

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

INCREMENTO DE LA PRODUCCION DE CRUDO

1974

EMPRESA COLOMBIANA DE INGENIERIA

601

División de Estudios y Consultoría Técnica

MECANISMOS PARA PROMOVER INCREMENTO
INMEDIATO DE LA PRODUCCION NACIONAL
DE CRUDOS

MECANISMOS PARA PROMOVER INCREMENTO
INMEDIATO DE LA PRODUCCION NACIONAL
DE CRUDOS

Elaborado por:

Ingeniero Francisco Chaves C.

Bogotá, D.C., Noviembre 1974

338.2

6558.m

E. J.

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS
División de Explotación y Operaciones Asociadas

MECANISMOS PARA PROMOVER INCREMENTO
INMEDIATO DE LA PRODUCCION NACIONAL
DE CRUDOS

Preparado por :

Ingeniero Francisco Chona C.

Bogotá, D.E. Noviembre, 1974

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.-

De acuerdo con los análisis y discusión de ideas realizados a través del presente estudio y relacionados con la situación crítica de suministro de crudos por la cual atraviesa el país, se presentan las siguientes conclusiones y recomendaciones con el fin de encontrar las soluciones de mayor conveniencia nacional.

Conclusiones :

1. Las fuentes de suministro de crudos que pudieran conducir al país a un normal abastecimiento y por tanto lo aparten de la casi inminente importación, están constituidos por los siguientes elementos :
 - a) Suministros potenciales a corto plazo; representados por la deslimitación de la Relación Gas Aceite, crudos marginales e incrementales. Mediante una acción conjunta, Ecopetrol-Gobierno-Compañías y la aceptación de mecanismos posteriormente recomendados, se podría llegar a conseguir un incremento máximo de producción hasta de 16.000 Bbls./día, para el primer semestre del próximo año.
 - b) Suministros potenciales a largo plazo; constituidos por el desarrollo de los Campos de Burdine, Cocorná, Castilla, Trinidad y aquellos que resultaren como consecuencia de la actividad exploratoria a desarrollarse.

2. Se estima que mediante una política de precios lo suficientemente flexible y acorde con la realidad internacional, se logrará colocar al país dentro de los niveles de competencia apetecidos por la inversión extranjera y servirá de estímulo para el desarrollo inmediato de aquellos prospectos ya descubiertos y una mayor actividad exploratoria.
3. Se estima que de continuar los regímenes actuales de producción de crudo bajo los sistemas de declinación imperantes, y bajo el supuesto de un crecimiento anual de consumo del 5%, se requeriría un volumen adicional de petróleo de aproximadamente 90 millones de barriles, para los próximos cinco (5) años. El valor de estas importaciones durante este periodo serían de 990 millones de dólares, comparadas con 47 millones de dólares de crudo importado, si de inmediato se llevaran a cabo los proyectos existentes tanto de crudo marginal como de crudo nuevo.
4. Un aumento de precios para los crudos destinados al consumo interno, deberá ser concordante con un aumento automático de precios para los productos refinados lo cual traería los siguientes beneficios :
 - a) Elimina la posibilidad de que Ecopetrol se convierta en la entidad subsidiadora en materia de combustibles.
 - b) Permite que la Empresa adquiera una economía sana y de compe-

tencia, indispensable para acometer con seguridad los proyectos en los cuales se halla comprometida.

- c) El aumento de precios, en particular el de la gasolina motor, impedirá por sí solo una disminución de su consumo, teniendo en cuenta que una de las causas del desperdicio radica en su bajo precio.

Recomendaciones :

1. Se recomienda el establecimiento de un precio único, que esté dentro del rango US\$2.0/Bbl. a US\$2.50/Bbl., para el incremento de producción que por cualquiera de los siguientes conceptos obtuviere el explotador en contratos de concesión bajo periodo de explotación o de propiedad privada : marginal, por efecto de limpieza, estimulación, reacondicionamiento o recuperación secundaria.
- Será la "Comisión Nacional de Precios", la entidad que mediante resolución fije las bases de negociación para este tipo de "Crudo Incremental", tomando como directriz las ideas formuladas dentro del presente estudio.
- Se estima que este mecanismo se convertirá en una herramienta de estímulo en el desarrollo rápido y seguro de una producción que el país necesita.

2. Teniendo en cuenta que la solución definitiva con respecto al suministro de crudos se encuentra alrededor de los desarrollos de los crudos nuevos o por descubrir, se recomienda :

- a) La agilización de los desarrollos de los Campos de Burdine y Cocorná, por ser los de más fácil ejecución por motivos de transporte y acceso a los centros de transformación, además de estar relacionados con otros proyectos que en estos momentos se encuentran en desarrollo. Para el desarrollo del campo de Cocorná, se recomienda la utilización de un contrato de asociación, puesto que bajo este mecanismo pudiera llegar a ser mas atractivo para la compañía concesionaria, que un desarrollo exclusivo estimulado únicamente por el factor precio.
- b) Someter bajo consideración de la "Comisión Nacional de Precios" un nuevo régimen de precios para crudos nuevos, de acuerdo con el marco general presentado en la Tabla 2, con el objeto de que se adopte como una fórmula que resuelva el problema de los precios y sirva a su vez para complementar la resolución No.030 de Febrero de 1974, de acuerdo con lo previsto en su Artículo Tercero (3o.).-

2. Una nueva escala de precios para crudos nuevos descubiertos y/o explotados bajo contratos de asociación.

CONTENIDO

		Página
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	i
	CONTENIDO	ii
	LISTA DE TABLAS Y FIGURAS	iii
CAPITULO		
I	INTRODUCCION	1
II	AUMENTO DE PRODUCCION RELACIONADO CON LA DESLIMITACION DE LA RELACION GAS ACEITE (RGA)	3
III	CRUDO MARGINAL E INCREMENTAL	5
	1. Proyectos Marginales Realizados	5
	2. Propuestas recibidas de Crudo Marginal	7
	3. Concepto de Crudo Incremental y un Mecanismo único de negociación.	10
IV	CRUDO NUEVO REALIZABLE Y UNA NUEVA ESCALA DE PRECIOS.	13
	1. Crudos Nuevos	13
	2. Una nueva escala de precios para crudos nuevos descu- biertos y/o explotados bajo contratos de asociación.	14

CONTENIDO (Continuación)

CAPITULO		Página
V	EFECTO ECONOMICO DE LA IMPORTACION DE CRUDOS	20
	1. Análisis General	20
	2. Restricción del consumo de productos como una medida tendiente a evitar la importación de crudos.	22
VI	ANALISIS DE LOS PRECIOS RECOMENDADOS POR FEDESA- RROLLO.	23
	Apéndice A : Muestra de cómputo para los proyectos de crudo marginal consolidado (Precio Crudo US\$ 2.60/Bbl.)	
	Apéndice B : Muestra de cómputo para un campo hipotético localizado en la Región Oriental (Precio Crudo US\$6.0/Bbl.)	

