caso I en relación a los costos del Caso II.

Es evidente que el costo de transporte por camión-tanque es muy superior al del poliducto y ferrocarril. Además, por razones técnicas resultaría muy poco práctico movilizar totalmente por camión-tanque los volúmenes de crudo y productos considerados en este análisis (Casos I y II).

A N E X O S IX, X, XI, Y XII

ANEXO IX

POLIDUCTO CAMPO DURAN - SAN LORENZO
INVERSIONES Y COSTO DE OPERACION ANUAL

	<u>Caso I</u>	<u>Caso II</u>
	1.483 Km.	1.483 Km.
	9.200 m3/día	5.000 m3/día
	<u>U\$S</u>	<u>U\$S</u>
<u>INVERSION</u>		
Tuberías	49.538.251	49.538.251
Estaciones de bombeo	14.128.255	
y plantas de almacenaje	<u>10.052.348</u>	<u>24.180.603</u>
<u>Total</u>	73.718.854	73.718.854
<u>COSTO DE OPERACION ANUAL</u>		
Sueldos y salarios	422.892	310.120
Combustible	514.518	171.506
Mantenimiento	<u>322.593</u>	<u>134.687</u>
<u>Sub-Total</u>	1.260.003	616.313
Depreciación:		
-tuberías y tanques	4.329.261	4.329.261
-estaciones de bombeo	<u>1.454.688</u>	<u>1.454.688</u>
<u>Costo Anual Total</u>	<u>7.043.952</u>	<u>6.400.262</u>
m3/año	3.367.200	1.825.000
Costo total anual (M\$N de 1960)	584.648.016	531.221.746
m3/Km. (Anexo X)	4.372.857.600	2.085.775.000
Costo por m3/Km. (M\$N de 1960)	0,134	0,255
<u>Caso III - Movimiento real de productos en 1965</u>		
M3/Km. (Anexo X)	-	1.261.339.400
Costo por m3/Km. (M\$N de 1960)	-	0,421

ANEXO X

POLIDUCTO CAMPO DURAN-SAN LORENZO

MOVIMIENTO DE PRODUCTOS OPERANDO EL POLIDUCTO
A RAZON DE 5.000 M3/DIA

<u>Desde Campo Durán a:</u>	<u>Km.</u>	<u>m3/año</u>	<u>m3/Km.</u>
Vespucio	53	12.000	636.000
Chachapoyas	404	252.000	101.808.000
Tucumán	581	180.000	104.580.000
Montecristo	1.106	360.000	398.160.000
Villa María	1.250	144.000	180.000.000
San Lorenzo	1.483	877.000	1.300.591.000
		<u>1.825.000</u>	<u>2.085.775.000</u>

$$d_m = 1.143 \text{ Km.}$$

POSIBLE MOVIMIENTO DE PRODUCTOS OPERANDO A 9.200 M3/DIA

(Se supone igual movimiento hasta Villa María y el excedente hasta S. Lorenzo)

Vespucio	53	12.000	636.000
Chachapoyas	404	252.000	101.808.000
Tucumán	581	180.000	104.580.000
Montecristo	1.106	360.000	398.160.000
Villa María	1.250	144.000	180.000.000
San Lorenzo	1.483	<u>2.419.200</u>	<u>3.587.673.600</u>
		<u>3.367.200</u>	<u>4.372.857.600</u>

$$d_m = 1.299 \text{ Km.}$$

MOVIMIENTO REAL DE PRODUCTOS DURANTE 1965 - 3.323 M3/DIA

Vespucio	53	11.000	583.000
Chachapoyas	404	180.100	72.760.400
Tucumán	581	250.000	145.250.000
Montecristo	1.106	240.000	265.440.000
Villa María	1.250	50.000	62.500.000
San Lorenzo	1.483	<u>482.000</u>	<u>714.806.000</u>
		<u>1.213.100</u>	<u>1.261.339.400</u>

$$d_m = 1.040 \text{ Km.}$$

ANEXO XI

I - CALCULO DEL COSTO FERROVIARIO POR m³/KM.

Costo de Renovación de Vías

Se considera que las vías serán renovadas en un 66% en un período de 30 años. A efectos de simplificación del cálculo, se supone que el transporte de los volúmenes del Anexo X deberá absorber un 25% del costo de renovación de vías.

$$1.483 \text{ Km.} \times 0,66 \times \text{M\$N } 4 \text{ M} \times 0,25 = \text{M\$N } 978.780.000$$

Anualidad (30 años, 6% anual)

$$\text{M\$N } 978.780.000 \times 0,072649 = \text{M\$N } 71.107.388$$

Depreciación de los tanques de almacenamiento

Con el propósito de obtener un costo ferroviario total, comparable con el poliducto, se calcula la incidencia anual de la depreciación de los tanques de almacenamiento del poliducto.

$$\text{U\$S } 10.052.348 \times 0,072649 = \text{U\$S } 730.293$$

$$\text{U\$S } 730.293 \times \text{M\$N } 83 = \text{M\$N } 60.614.319$$

Cálculo del costo ferroviario por m³/Km.

Caso I - Requerimiento de transporte 9.200 m³/día

3.367.200 m ³ /año	÷ 1.400 m ³ /tren	=	2.405 trenes/año
2.405 trenes/año	× 2.598 Km.	=	6.248.190 trenes/Km.
6.248.190 trenes/Km.	× M\\$N 199,44	=	M\\$N 1.246.139.014
3.367.200 m ³	× M\\$N 34,20	=	" 115.158.240
Renovación vías		=	" <u>71.107.388</u>
		=	" 1.432.404.642
Depreciación tanques		=	" <u>60.614.319</u>
<u>Costo Total</u>		=	<u>M\\$N 1.493.018.961</u>

Costo por m³/Km.

Con depreciación de tanques:

M\$N 1.493.018.961 \div 4.372.857.600 m³/Km. = M\$N 0,341 m³/Km.

Sin depreciación de tanques:

M\$N 1.432.404.642 \div 4.372.857.600 m³/Km. = M\$N 0,327 m³/Km.

Caso II - Requerimiento de transporte 5.000 m³/día

1.825.000 m³/año \div 1.400 m³/tren = 1.303 trenes/año

1.303 trenes/año x 2.266 Km. = 2.952.598 trenes/Km.

2.952.598 trenes/Km. x M\$N 199,44 = M\$N 588.866.145 *

1.825.000 m³ x M\$N 34,20 = M\$N 62.415.000

Renovación vías = M\$N 71.107.388

M\$N 722.388.533

Depreciación tanques almacenamiento = M\$N 60.614.319

Costo Total M\$N 783.002.852

* Ver cálculo del costo marginal por tren/Km. (M\$N 199,44) en el Anexo II.

Costo por m³/Km.

Con depreciación tanques:

M\$N 783.002.852 \div 2.085.775.000 m³/Km. = M\$N 0,375 m³/Km.

Sin depreciación tanques:

M\$N 722.388.533 \div 2.085.775.000 m³/Km. = M\$N 0,346 m³/Km.

Caso III - Movimiento real de productos en 1965 - 3.323 m³/día

1.213.100 m³/año \div 1.400 m³/tren = 867 trenes/año

867 trenes/año x 2.080 Km. = 1.803.360 trenes/Km.

1.803.360 trenes/Km. x M\$N 199,44 = M\$N 359.662.118

1.213.100 m³ x M\$N 34,20 = M\$N 41.488.020

Renovación vías (1) = M\$N 42.664.433

M\$N 443.814.571

Depreciación tanques almacenamiento = M\$N 60.614.319

Costo Total M\$N 504.428.890

(1) Se supone que el menor volumen de productos transportados deberá absorber aproximadamente un 60% de los costos de renovación de vías de los Casos I y II precedentes (ello representa un 15% de los costos totales de renovación en lugar del 25%).

Costo por m³/Km.

Con depreciación de tanques:

M\$N 504.428.890 % 1.261.339.400 m³/Km. = M\$N 0,400 m³/Km.

II - TARIFA FERROVIARIA VIGENTE EN 1960

El poliducto transporta varias clases de productos destilados y crudo estabilizado. Las tarifas del ferrocarril son distintas según la clase de producto destilado que se transporte. Sin embargo, a los efectos comparativos con poliducto, sólo tomaremos la tarifa correspondiente al petróleo crudo, (que es la más reducida) para las distancias medias de transporte del Anexo X.

Caso I

	M\$N
Tarifa básica de 1 Ton./1.299 Km.	766,56
" " " 1 m ³ /1.299 Km.	659,24
" " " 1 m ³ /Km.	0,507

Caso II

Tarifa básica de 1 Ton./1.143 Km.	723,12
" " " 1 m ³ /1.143 Km.	621,88
" " " 1 m ³ /Km.	0,544

ANEXO XII

TARIFA CAMION-TANQUE CAMPO DURAN-SAN LORENZO

Tarifa camión-tanque para carretera pavimentada normal, vigente en 1960:

	M\$N
1.000 Km.	1.119,00
483 Km. (M\$N 1,05 x 483 Km.)	<u>507,15</u>
Tarifa para 1 m ³ /1.483 Km.	<u><u>1.626,15</u></u>

Si bien los caminos no se encuentran completamente pavimentados y la distancia por carretera no sería exactamente igual a la existente por poliducto, a efectos de simplificación del cálculo se desestiman tales diferencias.

La tarifa para 1 m³/Km. resulta ser de M\$N 1,097. Suponiendo que la utilidad neta del transportista (camionero) es del 10% de la tarifa cobrada, obtenemos un costo de explotación para el m³/Km. de M\$N 0,987.

CAPITULO V

YACIMIENTOS DE NEUQUEN

SECCION 1 - TRANSPORTE FERROVIARIO DE NEUQUEN A BAHIA BLANCA

La producción de Neuquén es concentrada en Challacó, cargadero ferroviario construido por la Compañía Esso, que está ubicado sobre la línea Plaza Constitución-Zapala, del FCNGR. El petróleo es conducido desde lejanos y cercanos sectores de la zona en explotación, a través de una red de oleoductos de recolección que se concentran en Challacó (actualmente punto de cabecera del oleoducto Challacó-Puerto Rosales).

Esta red de recolección comprende los siguientes recorridos:

- 1) Cerro Bandera-Plaza Huincul, de 32 Km.
- 2) Tres oleoductos desde Cutral-Có y desde los alrededores de Plaza Huincul, con extensión de 7, 15 y 9 Km.
- 3) Puesto López-Barda González-Plaza Huincul, de 18 Km.

En Plaza Huincul parte de la producción es destinada a la destilería de YPF, y el resto se envía a Challacó por un oleoducto de 21 Km. Además de este conducto, Challacó concentra el petróleo proveniente de las siguientes líneas:

- 4) Cerro del Medio-Challacó, de 17 Km. y desde el Campamento Challacó, de 5 Km.
- 5) General San Martín-Challacó, de 14 Km. y Aguada Quinchao-Challacó, de 10 Km.
- 6) El Sauce-Challacó, de 71 Km., tubería de 10 3/4" de diámetro, y capacidad de 2.500 M3 por día, es la línea más importante de la zona. Fue inaugurada en enero de 1959.

Antes de habilitarse el oleoducto Challacó-Puerto Rosales, el petróleo crudo concentrado en Challacó se transportaba por vagón-tanque

hasta Bahía Blanca para ser destilado en refinerías de esa zona o embarcado en buques-tanque con destino a otros centros de consumo y refinación.

Este transporte se efectuaba en trenes de 25 vagones-tanque cada uno, de 40 a 45 m³ de capacidad por unidad, con un promedio diario de tres trenes. Cada tren conducía en promedio unos 1.000 m³. Si bien el transporte por vagón-tanque aumentó apreciablemente desde 1958, siguió siendo insuficiente para evacuar todo el petróleo que puede producir Neuquén. El problema del transporte por ferrocarril se agravaba a su vez durante los meses de enero a abril debido al intenso movimiento de cargas de la región, por las cosechas de fruta de los valles de los ríos Neuquén, Limay y Negro. En febrero de 1962 se inauguró el oleoducto Challacó-Puerto Rosales, con lo cual quedó eliminada una de las principales trabas al aumento de producción de los yacimientos de Neuquén.

SECCION 2 - OLEODUCTO CHALLACO-PUERTO ROSALES

Conforme al convenio del 3-12-1958, Esso tomó a su cargo, por cuenta de YPF, la construcción de un oleoducto y sus instalaciones complementarias, destinado al transporte de petróleo desde la Provincia de Neuquén a Bahía Blanca. Con una distancia de aproximadamente 625 Km., el oleoducto tendría un diámetro no mayor de 355,6 mm. (14"), contaría con una estación de bombeo en la cabecera de la línea y otra terminal en Bahía Blanca y dispondría de una capacidad inicial de transporte de 3.700 m³ por día.

El costo no debía exceder de 23.000.000 de dólares y su importe sería adelantado por Esso, obligándose YPF a reembolsar dicha suma en un plazo de 30 años, con un interés anual del 5%. Una vez completados los trabajos, el oleoducto se entregaría inmediatamente a la empresa fiscal.

Los trabajos comenzaron el 16-9-1960 y fueron oficialmente inaugurado el 10-2-1962.

La industria local convirtió 40.000 toneladas de chapa de acero importado en unos 56.000 caños, de 11 metros y fracción de largo cada uno, de 14" de diámetro y con un espesor de pared de 1/4".

De Escocia se importaron otros 400 caños reforzados, que se utilizaron para los cruces de los ríos Neuquén y Colorado, como también en otros puntos especiales.

Para revestimiento del oleoducto en cruces por debajo de carreteras y vías férreas, se trajeron de Italia caños camisa de 18" de diámetro. El estudio del recorrido de la línea Challacó-Bahía Blanca fue determinado por los técnicos de YPF.

Descripción del oleoducto

Las obras inauguradas en febrero de 1962 estaban básicamente

integradas por las siguientes instalaciones:

- 1 - La tubería principal que comienza en la planta de almacenaje de YPF, cerca de Challacó (Provincia de Neuquén) y corre hacia el este hasta la estación terminal situada en Puerto Rosales, cerca de Bahía Blanca (Provincia de Buenos Aires).

La longitud del oleoducto es de unos 625 Km. y está construido con caños de 355,6 mm. (14") de diámetro, con un espesor de pared de 6,35 mm. (0,25"), excepto en los cruces especiales en que se utilizan caños de 11,1 mm (0,438") de espesor.

- 2 - Una estación cabecera de bombeo ubicada en Challacó, que consta de tres unidades de bombeo diesel centrífugas de 550 HP y bombeará 3.700 m³ por día. Dos unidades de bombeo para operación normal y la tercera de reserva.