LISTA DE TABLAS Y FIGURAS

TABLAS

	Página
1 Posibles aumentos en la Producción Nacional de Crudos	26
2 Escala de Precios para Crudos Nuevos	27
3 A Costo de Importaciones con Producción Actual	28
3 B Costo de Importaciones con Producción Probable	28
4 Comparación de criterios entre Ecopetrol y Fedesarrollo sobre una política de precios.	29

FIGURAS

1	Proyectos Consolidados de Crudo Marginal (Precio de Crudo, FOB Refinería Vs. Tasa de Retorno)
2	Crudo Nuevo - Región Oriental (Precio de Crudo, FOB Refinería Vs. Tasa de Retorno)
3	Crudo Nuevo - Región Oriental (Relación de Precio y Utilidad, País - Compañía)
4	Efecto Económico de la Importación de Crudos (Pronósticos de Producción y Consumos de Petróleo Vs. Tiempo)

I. INTRODUCCION.-

La producción nacional de crudos y combustibles es suficiente para abastecer el mercado hasta Febrero de 1975. Sin embargo, las Refinerías de Barranca y Cartagena están ambas procesando entre 8.000 y 10.000 barriles por día menos del crudo que permite su capacidad, debido a la baja producción de los crudos nacionales (VIM-053, Sept.20-74). Esta disminución en la producción de crudo, se ha hecho notoria en los Campos de Río Zulia (Chevron), Velásquez (Texas) y Yariguí (Explotaciones Condor). Posiblemente las causas de estas caídas de producción obedecen a mecanismos varios, entre otros, agotamiento normal de los yacimientos ó a las fallas en condiciones mecánicas de producción. Lo anterior, ha conducido a la disminución de inventarios de crudos en los diferentes sitios de almacenamiento reflejándose, por tanto, una situación de emergencia la cual ha puesto de presente la necesidad de iniciar importaciones de crudo o de gasolina.

Se hace necesario hacer un análisis de cada uno de los diferentes mecanismos ya existentes, así como de aquellos que pudieran introducirse, con el fin de evitar hasta donde sea posible la importación de crudo, lo cual y como una consecuencia de los altos precios en el mercado internacional, traería graves perjuicios económicos para Ecopetrol.

Mediante el análisis de los siguientes temas, se estima poder obtener suficientes elementos de juicio, que indiquen las soluciones de mayor conveniencia nacional :

1. Aumento de producción como una consecuencia de eliminar, donde técnicamente sea posible, el límite fijado por Ley para la relación Gas-Aceite, establecida en 2.000 pies cúbicos de gas por barril de petróleo producido.
2. Análisis e incidencia sobre el incremento de la producción nacional a consecuencia del "Crudo Marginal" e "Incremental", y recomendación para el establecimiento de un mecanismo único de negociación con un precio fijo.
3. Crudo nuevo realizable y una nueva escala de precios para los descubrimientos efectuados bajo el contrato de asociación, como un estímulo adicional a las futuras explotaciones.
4. Restricción del consumo de productos como una medida, tendiente a evitar la importación de crudo.
5. Efecto económico de la importación de crudo.
6. Análisis de los precios sugeridos por Fedesarrollo en el estudio "Economía y Petróleo" de Octubre de 1974.

II. AUMENTO DE PRODUCCION RELACIONADO CON LA DESLIMITACION DE LA RELACION GAS ACEITE (RGA).

La legislación colombiana en materia de petróleos, ha tomado en muchas ocasiones normas de otros países, por ser consideradas convenientes y de benéfica aplicación a nuestro medio. Tal es el caso de la Relación Gas-Aceite (RGA) la cual se tomó directamente de la Legislación Americana, como una medida tendiente a conservar la energía de los yacimientos.

Además de evitar el desperdicio de energía del yacimiento, la regulación de la RGA ofrece un medio para restringir la producción de gas y por tanto impedir la quema de este valioso elemento, en aquellos campos donde no existen instalaciones para su aprovechamiento.

El estado de agotamiento de los yacimientos en la gran mayoría de nuestros campos, es tal, que no se justifica continuar con este tipo de medidas de conservación lo cual, a su vez, impone restricción de producciones de crudo hoy de gran necesidad nacional.

En la gran mayoría de los campos en donde existe producción restringida de petróleo a consecuencia de la limitación de la RGA (2.000 PCS/Bbl.), poseen

instalaciones de conducción ó aprovechamiento del exceso de producción de gas, resultante de permitir producir los pozos a mayores relaciones gas aceite.

De acuerdo con datos suministrados por el Ministerio de Minas y Energía, se estima que la producción nacional se puede aumentar de inmediato en 8.900 Bbls., si se ordena producir con una mayor RGA en los siguientes campos :

<u>Campo</u>	<u>Compañía</u>	<u>Incremento (BPD)</u>
Río de Oro	Colpet	300
Provincia-Bonanza	Intercol	2200
Putumayo *	Texas	4400
<u>Río Zulia **</u>	Chevron	2000
TOTAL		8900

* En estos campos no existen instalaciones para aprovechamiento del gas. Un gran porcentaje del gas producido es CO₂, carente de valor comercial a escala industrial.

** Corresponde a una caída de producción motivada por la entrada normal de la cuña de agua en algunos pozos.

Se estima, que de esta producción factible de incrementar por concepto de la

RGA (6.900 Bbls.), unos 4.500 barriles (65%) se podrán obtener de inmediato, mediante la simple apertura de válvulas, y sin que se afecten las medidas de conservación establecidas por el Gobierno.

III. CRUDO MARGINAL E INCREMENTAL.-

1.- Proyectos marginales realizados.

La preocupación del gobierno nacional, hacia la consecución de un normal abastecimiento de crudos para satisfacer las necesidades del consumo interno, se ha visto cristalizada a través de los diferentes mecanismos creados alrededor de precios más remunerativos tanto para los crudos marginales como para la producción nueva.

Desafortunadamente, estos incentivos no han sido lo suficientemente atractivos, a causa principalmente de los desbalances ocurridos en los costos de los materiales, equipos y precios del crudo en el mercado internacional.

Sin embargo, y bajo la denominación de marginal, se han realizado tres negocios con las siguientes características :

	<u>Fecha</u>	<u>Compañía</u>	<u>Campo</u>	<u>Increment. Máx. Prom. 1o. año (BPD)</u>	<u>Gravedad API</u>	<u>Precio US\$Bbl.</u>	<u>Puesto En :</u>
A)	VIII-8-73	Colpet	Boquete	2.000	43	2.34	Simaña
B)	V -9-74	Colcitco	La Salina	1.000	32	2.20	Barranca
C)	VI-29-74	Colbras	Huila	5.000	21	2.45	Neiva

A) El primer proyecto mostró sus efectos positivos durante todo el año de 1973 y como consecuencia de la perforación de cuatro pozos. La vida productiva de estos pozos fue muy corta y los incrementos de producción alcanzados no se han mantenido por mucho tiempo. Durante el presente año se perforaron dos pozos adicionales, los cuales han contribuido a contrarrestar la rápida declinación del campo. Se proyecta la perforación de tres nuevos pozos, los cuales se llevarán a cabo por cuenta y riesgo exclusivo de Ecopetrol; los objetivos de los pozos proyectados son de carácter exploratorio y semiexploratorios con los cuales por lo menos se espera mantener una declinación controlada del campo.

En consecuencia, al proyecto marginal del Campo de Boquete no se le ha asignado incremento alguno de producción.

B) Con respecto al proyecto de crudo marginal relacionado con el área Salinas-Las Monas de Colombia Cities Service, los socios Amoco y Arco,

los cuales representan el 50% del interés, presentaron objeción a la parte económica de este proyecto. Con el propósito de analizar las objeciones presentadas, Colcitco realiza una revisión económica. Para el presente año existía la posibilidad de perforar dos pozos adicionales y siete pozos para el año entrante, con los cuales se completaría el desarrollo del campo. Se ha estimado una producción promedio incremental de 1.500 BPD para el segundo semestre del próximo año, siempre y cuando se agilice el proyecto y se cumplan los objetivos propuestos inicialmente. A partir de esta fecha se acepta que la producción declinaría a una tasa del 10% anual.

C) Desde el mes de julio del presente año, se inició el desarrollo de los crudos Dina-Terciario y Dina-Cretáceo; se estima que para fines del presente año, se podrá disponer de 4.000 barriles por día de petróleo (Información suministrada por Petróleos Colombo-Brasileros, "Colbras").

2.- Propuestas recibidas de crudo marginal.