El sistema estaba preparado para agregarle tres futuras estaciones de bombeo en lugares intermedios (Villa Regina, Benjamín Zorrilla y Montes de Oca) a espacios iguales, lo que aseguraba una futura capacidad de transporte de 7.000 m³ de crudo por día. Como se verá al tratar el tema del oleoducto Medanito-Allen, en agosto de 1965 se inauguraron nuevas estaciones de bombeo.

- 3 - Una planta terminal en Puerto Rosales al extremo del oleoducto. Consta de cuatro tanques de almacenamiento con una capacidad total de unos 61.400 m³ (15.350 m³ cada uno), cañerías, interconexiones, edificios y una estación de bombas para cargamento de petróleo a buques-tanque. Dicha estación de cargamento está constituida por bombas centrífugas operadas a motor eléctrico, que podrían cargar buques-tanque a un promedio de 3.000 m³ por hora.
- 4 - Para el control y mantenimiento del conducto se ha establecido un sistema de comunicaciones de ondas cortas.

Financiación

De acuerdo con el Art. 15 del convenio firmado entre YPF y ESSO para la construcción del oleoducto Challacó-Puerto Rosales, se establece que el costo no excedería de 23.000.000 de dólares y sería reembolsado por YPF en un plazo de 30 años, con un interés anual del 5%.

En la información periodística del día de la inauguración oficial del oleoducto (10-2-62), se comenta entre otros el discurso del Vicepresidente de ESSO S.A.P.A., expresándose que la concepción general, la supervisión y la financiación del oleoducto estuvieron a cargo de ESSO, que invirtió 19.000.000 de dólares y que YPF reembolsará en 30 años. Dicho reembolso se efectuará en 30 cuotas anuales iguales, desde 1961 hasta 1990.

Capacidad de transporte del oleoducto

El oleoducto posee las siguientes capacidades de transporte de petróleo crudo, con una viscosidad máxima de 560 SSU a 10° centígrados y una densidad de 0,89 a 15° centígrados:

<u>Estaciones</u>	C A P A C I D A D	
	910 LPC (1) <u>Presión de descarga</u>	1.127 LPC (2) <u>Presión de descarga</u>
Una	3.700 m3/día	4.700 m3/día
Dos	5.900 "	6.100 "
Cuatro	7.100 "	7.900 "

(1) LPC equivale a libras por pulgada cuadrada. Es la presión normal requerida.

(2) Es la presión máxima permitida por el factor de seguridad de la tubería instalada.

Oleoducto Medanitós-Allen

En agosto de 1965 se inauguraron importantes obras ejecutadas por Yacimientos Petrolíferos Fiscales en la zona de Colonia Catriel. Las obras

de almacenaje, tratamiento y transporte comprenden:

- a) Playa de tanques, tratamiento y cabecera de bombeo El Medanito. Constan de 2 tanques de 10.000 m³ cada uno; 2 de 6.000 m³ cada uno y 2 de 3.000. Además, para atender las necesidades de calentamiento, se ha montado en esa playa una batería de hornos de fuego directo, compuesta por 4 unidades de 4.500 calorías/hora, que pueden calentar 2.500 m³/día de petróleo cada una. La planta posee dos equipos deshidratadores eléctricos de operación automática y aptos para tratar cada una 3.000 m³ de petróleo. La sala de bombas está integrada por 3 motobombas alternativas con motores a gas natural, cada una de las cuales tiene capacidad para bombear 1.800 m³/día. Asimismo, se han instalado 2 electrobombas de 2.600 m³/día cada una. Estas obras de almacenaje, tratamiento y cabecera de bombeo fueron ejecutadas por la firma Mellor-Goodwin a un costo de \$ 229.908.883.
- b) Oleoducto Catriel Oeste-El Medanito. En el yacimiento Catriel Oeste se construye una playa auxiliar de almacenaje que consta de dos tanques de 3.000 m³ cada uno y 1 de 1.000 m³, instalaciones de vapor para calentamiento y casa de bombeo. Desde estas instalaciones arranca el oleoducto de 33,2 Km. de longitud y 8 5/8" de diámetro, que vincula el yacimiento nombrado con la playa de tanques y cabecera de bombeo descripta anteriormente. Este oleoducto es apto para la capacidad de bombeo de 4.500 m³/día de crudo tipo Catriel. Esta obra, que incluye el montaje de un horno vertical de fuego directo, fue ejecutada por la firma CIME, con un valor de contrato de M\$N 41.517.958, cifra a la que debe agregarse el valor de la cañería adquirida por separado, a un costo de M\$N 58 millones.
- c) Oleoducto El Medanito-Allen. Con una longitud de 110 Km., conecta la planta central de El Medanito con el oleoducto troncal Challacó-Puerto Rosales a la altura de la localidad de Allen. Fue construido con cañería de 10 3/4" de diámetro, con protección térmica y anticorrosiva. Podrán bombearse a través del mismo, 5.000 m³/día. Esta obra fue ejecutada por la firma Ingenar, cuyo contrato alcanzó a M\$N 132.600.000 más

M\$N 262.000.000 que resultó el costo de la cañería adquirida por separado.

- d) Ampliación de la capacidad de transporte del oleoducto Challacó-Puerto Rosales. Fue necesario instalar estaciones de bombeo entre Allen y Puerto Rosales para ampliar la capacidad de transporte del oleoducto troncal Challacó-Puerto Rosales. La obra fue adjudicada por licitación a la firma Alfredo Evangelista, y en conjunto ascienden a la suma de M\$N 1.500.000.000, de los cuales 850.000.000 corresponden a trabajos contratados y el resto principalmente a materiales y equipos provistos por YPF. Las estaciones de bombeo han sido instaladas en Allen (estación cabecera), y las demás en Chimpay, Fichi-Mahuida y Algarrobo, y un centro de mantenimiento y estación de bombeo para cargar los buques-tanque en Puerto Rosales. Además, en esta última localidad se ha construido una posta de amarre.

SECCION 3 - COSTO DE OPERACION DEL OLEODUCTO CHALLACO-PUERTO ROSALES

La estimación de los componentes del costo de operación anual está referida a tres supuestos distintos de capacidad de transporte del oleoducto, que son:

- Caso I - 1 estación de bombeo de cabecera; 3.700 m³/día.
- Caso II - 2 estaciones de bombeo; 5.900 m³/día.
- Caso III - 4 estaciones de bombeo; 7.100 m³/día.

Los costos en pesos moneda nacional corresponden a precios del año 1960 y su conversión a dólares se efectúa al cambio de M\$N 83 por dólar.

Sueldos y salarios

Puede estimarse como normal un equipo de doce personas para la estación de cabecera, 9 personas para cada una de las estaciones intermedias y 14 personas para la estación terminal. La Oficina Central, supervisora de la operación del oleoducto, es la misma empleada para supervisar el oleoducto Campo Durán-San Lorenzo. El personal de dicha oficina se computa separadamente para cada sistema de tuberías a efectos de distribuir su costo en proporción al caudal transportado.

El personal requerido para el mantenimiento de las tuberías y estaciones de bombeo se estima en un total de 10 personas, cualquiera sea el caudal que se transporte.