El siguiente cuadro presenta un resumen de las cinco propuestas de crudo marginal, pendientes por definir:

<u>Fecha</u>	<u>Compañía</u>	<u>Campo</u>	<u>Precio Pedido</u> US\$/Bbl.	<u>No. Pozo</u>	<u>Inversión</u> M.US\$	<u>Increment. Produc.</u> (BPD)	<u>Reserva Estimada</u> M. Bbls.
IV-74	Intercol	Bonanza	4.00	4	1425	675	924
V-74	Intercol	Provincia	3.50	1	1400	1000	1580
V-74	Tex-Petrorío	Pepino	4.00	3	802	400	748
IX-74	Petrorío ?	Orito Nb.1	2.50	-	242	200	300
X-74	Chevron	Zulia	4.37	2	1500	4000	7500
TOTAL				10	5369	6275	11052

El incremento máximo de producción probable, a consecuencia de estos proyectos marginales, es de 6.275 Bbls. por día; desarrollan una reserva adicional de 11.052 MBbls. y se comprometen a realizar diez perforaciones de nuevos pozos, más tres completamientos. El rango de precio va desde US\$2.50 hasta US\$4.37 por barril, representado por el precio solicitado por cada una de las compañías interesadas.

Teniendo en cuenta que para la gran mayoría de los casos se trata de aceleramiento de producción y no de reserva adicional y además es una producción que el país necesita, se recomienda su negociación inmediata utilizando cualquiera de los siguientes mecanismos :

- a) Negociación directa dentro de un rango de precios de US\$2.00 a US\$2.50 por barril de petróleo crudo adicional.
- b) Negociación compartida en donde Ecopetrol corra un riesgo equivalente al 50% de la inversión, costos, etc. El otro 50% de producción lo comprará la Empresa, según un precio acordado y dentro del rango establecido en el punto anterior.

El sistema propuesto en el punto b) anterior, prácticamente equivale a un contrato de asociación; no sería recomendable realizar este tipo de contratos para operaciones de tan pequeña cuantía. Se abre una gran posibilidad en aquellas operaciones donde se requieren inversiones de cierta magnitud, como por ejemplo en Cocorná, en donde podría llegar a ser más atractivo para la compañía concesionaria una operación asociada en el desarrollo del campo, que un desarrollo exclusivo estimulado únicamente por el factor precio.

Además de los proyectos anteriores de crudo marginal existen otros de gran posibilidad sujetos a evaluación, tales como :

- 1) Arenas verdes de la Formación Carbonera, Distrito Norte de Santander de la Colombian Petroleum Company. Mediante la perforación de más de 20 pozos a una profundidad de 600', será posible el desarrollo de una reserva de unos 6.0 MMBbbs., con tasas de producción inicial de 50 BPD/pozo, para un incremento de 1000 BPD. Este crudo es de una

gravedad de 16.6° API.

- 2) Desarrollos secundarios en el Yacimiento de Casabe, para lo cual se esperan resultados del piloto de inyección en el Campo de Galán. Los resultados de este proyecto no se pueden lograr antes de tres años.

3.- Concepto de Crudo Incremental y un Mecanismo único de Negociación.

Existe otra inquietud relacionada especialmente con la producción nueva adicional obtenida de los campos en explotación y como consecuencia de todo tipo de acción que permita aumento de producción. Este concepto abarcaría el concepto de crudo marginal, así como de cualquier proyecto de limpieza, estimulación, reacondicionamiento ó de recuperación secundaria.

Se recomienda sugerir a la Comisión Nacional de Precios, el establecimiento de un precio único para el incremento de producción que por cualquier concepto se obtuviere por encima del régimen normal de producción; la base para establecer los volúmenes a los cuales se les aplicaría este precio, sería por concesiones.

De acuerdo con análisis efectuados sobre los diferentes proyectos de crudo marginal que se encuentran en proceso de negociación, se ha llegado a

estimar que, un rango de precios entre US\$2.00 a US\$2.50/Bbl. FOB Refinería, pudiera ser atractivo y a la vez estimulante para el explotador.

La Figura No.1 muestra una curva consolidada, resultante de analizar los cinco proyectos de crudo marginal existentes como un todo; de donde se puede concluir que para el rango de precios de US\$2.00 a US\$2.50/Bbl. se le aseguraría al explotador una rentabilidad entre el 10% al 32.5% respectivamente.

La Tabla No.1 presenta todas las posibilidades de incrementar producción para los tres próximos años. Se ha tomado como crudo incremental, independiente del marginal, un estimado del 2% sobre la producción actual. Si a este incremento se le agregara el concepto de marginal excluido del posible aumento por la deslimitación de la relación gas aceite, este "Incremental" se aumentaría alrededor de los 13.500 Bbls./día, a partir del segundo semestre del próximo año. Para efectos del aumento o disminución de precios por concepto de gravedad, se tomará como base un crudo de 30°API y un factor de incremento ó pérdida equivalente a US\$0.02 por cada grado completo. Se establecerán como límites, un máximo de 40°API y un mínimo de 20° API.

El establecimiento de las líneas básicas de producción, serán aprobadas por el Ministerio, previo concepto de Ecopetrol y con base a la producción

mensual; se utilizará como proceso cálculo la aplicación de un programa de Cómputo IBM de propiedad de la Empresa, mediante el cual y partiendo de una fecha límite, Enero 1o. de 1974, se pronostique en función de los sesenta (60) meses anteriores, el resto de la vida productiva de cada campo o conjunto de campos.

No obstante que la Empresa posee asideros legales que le permiten realizar cualquier tipo de negociación en materia petrolera, no está facultada para fijar precios a los crudos destinados a la refinación interna. Existe una Comisión Nacional de Precios integrada por el Ministerio de Minas y Energía, Planeación Nacional y el Banco de la República, creada y autorizada por el Gobierno para fijar precios a los crudos y coordinar lo relacionado con volúmenes, autorización de giros y pagos en moneda extranjera.

Además, al introducirse el concepto de Crudo "Incremental", involucrándole el concepto de crudo " Marginal ", se le impone una tremenda sencillez al proceso de negociación y por tanto, agilidad al no tener que recurrir a efectuar negocios individuales, yacimiento por yacimiento, lo cual hace que las negociaciones sean demoradas por lo complicado del análisis que estas requieren.

El control y la aplicación de las medidas de conservación vigentes, continuarán a cargo del Ministerio de Minas y Energía.

IV. CRUDO NUEVO REALIZABLE Y UNA NUEVA ESCALA DE PRECIOS.-

1.- Crudos Nuevos.

Del análisis anterior, se ha visto que la consecución de las soluciones que el país requiere en cuanto a suministro de petróleo, no se lograrían a través de los conceptos de crudos marginal e incremental. Las verdaderas soluciones, están a través de los crudos nuevos, mediante impulso e incentivos a la acción exploratoria, principalmente en operación asociada con la Empresa, ó recurrir a la importación de petróleo.

Existen en el momento cuatro perspectivas de nuevos crudos, dos de crudos pesados (Castilla y Cocorná) y otros dos de crudos livianos (Burdine y Trinidad). De estas posibilidades la más inmediata sería el desarrollo del descubrimiento de Burdine, el cual se encuentra en evaluación y por tanto de definición acerca de su comercialidad. Los otros desarrollos y debido a su localización y definición de precios, no entrarían en producción antes de tres años.