El personal requerido para operar el oleoducto, en cada uno de los tres casos considerados, es el siguiente:

Casos:	I	II	III
	Nº de empleados		
<u>Sector de actividad:</u>			
Estación de bombeo de cabecera	12	12	12
Estaciones de bombeo intermedias	-	9	27
Estación terminal	14	14	14
Oficina Central:			
-programación y despacho	5		
-contralor y estadística	2		
-dependencias	2		
-comunicaciones	<u>3</u>	12	12
Mantenimiento de tuberías y estaciones de bombeo	<u>10</u>	<u>10</u>	<u>10</u>
Total de empleados	<u>48</u>	<u>57</u>	<u>75</u>

El monto anual por empleado lo estimamos en M\$N 195.000 como en el caso poliducto Campo Durán-San Lorenzo. Por lo tanto, el total anual en concepto de sueldos y salarios asciende a:

I	-	M\$N 195.000 x 48 =	M\$N 9.360.000	-	U\$S 112.771
II	-	" 195.000 x 57 =	" 11.115.000	-	" 133.915
III	-	" 195.000 x 75 =	" 14.625.000	-	" 176.205

Combustibles

Cada estación de bombeo dispone de 3 unidades de bombeo diesel centrífugas, de las cuales 2 unidades operan normalmente, y la tercera es de reserva. Puede estimarse el consumo de combustibles de cada estación en 7.333 m3/día de gas. El volumen de gas anual y sus respectivos costos (M\$N 1,30 el m3) asciende a:

I	-	2.676.545 m3	M\$N 3.479.509	U\$S 41.922
II	-	5.353.090 m3	" 6.959.017	" 83.856
III	-	10.706.180 m3	" 13.918.034	" 167.867

Mantenimiento

Se estima en el 2% anual del valor total de las estaciones de bombeo y tanques de almacenamiento. Para los casos I, II y III, es de U\$S 70.000; U\$S 94.000 y U\$S 142.000 respectivamente.

Además, se estima el costo anual de reparaciones de la tubería (a razón de U\$S 15.- por Km. y por año) en U\$S 9.375.-

Depreciación

Las tuberías se deprecian en 30 años, y las estaciones de bombeo y terminal en 15 años.

Se supone que el valor residual de la inversión al final de los años de vida útil es nulo. Para el cómputo de la depreciación se emplea el método de anualidad.

Tuberías (30 años, 6% anual)

U\$S 15.500.000 x 0,072649 = U\$S 1.126.060

Estaciones de bombeo y terminal (15 años, 6% anual)

Caso I - U\$S 3.500.000 x 0,102963 = U\$S 360.371

Caso II - U\$S 4.700.000 x 0,102963 = U\$S 483.926

Caso III - U\$S 7.100.000 x 0,102963 = U\$S 731.037

En el Anexo XIII se incluye un cuadro resumido de las inversiones de capital y el costo de operación anual de los Casos I, II y III.

SECCION 4 - COMPARACION DEL VALOR DE TRAFICO EN EL PLANO DE LOS COSTOS

OLEODUCTO VERSUS FERROCARRIL Y CAMION TANQUE

De los Anexos XIII, XIV y XV adjuntos al presente capítulo, tomamos los costos unitarios del m³/Km., expresados en M\$N a precios de 1960, para los tres casos de volúmenes a transportar.

<u>Casos</u>	<u>Costo del M³/Km. en M\$N a precios de 1960</u>		
	<u>I</u>	<u>II</u>	<u>III</u>
m ³ /día	3.700	5.900	7.100
m ³ /año	1.350.500	2.153.500	2.591.500
m ³ /Km. por año	844.062.500	1.345.937.500	1.619.687.500
<u>Costo en M\$N por m³/Km.</u>	<u>M\$N</u>	<u>M\$N</u>	<u>M\$N</u>
Oleoducto	0,169	0,119	0,121
Ferrocarril	0,375	0,363	0,358
Camión-tanque	2,611	2,611	2,611
<u>Tarifas vigentes en 1960</u>			
<u>M\$N por m³/Km.</u>			
Ferrocarril	0,779	0,779	0,779
Camión-tanque	2,901	2,901	2,901
<u>Costo total - Millones de M\$N</u>			
Oleoducto	143	160	195
Ferrocarril	<u>317</u>	<u>489</u>	<u>580</u>
Diferencia a favor del oleoducto	174	329	385

De la comparación precedente se desprende que el costo por oleoducto para el m³/Km. de petróleo crudo transportado representa un 45%, 33% y 34% del costo por ferrocarril para los Casos I, II y III respectivamente.

Comparando el costo total anual del oleoducto y ferrocarril observamos que es importante la suma ahorrada por oleoducto, ya que asciende a

M\$N 174 M̄, M\$N 329 M̄ y M\$N 385 M̄ para cada uno de los casos considerados.

La tarifa ferroviaria vigente en 1960 para el transporte de una tonelada de petróleo crudo a una distancia de 625 Km. ascendía a M\$N 534,91. El equivalente de dicha tarifa para 1 m³ de crudo es de M\$N 486,77, lo que representa un valor de M\$N 0,779 por m³/Km. Ello significa que el tráfico de crudo de Challacó a Bahía Blanca era lucrativo para el ferrocarril, dado que representaba el doble de los costos de explotación. Pero, como se señaló precedentemente, el costo por oleoducto es muy inferior al costo ferroviario.

En caso de establecerse una tarifa para el transporte de crudo por oleoducto, ésta podría llegar a ser el doble del costo de explotación del oleoducto (Caso I - M\$N 0,169 x 2 = M\$N 0,338) y aún así sería inferior al costo ferroviario (Caso I - M\$N 0,375). Lo mismo ocurriría para los Casos II y III.

Es a todas luces evidente que el costo de transporte por camión-tanque en la zona patagónica (M\$N 2,611 por m³/Km.) es apreciablemente superior al costo por oleoducto (Caso I M\$N 0,169; lo mismo para casos II y III) y al costo por ferrocarril (Caso I M\$N 0,375; igual para casos II y III).

Las tarifas correspondientes al camión-tanque se incluyen en el Anexo XV.

A N E X O S XIII, XIV Y XV

ANEXO XIII

OLEODUCTO CHALLACO - PUERTO ROSALES
INVERSIONES Y COSTO DE OPERACION ANUAL

<u>Casos</u>	I	II	III
<u>Características</u>			
Kilómetros	625 Km.	625 Km.	625 Km.
Número de estaciones de bombeo	1	2	4
<u>Inversión</u>			
	U\$S	U\$S	U\$S
Tuberías	15.500.000	15.500.000	15.500.000
Estaciones de bombeo y terminal	<u>3.500.000</u>	<u>4.700.000</u>	<u>7.100.000</u>
<u>Total</u>	19.000.000	20.200.000	22.600.000
<u>Costo de operación anual</u>			
Sueldos y salarios	112.771	133.915	176.205
Combustibles	41.922	83.856	167.867
Mantenimiento	<u>79.375</u>	<u>103.375</u>	<u>151.375</u>
	234.068	321.146	495.447
<u>Depreciación</u>			
- tuberías	1.126.060	1.126.060	1.126.060
- estaciones	<u>360.371</u>	<u>483.926</u>	<u>731.037</u>
<u>Costo Total</u>	<u>1.720.499</u>	<u>1.931.132</u>	<u>2.352.544</u>
m3/día	3.700	5.900	7.100
m3/año	1.350.500	2.153.500	2.591.500
m3/Km.	844.062.500	1.345.937.500	1.619.687.500
Costo total anual (M\$N de 1960)	142.801.417	160.283.956	195.261.152
Costo por m3/Km.	0,169	0,119	0,121

ANEXO XIV

CALCULO DEL COSTO FERROVIARIO POR M3/KM.