DESARROLLO PROBABLE DE CRUDOS NUEVOS

<u>Compañía</u>	<u>Campo</u>	<u>Localización</u>	<u>Tipo Crudo</u>	<u>Fecha prob. inic. produc.</u>	<u>Potencial Estimado M. BPD</u>	<u>Reserva Estimada MM. Bbls.</u>
Cayman-ECP	Burdine	Putumayo	Liviano	2o. Sem. 75	5-10	25.0
Texpet	Cocorná	Valle Medio	Pesado	1o. Sem. 77	20-25	130.0
Chevron	Castilla	Llanos	Pesado	1o. Sem. 79	20-25	100.0
Aquitaine-Arco	Trinidad	Llanos	Liviano	1o. Sem. 79	En evaluación	

2.- Una nueva escala de precios para los crudos nuevos descubiertos y/o explotados bajo contratos de asociación.

Con el fin de buscar un verdadero estímulo al inversionista, en donde se le muestra al país, acorde con la situación mundial de crisis en el sector hidrocarburos, se hace imperioso el establecimiento de una escala de precios mediante la cual no se desconozcan las realidades existentes. Las siguientes consideraciones se podrían tener en cuenta como fundamentales de acuerdo con experiencias pasadas.

- a) Bajo las actuales circunstancias donde el país debe buscar el máximo aprovechamiento de sus recursos naturales no renovables, la abolición del "Régimen de Concesiones" se interpreta como una medida sana y de beneficio nacional.

- b) El sistema de Contratos de Asociación presenta las mayores ventajas tanto para el país como para la inversión privada, a la vez que es un sistema más ágil y dinámico.
- c) Dado el descontrol de costos de materiales y de equipos en el sector, así como de los precios de los crudos internacionales, no existen bases técnicas para relacionar el precio del crudo con los costos de producción; es necesario establecer un sistema que tenga en consideración el factor de oportunidad de la inversión, y de aquellos que mediante una acción paulatina de aumento tanto de precios de crudos como de productos refinados, aproximen al país a una situación de equilibrio.

Con fecha 13 de Febrero de 1974, la Comisión Nacional de Precios mediante la Resolución No.030, fijó un precio de US\$4.00 /Bbl. para la producción nueva bajo contratos de asociación y para concesiones en periodo de exploración. El efecto práctico de la anterior disposición se ha visto traducido en un desgano general del inversionista, manifiesto por el éxodo de un buen número de compañías. Sin embargo, la Resolución No.030 dejó abierta la posibilidad (Artículo 3o.) de incrementar el precio fijado de acuerdo con los aumentos en los costos que la industria registrará en el futuro.

Los siguientes parámetros serían considerados en el establecimiento de un mecanismo equitativo y real en materia de precios para crudos nuevos en contratos de asociación.

1- Región o Localización, para lo cual se dividiría el país en dos regiones perfectamente definidas.

Región Oriental : comprenderá el área localizada al Este y Sureste de la cima de la cordillera oriental; los contratos de asociación del área del Putumayo serán regidos como si estuvieran localizados en la Región Occidental, alinderados por el meridiano de 76° longitud y su intercepción con la cima de la cordillera oriental.

Región Occidental : estaría conformada por la Sabana de Bogotá y los Valles Superior, Medio y Bajo del Río Magdalena, Guajira, Caribe y Costa Pacífica.

2- La profundidad del descubrimiento, como un parámetro que implicará mayores costos. Tentativamente se proponen cuatro rangos de profundidad, aplicables para cada una de las dos regiones : a) Hasta 5.000' ; b) De 5.000 hasta 10.000 pies; c) De 10.000 hasta 15.000 pies; d) Para profundidades mayores a 15.000 pies.

3- Porcentajes variables, de acuerdo con localización y profundidad, del precio de referencia (Posted Price) para crudo nuevo en los Estados Unidos (East Texas), ésto es, para aquel crudo cuyo precio no está sujeto a control gubernamental en aquel país y que hoy es de US\$10.00/Bbl.:

El precio resultante como consecuencia de la conjugación de los factores anteriores, será FOB Refinería.

Se efectuará un ajuste con respecto a la gravedad API, tomando como base un crudo de 30° API y US\$0.02 por cada grado completo, adicionado o disminuído proporcionalmente por décimas de grado API y dentro de un límite mínimo de 20° API hasta un máximo de 40° API.

Para procurar un análisis y poder encontrar una aproximación que sirva de punto de partida en la fijación de un precio básico, se tomó un campo hipotético con una reserva recuperable de 130 MMBbbs. de petróleo, el cual inicia con una tasa de producción de 25.000 Bbbs. por día y su descubrimiento tuvo lugar en la región oriental a una profundidad superior a los 10.000 pies. Con la ayuda del Computador de la Empresa y mediante el uso de Modelos Económicos, fue posible el proceso de toda la información disponible, involucrando además, factores económicos actualizados y concordantes con la situa-

ción actual del sector hidrocarburos en materia de costos e inversiones. En esta forma, se analizó la situación relacionada con los precios de los crudos y se obtuvieron los resultados que en forma gráfica se presentan en la Figura No.2. Para precios de US\$5.00 a US\$6.00/Bbl., se producen rentabilidades del 30% al 37% y con tiempos de pago de 4.0 a 3.6 años respectivamente; la relación utilidad-inversión es de 3:1 si el precio del crudo es de US\$5.0/Bbl. y de 4:1 si el precio llega hasta el nivel de US\$6.0/Bbl. La Figura No.3 muestra la relación entre la utilidad neta país-compañías, teniendo en cuenta que la utilidad país está representada por las regalías e impuestos que una operación asociada deja al estado por estos dos conceptos. La utilidad compañía no es otra cosa que la utilidad neta que una cuenta conjunta produce en una operación asociada, delineada de acuerdo con la filosofía de los contratos actualmente en vigencia; por consiguiente dentro de esta utilidad existe una ganancia que el país recobrará a través de Ecopetrol, por el hecho de estar invirtiendo en los procesos de desarrollo de los campos descubiertos.

La Tabla No.2, presenta un esquema tentativo de precios, resultante de la conjugación de los parámetros hasta el momento analizados.

Se utilizaron como precios de partida, los US\$5.0 y US\$6.0/Bbl., correspondientes a las dos regiones previamente establecidas (oriental y occidental); se incrementaron o disminuyeron de acuerdo con porcentajes, que guardan relación entre profundidad y mayor costo de desarrollo. Se mantuvo una diferencia de un dolar por barril entre las dos regiones, teniendo en cuenta que cualquier descubrimiento en la región oriental requerirá una mayor inversión por concepto de transporte. Se considera que la gama de precios resultante (US\$4.0 a US\$7.0 /Bbl.), es equitativa, principalmente, por su flexibilidad y variación de acuerdo con las fluctuaciones del precio de referencia (Precio del crudo nuevo en los Estados Unidos), además porque es el resultado de un análisis en donde se tuvieron en consideración factores realísticos y representativos de la situación petrolera internacional.

En consecuencia, se recomienda someter bajo consideración de la "Comisión Nacional de Precios" el rango de precios resultante y recomendar al Gobierno la adopción de un mecanismo de precios presentado en la Tabla No.2, con el objeto de que se adopte como una fórmula que resuelva el problema de los precios de los crudos nuevos y sirva a su vez para complementar la resolución No.030 de Febrero de 1974, de acuerdo con lo previsto en su Artículo 3o.-

V. EFECTO ECONOMICO DE LA IMPORTACION DE CRUDOS.-

1.- Análisis General.

De acuerdo con los últimos pronósticos de producción presentados por esta División, y teniendo en cuenta los posibles incrementos de producción resultantes de un esfuerzo conjunto tal como se presenta en la Tabla No.1 adjunta, es posible que el país no tenga que recurrir a la importación, si de inmediato se inicia una acción tendiente a :

- 1) Deslimitar el efecto restrictivo de producción de crudos causados por la Relación Gas-Aceite (RGA).
- 2) Iniciar de inmediato la negociación de crudos marginales o incrementales bajo un mecanismo único, reglamentado por la Comisión Nacional de Precios y de común acuerdo con Ecopetrol, mediante el cual se podrá negociar en una forma ágil y de beneficio mutuo, País - Explotador.
- 3) Recomendar al Gobierno la adaptación de un mecanismo de precios para los crudos que se descubran bajo contratos de asociación, tomando como directriz las ideas planteadas en el presente estudio y consolidadas en las Gráficas Nos.2 y 3, y la Tabla No.2.