	<u>M\$N por tren/Km.</u>
Costo corrida, maniobras y conservación de vías	106,46
Depreciación locomotoras y vagones	<u>92,98</u>
Costo marginal (ver Anexo II)	199,44

Costo de renovación de vías

Suponemos que en un período de 30 años se renovará el 66% de las vías y que el tráfico de crudo deberá absorber alrededor de un 25% de dicho costo de renovación.

$$625 \text{ Km.} \times 0,66 \times \text{M\$N } 4 \overline{\text{M}} \times 0,25 = \text{M\$N } 412.500.000$$

Anualidad (30 años, 6% anual)

$$\text{M\$N } 412.500.000 \times 0,072649 = \text{M\$N } 29.967.713$$

Carga y descarga de vagones-tanque: M\$N 34,20 por m3.

Caso I

$$\begin{aligned} 1.350.500 \text{ m}^3/\text{año} \div 1.400 \text{ m}^3/\text{tren} &= 965 \text{ trenes/año} \\ 965 \text{ trenes/año} \times 1.250 \text{ Km.} &= 1.206.250 \text{ trenes/Km.} \\ 1.206.250 \text{ trenes/Km.} \times \text{M\$N } 199,44 &= \text{M\$N } 240.574.500 \\ 1.350.500 \text{ m}^3 \times \text{M\$N } 34,20 &= \text{ " } 46.187.100 \\ \text{Renovación vías} &= \text{ " } \underline{29.967.713} \\ \underline{\text{Costo Total}} &= \text{ " } \underline{\underline{316.729.313}} \end{aligned}$$

$$\text{M\$N } 316.729.313 \div 844.062.500 \text{ m}^3/\text{Km.} = \text{M\$N } 0,375 \text{ m}^3/\text{Km.}$$

Caso II

2.153,500 m³/año \div 1.400 m³/tren = 1.538 trenes/año
1.538 trenes/año \times 1.250 Km. = 1.922.500 trenes/Km.
1.922.500 trenes/Km. \times M\$N 199,44 = M\$N 383.423.400
2.153,500 m³ \times M\$N 34,20 = " 75.649.700
Renovación vías = " 29.967.713
Costo Total = " 489.040.813

M\$N 489.040.813 \div 1.345.937.500 m³/Km. = M\$N 0,363 m³/Km.

Caso III

2.591.500 m³/año \div 1.400 m³/tren = 1.851 trenes/año
1.851 trenes/año \times 1.250 Km. = 2.313.750 trenes/Km.
2.313.750 trenes/Km. \times M\$N 199,44 = M\$N 461.454.300
2.591.500 m³ \times M\$N 34,20 = " 88.629.300
Renovación vías = " 29.967.713
Costo Total = " 580.051.313

M\$N 580.051.313 \div 1.619.687.500 m³/Km. = M\$N 0,358 m³/Km.

ANEXO XV

TARIFA CAMION-TANQUE DESDE CHALLACO A BAHIA BLANCA

Tarifa camión-tanque para carretera pavimentada normal

600 Km.	699,00
25 Km. (M\$N 1,05 x 25 Km.)	<u>26,25</u>
	725,25
Recargo para toda la zona patagónica 150%	<u>1.087,87</u>
Tarifa para 1 m ³ /625 Km.	<u><u>1,813,12</u></u>

La tarifa para 1 m³/Km. de crudo representaba entonces M\$N 2,901. Si suponemos que la utilidad neta del transportista (camionero) es del 10% de la tarifa cobrada, obtendremos un costo de explotación para el m³/Km. de M\$N 2,611.

CAPITULO VI

C O N C L U S I O N E S

Como se señaló precedentemente, el mercado de transporte de petróleo y derivados en la República Argentina ofrece las siguientes características generales:

- 1) Tanto los yacimientos del litoral marítimo como los mediterráneos se encuentran alejados de los principales centros de consumo.
- 2) En la región económica comprendida por Capital Federal y Provincias de Buenos Aires, Santa Fe y Entre Ríos, se consume alrededor del 78% de los combustibles derivados del petróleo y se procesa alrededor del 81% del petróleo crudo nacional e importado.

Ello da lugar a dos corrientes principales de tráfico: a) de petróleo crudo desde los yacimientos a las refinerías; y b) de derivados de petróleo desde las refinerías al consumidor. Puede decidirse la refinación del crudo en la misma zona de producción, y en tal caso, la corriente de tráfico fundamental es el transporte de derivados desde la refinería al centro de consumo. Tal es el caso del crudo de Mendoza, que presenta una baja afinidad para su transporte por tuberías, dado que no es un producto fácilmente bombeable y requiere un calentamiento previo para su desplazamiento. Por el contrario, los productos destilados livianos que se obtienen de su refinación tienen una gran afinidad con relación al transporte por poliductos, en especial si se trata de desplazar grandes volúmenes a distancia.

La política de autoabastecimiento nacional en materia de petróleo obligó a resolver dos problemas esenciales para el aumento de la producción. Uno consistió en el aumento de la extracción y el otro fue asegurar un transporte adecuado. Con relación al segundo problema, hemos agrupado las

regiones productoras en yacimientos del litoral marítimo y yacimientos mediterráneos.

Las regiones de Comodoro Rivadavia y Tierra del Fuego constituyen las cuencas del litoral marítimo, con fácil acceso al mar, lo que permite el empleo directo del buque-tanque.

Las cuencas de Neuquén, Río Negro, Mendoza y del Norte componen los yacimientos mediterráneos. El transporte de crudo o derivados desde las mismas debe realizarse por alguno de los otros medios competitivos: tuberías, vagón-tanque, camión-tanque o sistemas combinados (ferro-fluvial, ferro-marítimo, etc.)

En el presente trabajo se ha investigado la validez del aserto sobre la superioridad económica del transporte por tuberías para evacuar grandes masas de crudo o derivados desde las zonas productoras mediterráneas hacia la región consumidora del litoral.

A tal efecto se han analizado separadamente los casos de las regiones productoras del Norte, Neuquén y Mendoza.

Para los yacimientos del Norte se llegó a las siguientes conclusiones sobre el valor de tráfico del poliducto Campo Durán-San Lorenzo, en el plano de los costos, frente al ferrot transporte y camión-tanque:

COSTO DEL M³/KM. EN M\$N A PRECIOS DE 1960

<u>Volumen a transportar:</u>	<u>9.200 m³/día</u>	<u>5.000 m³/día</u>	<u>3.323 m³/día</u>
	M\$N	M\$N	M\$N
Poliducto (9 estaciones de bombeo)	0,134	0,255	0,421
Ferrocarril	0,341	0,375	0,400
Camión	0,987	0,987	0,987

Operando a su capacidad máxima de 9.200 m³/día ha quedado demostrada la superioridad del valor de tráfico del poliducto, en el plano de los costos, dado que sus costos medios de operación (M\$N 0,114 m³/Km.) son apreciablemente inferiores al ferroviario (M\$N 0,341 m³/Km.) y al autotransporte (M\$N 0,987 m³/Km.).

Pero, como se señaló al hablar de los costos medios de operación (ver Capítulo III, Sección 4), si los sistemas de tuberías operan a una capacidad inferior al volumen para el cual fueron diseñados, los costos de operación crecen rápidamente por la incidencia de los costos fijos. Así vemos que, operando a una capacidad de 5.000 m³/día, los costos medios del poliducto se elevan a M\$N 0,255 por m³/Km. No obstante ello, éstos siguen siendo más reducidos que los del ferrocarril (M\$N 0,375 m³/Km.) en un 32%.

Debemos destacar que el movimiento real de productos de 1965 ha consistido en unos 3.323 m³/día, lo que representa un 36% de la capacidad total para la cual fue proyectado el poliducto. En este caso, los costos medios ascendieron a M\$N 0,421 por m³/Km. (siempre expresados en M\$N a precios de 1960), contra M\$N 0,400 m³/Km. de los costos medios estimados para el ferrocarril en caso de que el transporte se hubiera realizado por ese medio. Queda demostrado en consecuencia que la validez del aserto sobre la superioridad del valor de tráfico del poliducto frente al ferrocarril, en el plano de los costos, se cumple siempre que el poliducto se opere a su capacidad normal, o a una capacidad no muy distinta a la proyectada. En caso contrario, al no cumplirse los supuestos relativos al volumen transportado, el ferrocarril presenta costos más reducidos que el poliducto.

En lo que respecta a la región productora de Neuquén, se analizó el valor de tráfico, en el plano de los costos, del oleoducto Challacó-Puerto Rosales versus ferrocarril y camión-tanque, obteniéndose las siguientes conclusiones:

COSTO DEL M³/KM. EN M\$N A PRECIOS DE 1960

<u>Volumen a transportar:</u>	<u>3.700 m³/día</u>	<u>5.900 m³/día</u>	<u>7.100 m³/día</u>
	M\$N	M\$N	M\$N
Oleoductos	0,169 (a)	0,119 (b)	0,121 (c)
Ferrocarril	0,375	0,363	0,358
Camión-tanque	2,611	2,611	2,611

- (a) Una estación de bombeo.
- (b) Dos estaciones de bombeo.
- (c) Cuatro estaciones de bombeo.

Comparando los valores del cuadro que antecede surge en forma evidente la superioridad del valor de tráfico del oleoducto Challacó-Puerto Rosales en el plano de los costos. La capacidad de transporte del oleoducto con una, dos o cuatro estaciones de bombeo es de 3.700, 5.900 y 7.100 m³/día respectivamente. Sus costos medios por m³/Km. varían de M\$N 0,169 a M\$N 0,119 y a M\$N 0,121 en igual orden, y representan respectivamente un 45%, 33% y 34% de los costos medios del ferrocarril.

Esta superioridad del oleoducto en el plano de los costos frente a los otros medios competitivos se cumple siempre que el mismo se opere a la capacidad de transporte normal o a una capacidad no mucho más baja que la normal. De lo contrario, puede darse el caso, ya estudiado para el poliducto Campo Durán-San Lorenzo, en que una operación de las tuberías a volumen reducido elevaría en tal forma los costos medios de explotación de las tuberías, que el ferrocarril puede pasar a ser más ventajoso.

Para las regiones del Norte y de Neuquén, se investigaron los costos medios de las tuberías, ferrot transporte y autotransporte, sobre la base de costos anuales totales de explotación, en virtud de que estas regiones ya se encontraban servidas por medios competitivos de transporte.

En el caso de los yacimientos de Mendoza, la situación es distinta, dado que se estudió la conveniencia de un nuevo medio de transporte (poliducto), frente al ferrocarril, que es un medio substitutivo ya existente. Es por ello que las comparaciones en el plano de los costos se efectuaron en función de los costos marginales de operación del medio de transporte existente (ferrocarril) frente a los costos totales de operación del nuevo medio competitivo proyectado (poliducto). La problemática de nuestra investigación, en el caso del poliducto de Mendoza, se basó en tres hipótesis de trabajo, a saber:

HIPOTESIS I

a) Solución para un plazo intermedio de 10 años.

Alternativas:

1. Continuar el servicio ferroviario mediante una pequeña inversión adicional.
2. Construir un poliducto. Se consideraron dos casos de amortización para las tuberías y estaciones de bombeo (30 y 20 años para tuberías; 15 y 10 años para estaciones).

b) Los volúmenes de productos a transportar representan un total anual de 1.350.500 m³/año, o 3.700 m³/día.

HIPOTESIS II

a) Solución a largo plazo (período de 30 años).

Alternativas:

1. Construir un poliducto. Dos casos de amortización como en HIPOTESIS I.
2. Continuar el servicio ferroviario en los primeros 10 años y luego construir un poliducto.
3. Continuar el servicio ferroviario solamente.

b) Volúmenes a transportar igual a HIPOTESIS I.

HIPOTESIS III

a) Solución a largo plazo (período 30 años).

Alternativas

1. Construir un poliducto. Dos casos de amortización como en HIPOTESIS I Y II.
2. Continuar el servicio ferroviario solamente.

b) Los volúmenes a transportar representan un total de 2.308.000 m³/año, o 6.325 m³/día.

El análisis financiero comparativo de las alternativas estudiadas para las hipótesis precedentes se basó en el método de evaluación de inversiones de los flujos de fondos descontados (Discounted Cash Flow). Para ello se tuvieron en cuenta los costos de inversión y de explotación estimados para cada alternativa durante los períodos analizados. (Ver Sección 5 del Cap. III).

El análisis financiero efectuado por tal método de evaluación condujo a las siguientes CONCLUSIONES:

HIPOTESIS I

Frente a una escasez de fondos de inversión es aconsejable continuar con el servicio de ferrot transporte, como solución de plazo intermedio (10 años), siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- 1) Imposibilidad para el Gobierno de conseguir préstamos a largo plazo, a tasas de interés inferiores al 6,5% anual.
- 2) El volumen de productos del petróleo a transportar durante el período no excederá de 1.350.500 m³/año considerado en esta hipótesis. Con volúmenes mayores aumenta la superioridad del poliducto en el plano de los costos.

HIPOTESIS II

En un plazo largo (30 años) la construcción del poliducto se presenta como la solución más conveniente, siempre que se cumplan los siguientes supuestos:

- 1) Se acepte, con respecto al poliducto, una amortización normal de 30 años para las tuberías y 15 años para las estaciones de bombeo (Poliducto-A).
- 2) En la alternativa ferrot transporte se acepte como realista la necesidad de desembolsos por renovación de vías en una proporción equivalente a la cuarta parte de la inversión correspondiente a una renovación del 33% de las vías cada 10 años (FFCC-b).
- 3) El Gobierno tenga la posibilidad de obtener fondos a largo plazo, con tasas de interés inferiores al 10,5% anual.
- 4) El volumen de productos derivados del petróleo a transportar en el período no será inferior a 1.350.500 m³/año. En caso de ser superior, la ventaja del poliducto es más categórica, según se verá en HIPOTESIS III.

HIPOTESIS III

Para un plazo largo la superioridad del valor de tráfico, en el plano de los costos, del poliducto Mendoza-Buenos Aires frente al ferrot transporte es manifiesta, aún para costos elevados del capital, con la condición de que se cumplan los siguientes supuestos:

- 1) Obtención de capitales a largo plazo, con tasas de interés inferiores al 34/36% anual.
- 2) El volumen de productos a transportar se mantenga aproximadamente en 2.308.000 m³/año. Para volúmenes mayores, las tuberías ofrecerían un valor de tráfico aún mayor.

La seguridad y la calculabilidad constituyen otros planos del valor de tráfico de los sistemas de tuberías, en que también se manifiesta

una superioridad con respecto al ferrot transporte, su competidor inmediato en el transporte terrestre de combustibles en forma masiva. Las tuberías reciben los productos, o el crudo, desde sus fuentes de origen (refinerías o yacimientos) y los entregan en sus distintos destinos durante veinticuatro horas diarias en forma ininterrumpida y constante. Es evidente que el servicio ferroviario no provee tal seguridad y calculabilidad. En el plano de la capacidad de masa, si bien ambos medios de transporte superan al camión-tanque, debemos destacar que las tuberías se caracterizan por presentar costos medios decrecientes por m^3/km . cuanto mayor es el volumen a transportar. De ahí la tendencia mundial a construir, cuando las circunstancias lo permiten, líneas de gran diámetro, a efectos de aumentar la capacidad de masa.