Con el fin de estimar el valor probable correspondiente a las importaciones de petróleo que el país tuviera que realizar durante los próximos cinco años, si el régimen de producción continuara de acuerdo con lo pronosticado para los campos existentes, la Tabla No. 3 A presenta un costo de las importaciones equivalentes a MM.US\$988.9 durante este periodo. Si el pronóstico de producción se ajustara al propuesto en la Tabla No.1 en donde han entrado a actuar todos los posibles incrementos de que hoy dispone el país, la situación neta, en cuanto a valor de las importaciones, se reduciría solamente a MM.US\$47.3 (Tabla No.3 B). El anterior estimativo se ha llevado a cabo bajo los siguientes supuestos :

- a) El consumo se va a incrementar durante los próximos cinco años a razón de 5% anual.
- b) Las importaciones de crudo se van a realizar a un precio FOB Refinería de US\$11.00/Bbl.

Para los próximos cinco años, se van a requerir por encima del nivel actual de producción un volumen aproximado de 90 MM Bbls. de petróleo, necesarios para atender los requisitos de consumo para un crecimiento del 5% anual. Si se inicia una acción conjunta, de acuerdo con los planteamientos anteriormente presentados, es factible poder desarrollar este recurso durante este periodo a través de crudos marginales y explotación oportuna de los yacimientos ya descubiertos. (Ver Figura 4).

2.- Restricción del consumo de productos refinados como una medida tendiente a evitar la importación de crudos.

Se hace necesario, y como plan estratégico complementario a las posibilidades aquí analizadas, la elaboración de un estudio en donde se investiguen las diferentes alternativas relacionadas con el ahorro de consumos de productos refinados. La restricción de consumos, sería una salida alterna, puesto que, si no se logra aumentar la producción nacional del petróleo, la balanza de pagos y la economía de la Empresa sufrirían un tremendo impacto, debido a las importaciones de petróleo ó de combustibles necesarias para suplir el déficit de producción.

Es obvio, y sobre lo cual no cabe discusión, que esta justificación sobre el aumento de precios para los crudos destinados al consumo interno, deberá ser concordante con un aumento automático de precios para los productos refinados lo cual tendrá las siguientes consecuencias :

- a) Elimina la posibilidad de que Ecopetrol se convierta en la entidad subsidiadora en materia de combustibles.
- b) Permite que la Empresa adquiera una economía sana y de competencia, indispensable para acometer con seguridad los proyectos en los

- cuales se halla comprometida, en especial los de Exploración.
- c) El aumento de precios, en particular el de la gasolina, impondrá por sí solo una disminución de su consumo, teniendo en cuenta que una de las causas del desperdicio radica en su bajo precio.

VI. ANALISIS DE LOS PRECIOS RECOMENDADOS POR "FEDESARROLLO".-

La Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo (Fedesarrollo), publicó el pasado mes de octubre un estudio relacionado con los aspectos internacionales y problemas colombianos en materia de "Economía y Petróleo" . La primera parte del estudio está dedicada al análisis de la problemática de la economía petrolera a nivel internacional y la segunda parte la dedica al "Mercado petrolero colombiano".

Después de un análisis estadístico sobre aspectos relacionados con producción, costos, inversiones y mercadeo de las más importantes compañías productoras establecidas en Colombia, Fedesarrollo recomienda un ajuste de precios para todo tipo de crudos de US\$8.70 por barril FOB Cartagena.

Básicamente esta cifra de US\$8.70 está sustentada por los siguientes principios expuestos por Fedesarrollo en su estudio :

- a) Los precios internos en Colombia han de ajustarse en primer lugar a su nivel competitivo internacional para los próximos años.
- b) Para que un yacimiento como Orito diera a las compañías un rendimiento superior, debería estar sujeto el equivalente a un impuesto por barril de US\$6.98, es decir, a una participación total del Gobierno del 80.2 % sobre la producción.
- c) En cuanto a los yacimientos actuales se recomienda negociar con las compañías el aumento en el precio interno, contra estímulos tributarios a la producción de dichos yacimientos, provenientes de métodos que necesiten inversiones sustanciales, tales como los de recuperación secundaria. Los estímulos serían así : con el nuevo precio del crudo (US\$8.70 por barril, tendencia estimada 1975-1985), la participación total del país sería del 84.4% sobre una parte de la producción de cada año, que se llamaría primaria, y de 81.0% sobre otra parte de la producción que se llamaría intensiva.

Existen razones para ajustar los precios internos en Colombia a un nivel competitivo internacional, muy especialmente, si se acepta el estado de transición en que se encuentra el país al estar desapareciendo como país autosuficiente.

El incentivo expuesto por Fedesarrollo, en los puntos b) y c), relacionado con

una mayor tributación por efecto del mayor precio, deja de ser un atractivo para el inversionista y requeriría de nuevos asideros legales que permitieran asegurar aquella mayor captación fiscal. La Tabla No.4 presenta una comparación entre los criterios utilizados por Ecopetrol para llegar a la formulación de una política de precios y aquellos presentados por Fedesarrollo. Se aprecia que la diferencia radica en el parámetro tributario y en los relacionados con costos de desarrollo y operación para producción nueva.

POSIBLES AUMENTOS EN LA PRODUCCION NACIONAL DE CRUDOS (MBbls.) PARA LOS PROXIMOS TRES AÑOS

Por Concepto de :	1974	1975		1976		1977	
	Oct.-Nov.-Dic.	1er.Sem.	2o.Sem.	1er.Sem.	2o.Sem.	1er.Sem.	2o.Sem.
Crudo Actual	163.7	158.4	150.7	145.3	138.8	129.2	129.2
Aumento por RGA (60% estimado)		4.5	3.9	3.5	3.1	3.0	2.9
Marginal - Zulia ?		2.0	1.9	1.7	1.5	1.3	1.0
Marginal - Salina			1.5	1.4	1.3	1.2	1.1
Marginal - Huila		4.0	5.5	5.0	4.5	4.0	3.6
Marginal - Bonanza				.7	.7	.5	.5
Marginal - Provincia ?			1.0	1.0	1.0	.8	.8
Marginal - Pepino			.4	.4	.3	.3	.2
Marginal - Orito No.1 ?		.2	.2	.2	.1	.1	.1
Marginal - Carbonera				1.0	1.0	.9	.9
Marginal - El Centro				.7	.7	2.7	2.7
Marginal más RGA ? (Sub-Total)		10.7	14.4	15.6	14.2	14.8	13.8
Incremental, 2% del crudo actual		3.2	3.0	2.9	2.8	2.6	2.6
Incremental más Marginal, sin RGA (Sub-Total)		9.4	13.5	15.0	13.9	14.4	13.5
Crudo Nuevo Burdine		2.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Incremento Total		15.9	20.4	24.5	23.0	23.4	22.4
GRAN TOTAL	163.7	174.3	171.1	169.8	161.8	152.6	151.6

TABLA No. 2

ESCALA DE PRECIOS PARA CRUDOS NUEVOS

Profundidad	Región Occidental		Región Oriental	
	Básico	US\$/Bbl.	Básico	US\$/Bbl.
Hasta 5.000'	40 % Precio Ref.*	4.00	50 % Precio Ref.	5.00
5.000 - 10.000'	45 % Precio Ref.	4.50	55 % Precio Ref.	5.50
10.000 - 15.000'	50 % Precio Ref.	5.00	60 % Precio Ref.	6.00
Mayor de 15.000'	60 % Precio Ref.	6.00	70 % Precio Ref.	7.00

(*) Se ha tomado como precio de Referencia, el correspondiente para el crudo nuevo en los Estados Unidos y que hoy es de US\$10.0/Bbl.