Por el contrario, el ferrot transporte ofrece una mayor flexibilidad que las tuberías para el caso en que el movimiento futuro de productos sea incierto, y pueda disminuir apreciablemente el volumen a transportar. En tal caso, el material rodante y de tracción afectado al tráfico puede destinarse a otras regiones del país, en tanto que las tuberías operarán con volúmenes inferiores a su capacidad normal, y en consecuencia, a costos elevados durante el resto de su vida útil.

Con las conclusiones precedentes se ha demostrado la superioridad económica de los sistemas de tuberías (oleoductos o poliductos), siempre que se deban transportar grandes masas de petróleo crudo o sus derivados, desde las zonas productoras mediterráneas argentinas hacia la gran región consumidora del litoral.

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

LIBROS, REVISTAS Y OTRAS PUBLICACIONES

Améndola, Héctor D.

El transporte de petróleo crudo y gas natural en la República Argentina
Buenos Aires - Facultad de Ciencias Económicas - Año 1956 - Tesis

Beckmann, McGuire y Winsten

Economía del Transporte

Aguilar, S.A. de Ediciones, Madrid - Año 1959

Bonavia, M.R.

Economía de los Transportes

Fondo de Cultura Económica, México - Año 1956 (3a. edición)

Consejo Nacional de Desarrollo

Plan Nacional de Desarrollo - Años 1965-1969

Presidencia de la Nación - CONADE - Buenos Aires - Año 1965

Cookenboo, Leslie Jr.

Crude Oil Pipelines and Competition in the Oil Industry

Harvard University Press - Cambridge, Massachusetts - 1955

Chapter I - Costs of Operation of Crude Oil Trunks Lines, Pág. 8/32

Cookenboo, Leslie Jr.

Costs of Operating Crude Oil Pipe Lines

Rice Institute, Pamphlet, V. 41, N° 1 (April 1954)

De Groote, Paul

Tratado de Explotación de los Transportes

Aguilar, S.A. de Ediciones, Madrid - Año 1954

Diarios "La Nación" y "La Prensa"

Recortes de noticias sobre petróleo

Esso S.A.P.A.

Parol: "Oleoducto Challacó-Bahía Blanca"

Revista trimestral

Vol. IX, N° 1, Pág. 4 - Marzo 1961

Gantier, Gilbert

Les Pipelines

Presses Universitaires de France - 1964 - Pág. 37

Gide, Charles
Curso de Economía Política
Librería "El Ateneo" Editorial - Buenos Aires - Año 1952 - Cap. III, El
Transporte, Pág. 225/240.

González Climent, Aurelio
Elementos para el Estudio de la Economía Energética Argentina
Buenos Aires - Año 1955 - Librería Editorial Machi Hnos.

Graber, P.J. Ed.
Common Carrier pipe line operations and accounting; a collection of
materials for the study of crude oil pipe line operations and accounting
Graber, P.J. Ed. Tulsa, Ross-Martin Co. 1951

Instituto Argentino del Petróleo
Petrotecnia
Colección de revistas bimestrales del Instituto Argentino del Petróleo
Buenos Aires - Maipú 645

Intzaugarat, Alfredo
El petróleo - Su panorama actual
Conferencia pronunciada en la Escuela Nacional de Guerra en setiembre 1957
Revista La Ingeniería - Año LX - Octubre/Noviembre 1957, N° 961, Pág. 462
(Publicación del Centro Argentino de Ingenieros)

Locklin, Philip D.
Economics of Transportation
5th ed. Honewood, R.D. Irwin, 1954

López Abuin, Alberto J.
La Crisis del Transporte?
Económica, Revista de la Facultad de Ciencias Económicas
La Plata, Julio/Diciembre 1961, Pág. 27-80

Meyer, J.R. - Merton, J.P. - Stenason, J. - Zwick, Ch.
The Economics of Competition in the Transportation Industries
Harvard University Press - Cambridge, Massachusetts - 1960
Chapter V - Pipeline Transportation - Pág. 126/133
Chapter VI - Rail - Pipeline, Pág. 149 - Water - Pipeline - Pág. 148

Ministerio de Comercio e Industria de la Nación
Licitación N° 5100 de Yacimientos Petrolíferos Fiscales
Dictamen de la Comisión Especial (Decreto N° 3493/57) y Tramitaciones
Posteriores

Ministerio de Obras y Servicios Públicos
Grupo de Planeamiento de los Transportes
Consideraciones sobre el poliducto entre Luján de Cuyo y Buenos Aires
Noviembre de 1960 - Buenos Aires

Ministerio de Obras y Servicios Públicos
Grupo de Planeamiento de los Transportes
Transportes Argentinos, plan de largo alcance
Buenos Aires, 1962

Naciones Unidas
El Desarrollo Económico de Argentina - Parte 2
C - La crisis de energía y la posible expansión del petróleo y
D - Los problemas del transporte y la orientación de sus soluciones
Estudio realizado por la CEPAL - México - Agosto de 1959

Naciones Unidas
Manual de Proyectos de Desarrollo Económico
Estudio preparado por el programa CEPAL/AAT - México, D.F. - Diciembre 1958

National Association of Accountants
Return on Capital as a Guide to Managerial Decisions
N.A.A., Research Report N° 35, New York - December 1, 1959
Chapter 8, The Discounted Cash Flow Method - Pages 57/74

Nolan, H.G.B.
Pipe-line transportation, its application for distribution of oil products
Institute of Petroleum, London - Manuscript of the paper, and Petroleum
Press Service - November 1961, pag. 431

Petroleum Press Service
Colección de la revista mensual en español (Se publica en seis idiomas)
24, Ludgate Hill, Londres, E.C.4

SARGO, Boletín Mensual (Sociedad Anónima Argentina - Obras Oleoductos y
Gasoductos) Gasoducto y Oleoducto del Norte de YPF
Buenos Aires - Julio 1959 hasta junio 1960

Schneider, Erich
Teoría de la Inversión - Cálculo de Economicidad
Editorial El Ateneo - Buenos Aires - Año 1956 - Capítulo III

Secretaría de Estado de Energía y Combustibles
Boletín estadístico de Combustibles - Años 1950 a 1964
Dirección Nacional de Energía y Combustibles - Departamento de Estadística

Secretaría de Transporte - E.F.E.A.
Síntesis Estadística de los Ferrocarriles en Explotación
Ministerio de Obras y Servicios Públicos - Sección de Transporte E.F.E.A.
Buenos Aires - Año 1961

Sigaut, Lorenzo Juan
Movilización de la riqueza petrolera de Salta
Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ciencias Económicas
Instituto de Economía de los Transportes - Trabajo de investigación - Año 1956

Sturla, Alberto A.
Estudio Económico y Financiero de los Ferrocarriles Argentinos desde su
Incorporación al Patrimonio Nacional
Trabajo de investigación - Facultad de Ciencias Económicas de Buenos Aires
Instituto de Economía de los Transportes - Setiembre 18 de 1957

Sturla, Alberto A.
Aspectos Técnicos y Económicos del Transporte por Tuberías
Trabajo de investigación - Facultad de Ciencias Económicas de Buenos Aires
Instituto de Economía de los Transportes - Setiembre 14 de 1959

Tabanera, Teófilo M.
Oleoductos y Gasoductos - Medios económicos en el transporte de combustibles
fluidos - Boletín de Informaciones Petroleras de YPF - Reimpresión del N° 243
Buenos Aires - Año 1944

Voigt Fritz
Economía de los Sistemas de Transporte
Fondo de Cultura Económica - México - la. edición - Año 1964

Volpi, Carlos A.
La Industria del Petróleo en la Argentina
Instituto Sudamericano del Petróleo - Sección Argentina
Buenos Aires - Año 1956

Wolbert, George S. Jr.
American Pipe Lines - Their Industrial Structure, Economic Status and Legal
Implications
University of Oklahoma Press - First Edition - 1951

SEMINARIOS

"Capital Investment Seminar"
El autor de esta tesis ha participado en un seminario realizado en el Centro
de Entrenamiento Latinoamericano de la Empresa ESSO, en Lima, Perú, Año 1963.
En dicho seminario se desarrolló especialmente el método de evaluación de
inversiones de los "flujos de fondos descontados" (Discounted Cash Flow Method)

I N D I C E G E N E R A L

Página

PROLOGO

1

CAPITULO I - INTRODUCCION

Planteamiento general del problema de transporte de petróleo y derivados en la República Argentina.

2

CAPITULO II - PRODUCCION Y REFINACION

Producción.	4
Zonas productoras.	6
Breve reseña de cada yacimiento.	7
Refinerías.	10

Anexo I

Cuadro Nº 1 - Producción e importación de petróleo crudo.	14
Cuadro Nº 2 - Producción de petróleo crudo por yacimiento.	15
Cuadro Nº 3 - Importación de petróleo (1916/65).	17
Cuadro Nº 4 - Producción nacional de petróleo crudo (1907/65).	18
Cuadro Nº 5 - Producción anual de petróleo - Comodoro Rivadavia.	20
Cuadro Nº 6 - Producción anual de petróleo - Mendoza.	22
Cuadro Nº 7 - Producción anual de petróleo - Salta.	23
Cuadro Nº 8 - Producción anual de petróleo - Neuquén.	24
Cuadro Nº 9 - Producción anual de petróleo - Tierra del Fuego.	25
Cuadro Nº 10 - Producción anual de petróleo - Río Negro.	25
Cuadro Nº 11 - Estimación de reservas comprobadas de petróleo y gas al 31-12-61.	26
Cuadro Nº 12 - Capacidad de elaboración.	27
Cuadro Nº 13 - Petróleo crudo procesado.	28
Cuadro Nº 14 - Ventas al mercado por provincia y por producto.	32

CAPITULO III - YACIMIENTOS DE MENDOZA

<u>Sección 1</u> - Medios de transporte empleados.	33
Antecedentes recientes de proyectos de construcción de un poliducto.	35

<u>Sección 2</u> - Elementos a considerar en la selección de la alternativa más conveniente (Ferrotransporte versus poliducto).	40
<u>Sección 3</u> - Alternativa Ferroviaria.	
Costos del ferrocarril.	45
Costo marginal del tren petrolero especial remolcado por una locomotora diesel, e integrado por 40 vagones de 35 m ³ de capacidad cada uno, en la zona Mendoza-Buenos Aires.	46
Combustibles.	47
Lubricantes.	47
Conservación de locomotora titular.	47
Conservación de vehículos.	47
Tripulación.	47
Alistamiento y gastos generales de galpón.	48
Limpieza de vehículos y adelantos, lonas, sogas, etc.	48
Maniobras terminales e intermedias.	49
Gastos variables de conservación de vías.	49
Inversiones necesarias.	49
Carga y descarga de vagones tanques.	55
<u>Anexo II</u> - Costo marginal del tren petrolero especial remolcado por una locomotora diesel.	58
<u>Anexo III</u> - Cálculo de costos del FCNDFS - Ejercicio 1959/60 - Incidencia de cada ítem de costo por tren/Km. para los trenes diesel de cargas.	60
<u>Anexo IV</u> - Instalaciones subsidiarias en la alternativa ferroviaria.	62
<u>Sección 4</u> - Alternativa Poliducto.	
Costos de operación de oleoductos o poliductos.	63
Descripción del proyecto de poliducto.	65
Costos de operación del poliducto Mendoza-Buenos Aires.	66
<u>Anexo V</u> - Resumen de inversiones y costos de operación anual.	70
<u>Sección 5</u> - Análisis Financiero.	
Hipótesis I - Solución en un plazo intermedio de 10 años. Determinación del flujo de fondos y conclusión (Gráfico N° 1).	71
Hipótesis II - Solución a largo plazo abarcando un período de 30 años. Requerimientos de transporte 3.700 m ³ /día (Gráficos Nos. 2 y 3).	75

Hipótesis III - Solución a largo plazo abarcando un período de 30 años. Requerimientos de transporte 6.325 m ³ /día (Gráficos Nos. 4 y 5).	82
<u>Anexo VI</u> - Cálculos correspondientes a Hipótesis I.	86
<u>Anexo VII</u> - Cálculos correspondientes a Hipótesis II.	92
<u>Anexo VIII</u> - Cálculos correspondientes a Hipótesis III.	103

CAPITULO IV - YACIMIENTOS DEL NORTE

<u>Sección 1</u> - Medios de transporte empleados.	110
A - Generalidades.	110
B - El transporte antes de habilitarse las tuberías del Norte.	111
C - Contratación de las obras Campo Durán - San Lorenzo - Buenos Aires.	113
D - Descripción de las obras combinadas de Campo Durán y Madrejones.	115
<u>Sección 2</u> - Costo de inversión del poliducto Campo Durán-San Lorenzo.	120
<u>Sección 3</u> - Estimación de los costos de operación - Caso I (9.200 m ³ /día) - Caso II (5.000 m ³ /día).	126
<u>Sección 4</u> - Comparación del valor de tráfico en el plano de los costos - Poliducto versus ferrocarril y camión-tanque.	130
<u>Anexo IX</u> - Inversiones y costo de operación anual del poliducto.	133
<u>Anexo X</u> - Movimiento de productos.	134
<u>Anexo XI</u> - Cálculo del costo ferroviario por m ³ /Km. - Tarifas ferroviarias vigentes en 1960.	135
<u>Anexo XII</u> - Tarifas camión-tanque para Campo Durán-San Lorenzo.	138

CAPITULO V - YACIMIENTOS DE NEUQUEN

<u>Sección 1</u> - Transporte ferroviario de Neuquén a Bahía Blanca.	139
<u>Sección 2</u> - Oleoducto Challacó - Puerto Rosales.	141

Descripción del oleoducto.	141
Financiación.	143
Capacidad de transporte.	143
Oleoducto Medanitos-Allen.	143
<u>Sección 3</u> - Costo de operación del oleoducto Challacó-Puerto Rosales.	146
<u>Sección 4</u> - Comparación del valor de tráfico en el plano de los costos - Oleoducto versus ferrocarril y camión-tanque.	149
<u>Anexo XIII</u> - Inversiones y costo de operación anual del oleoducto.	152
<u>Anexo XIV</u> - Cálculo del costo ferroviario por m ³ /Km.	153
<u>Anexo XV</u> - Tarifa camión-tanque de Challacó a Bahía Blanca.	155

CAPITULO VI - CONCLUSIONES

Generalización de la economicidad del empleo del oleoducto y poliducto sobre otros medios de transporte para evacuaciones masivas de las producciones de crudo y derivados desde los yacimientos mediterráneos en la República Argentina.	156
---	-----

<u>BIBLIOGRAFIA</u>	164
---------------------	-----