Nota : Dentro de cada uno de los precios que componen la presente escala, se incluye un dolar por concepto de transporte.-

TABLA No. 3A

COSTO DE IMPORTACIONES CON PRODUCCION ACTUAL PROXIMOS 5 AÑOS

<u>Año</u>	<u>Pronóstico de Producción (MM.Bbls.)</u>	<u>Consumo nacional con 5% aumento anual (MM.Bbls.)</u>	<u>Déficit para suplir con importación (MM.Bbls.)</u>	<u>Costo importación con precio crudo a US\$11/Bbl. (MM.USS)</u>
1975	56.5	59.5	- 3.0	- 33.0
1976	51.9	62.5	- 10.6	- 116.6
1977	47.2	65.6	- 18.4	- 202.4
1978	43.3	68.9	- 25.6	- 281.6
1979	40.0	72.3	- 32.3	- 355.3
Total	238.9	328.8	- 89.9	- 988.9

TABLA No. 3B

COSTO DE IMPORTACION CON PRODUCCION PROBABLE PROXIMOS 5 AÑOS

<u>Año</u>	<u>Pronóstico de Producción (MM.Bbls.)</u>	<u>Consumo nacional con 5% aumento anual (MM.Bbls.)</u>	<u>Déficit para suplir con importación (MM.Bbls.)</u>	<u>Costo importación con precio crudo a US\$11/Bbl. (MM.USS)</u>
1975	63.0	59.5	+ 3.5	+ 38.5
1976	60.3	62.5	- 2.2	- 24.2
1977	55.5	65.6	- 10.1	- 111.1
1978	64.1	68.9	- 4.8	- 52.8
1979	81.6	72.3	+ 9.3	+ 102.3
Total	324.5	328.8	- 4.3	- 47.3

TABLA No. 4

COMPARACION DE CRITERIOS ENTRE ECOPETROL Y FEDESARROLLO
SOBRE UNA POLITICA DE PRECIOS

A. Crudo Incremental

	<u>Ecopetrol (US\$/Bbl.)</u>	<u>Fedesarrollo (US\$/Bbl.) *</u>
Precio en Puerto ó Refinería	2.60	8.70
Costo de Transporte [?]	0	0.30
Costo Incremental de Inversión	0.79	0.50
Costo Incremental de Operación [?]	0.60	1.00
Utilidad por Barril	0.70	0.75
Impuestos por barril (Regalía + Imp.)	0.51	6.15
Participación del Estado Equivalente	19.6 %	70.6 %
Utilidad por dolar invertido	.89	.67

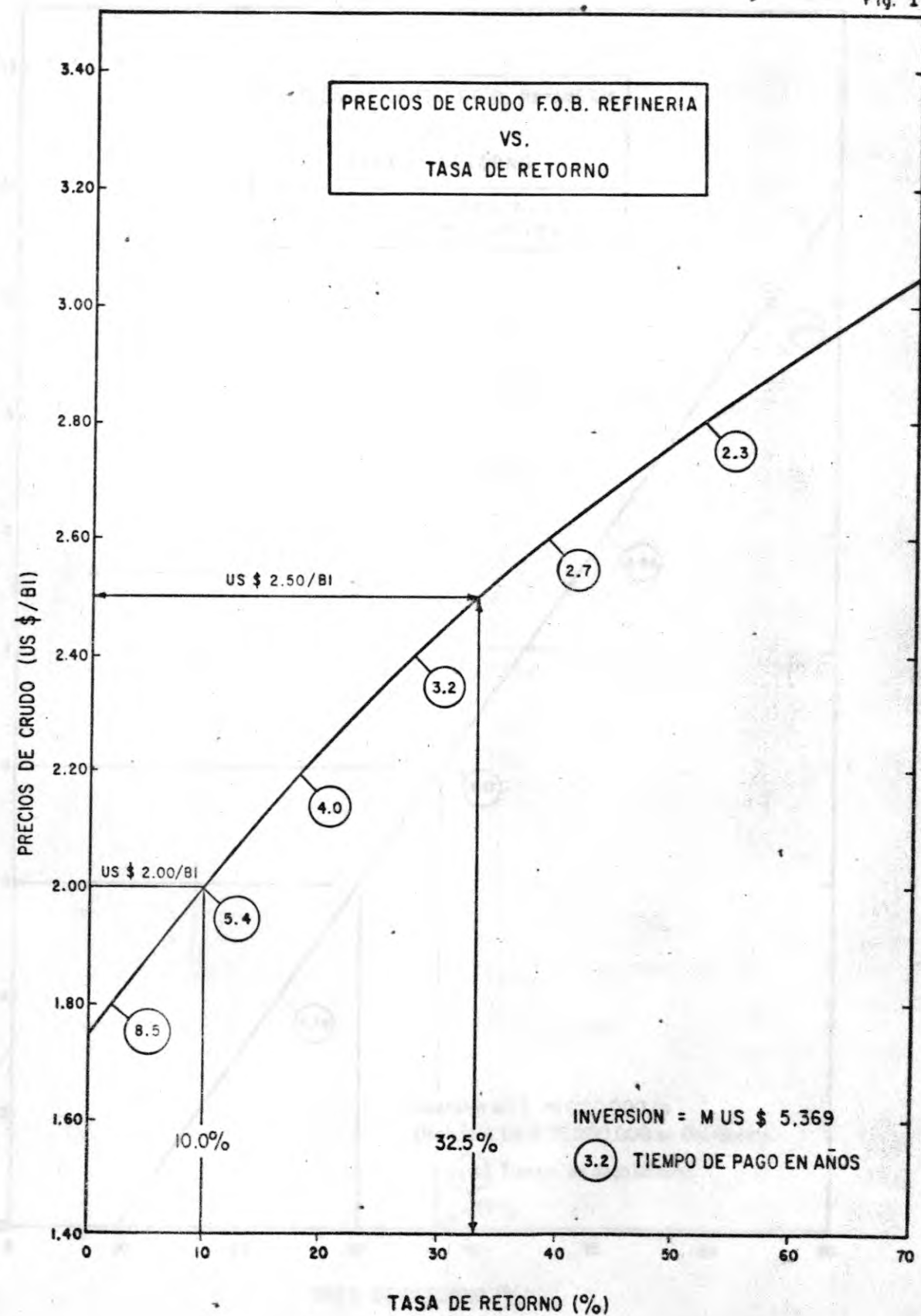
B. Crudo Nuevo

Precio	6.00	8.70
<i>Costo de exploración?</i> Impuestos	2.27 (37.8%)	6.98 (80.2%)
Costo de Transporte	-	0.30
Costo de Desarrollo	0.64	0.20 <i>0.51</i>
Costo de Operación [?]	0.45	0.10 <i>0.15</i>
Utilidad neta por barril para la compañía	2.64	1.12 <i>0.76</i>
Utilidad por dolar invertido	4.13	<u>5.60</u> <i>? 1.50?</i>
<i>Costo de transporte?</i>	<u>4.06</u> <i>3</i>	

(* Referencia : Tablas 51 y 52 del Estudio de Fedesarrollo (X-74).

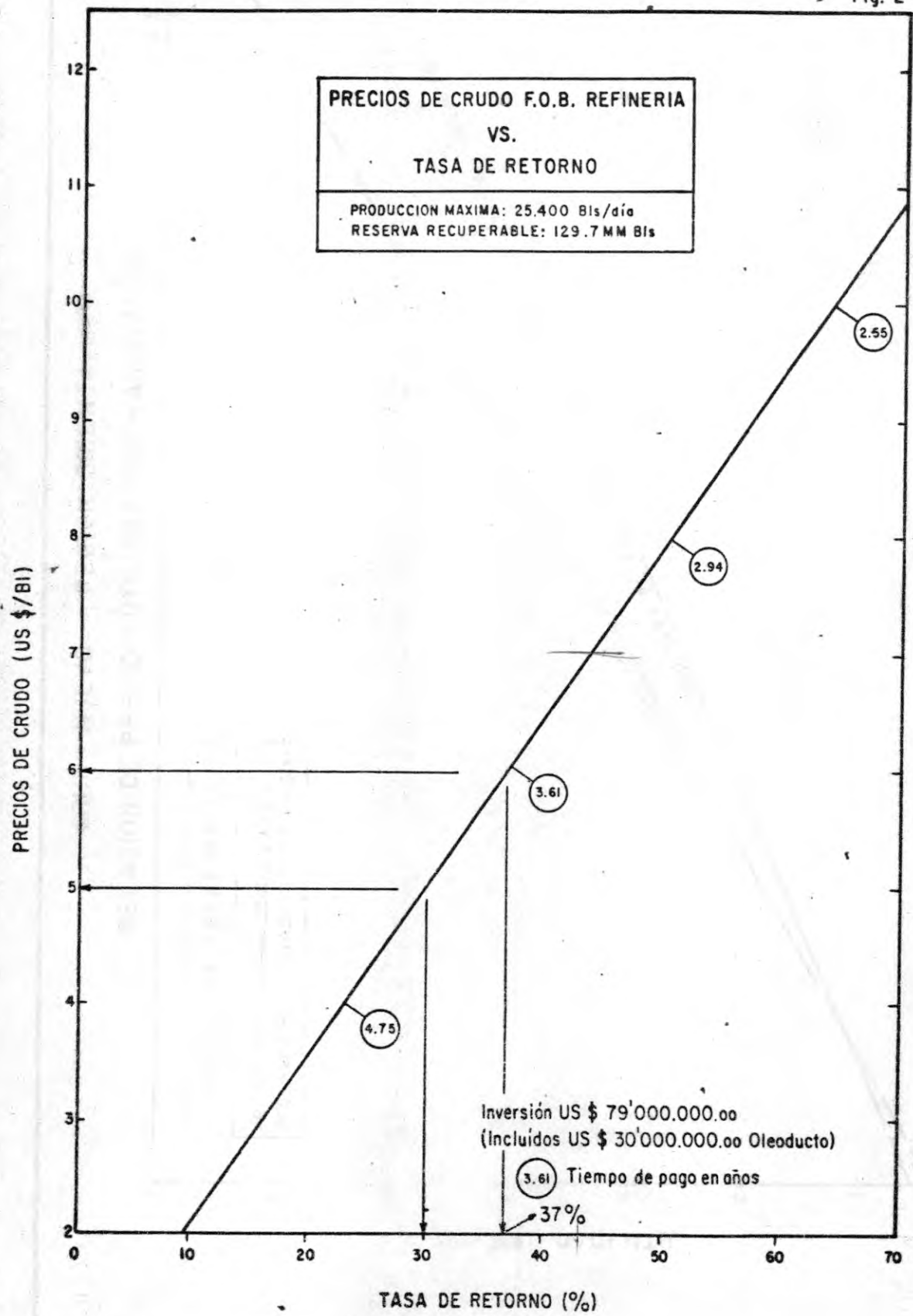
PROYECTOS CONSOLIDADOS DE CRUDO MARGINAL

Fig. 1



CRUDO NUEVO -- REGION ORIENTAL

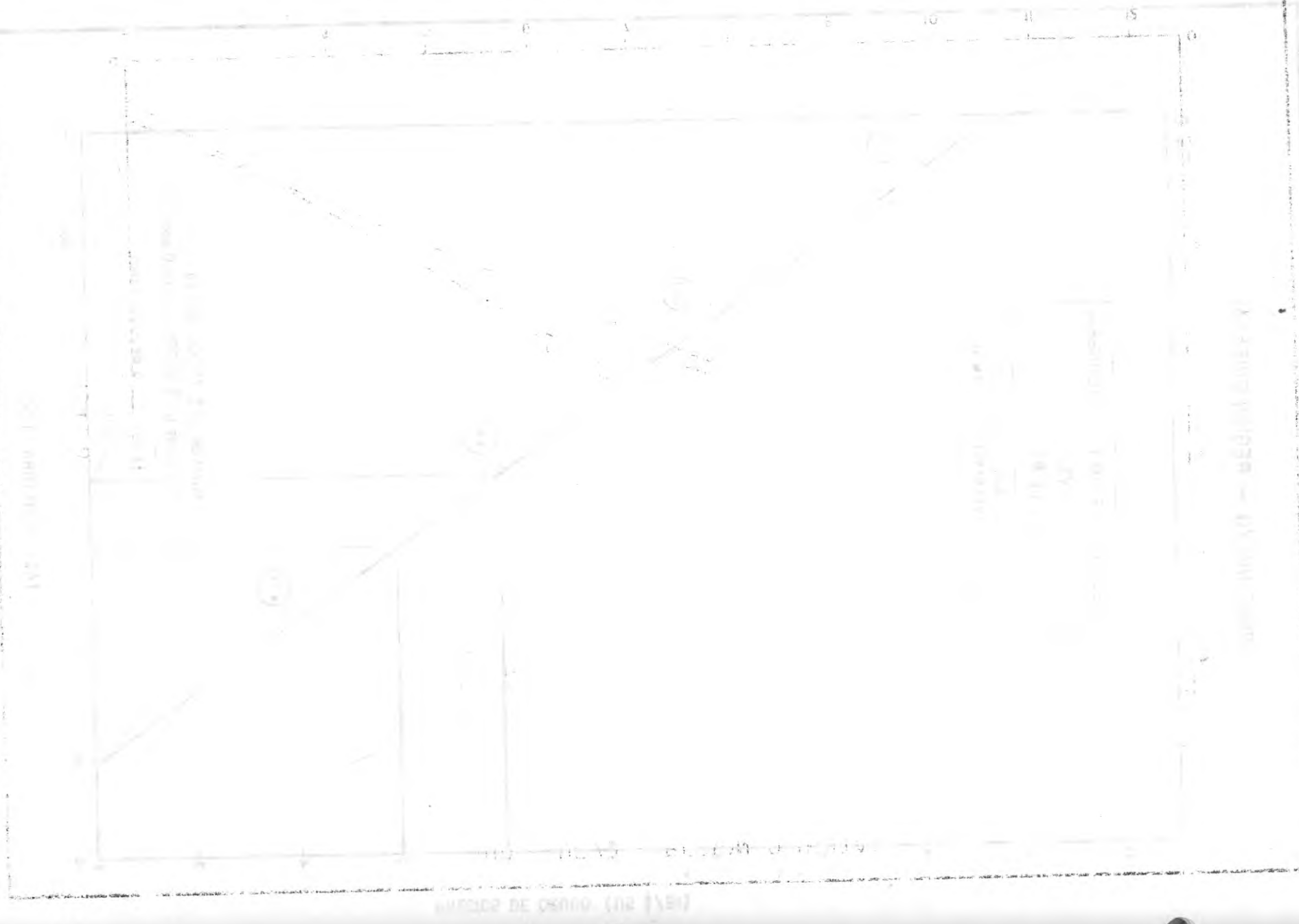
Fig. 2



PRECIO DE CRUDO (US \$/BI)

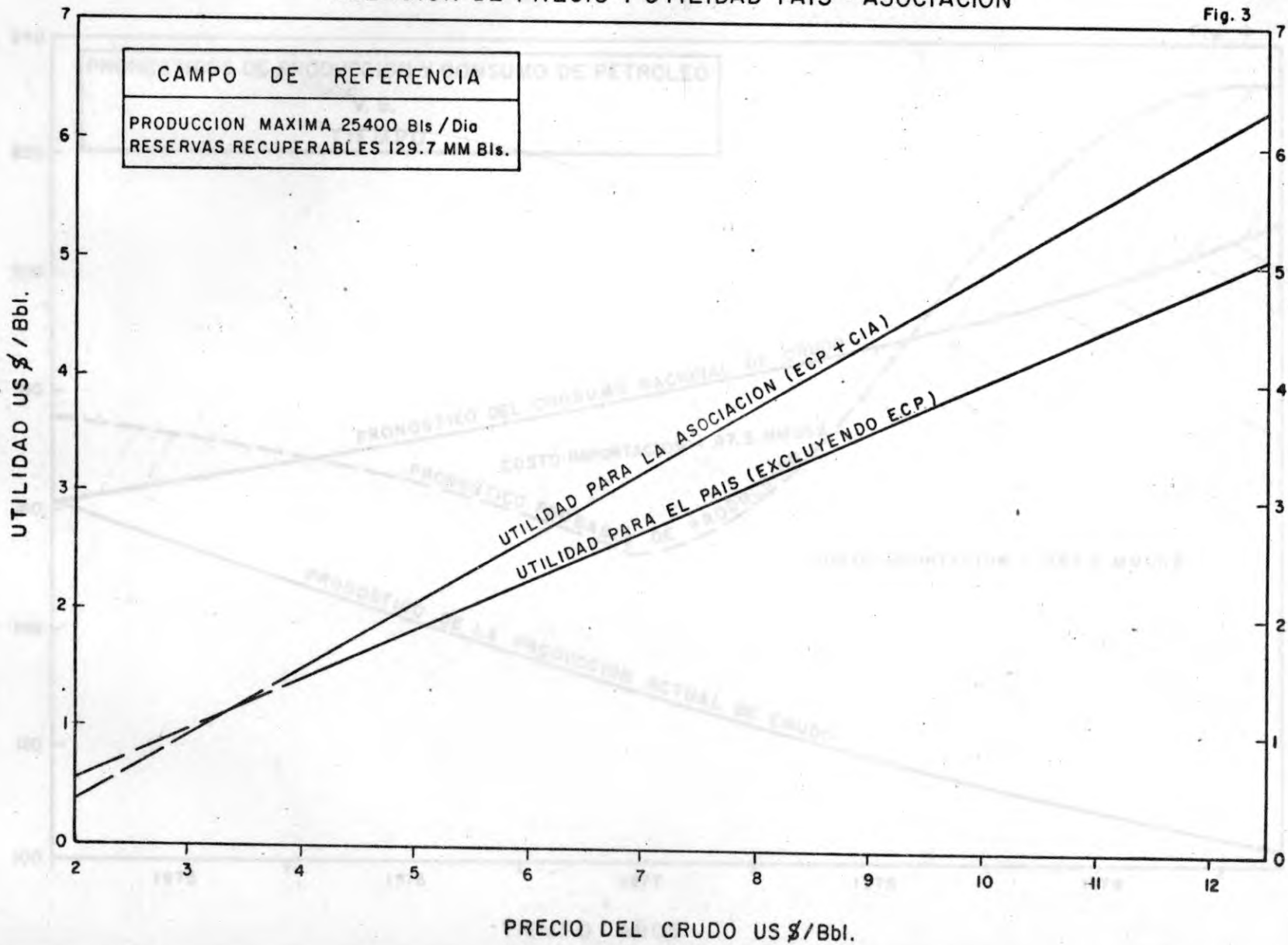
PRECIO DE CRUDO (US \$/BI)

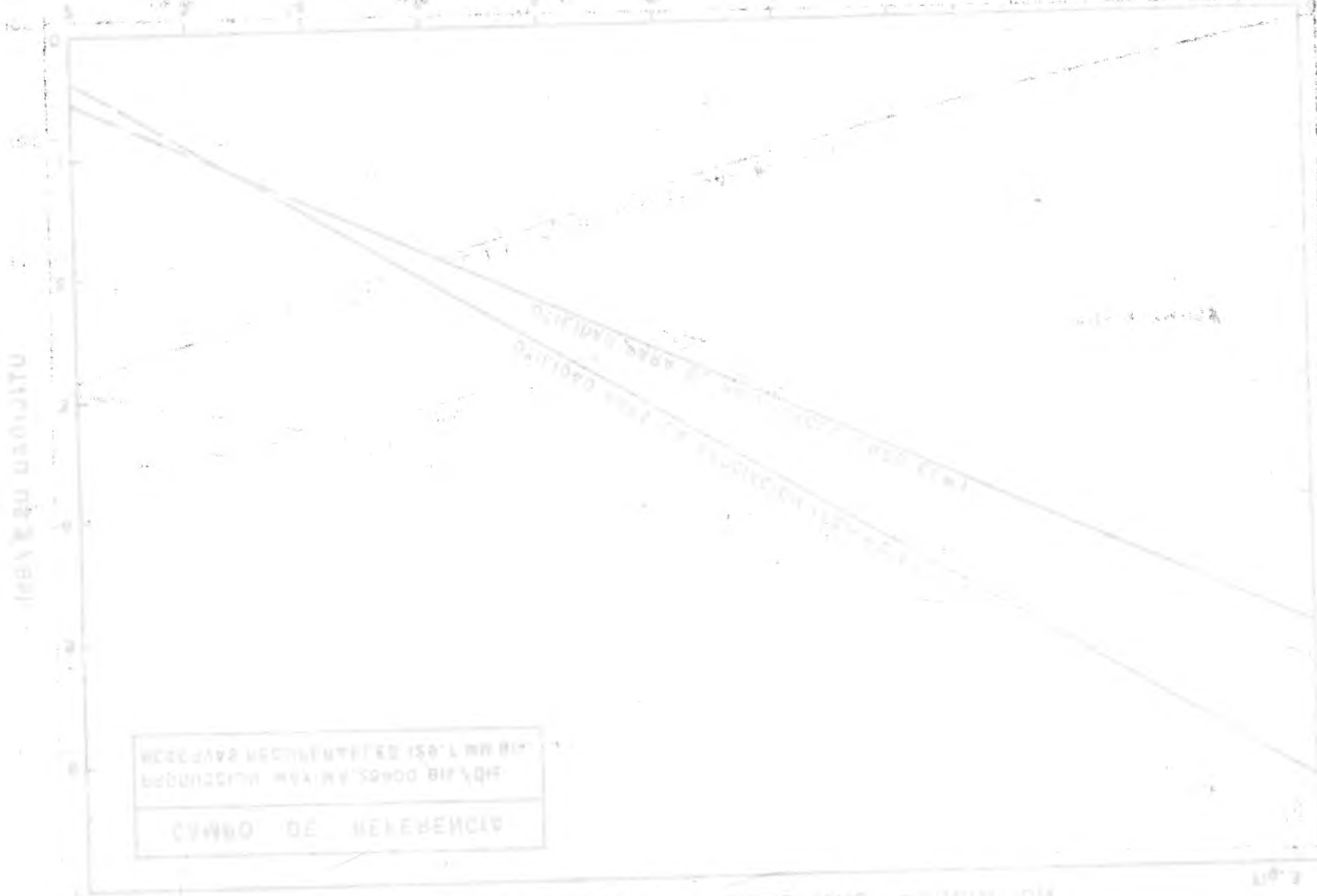
TASA DE RETORNO (%)



CRUDO NUEVO - REGION ORIENTAL
RELACION DE PRECIO Y UTILIDAD PAIS - ASOCIACION

Fig. 3

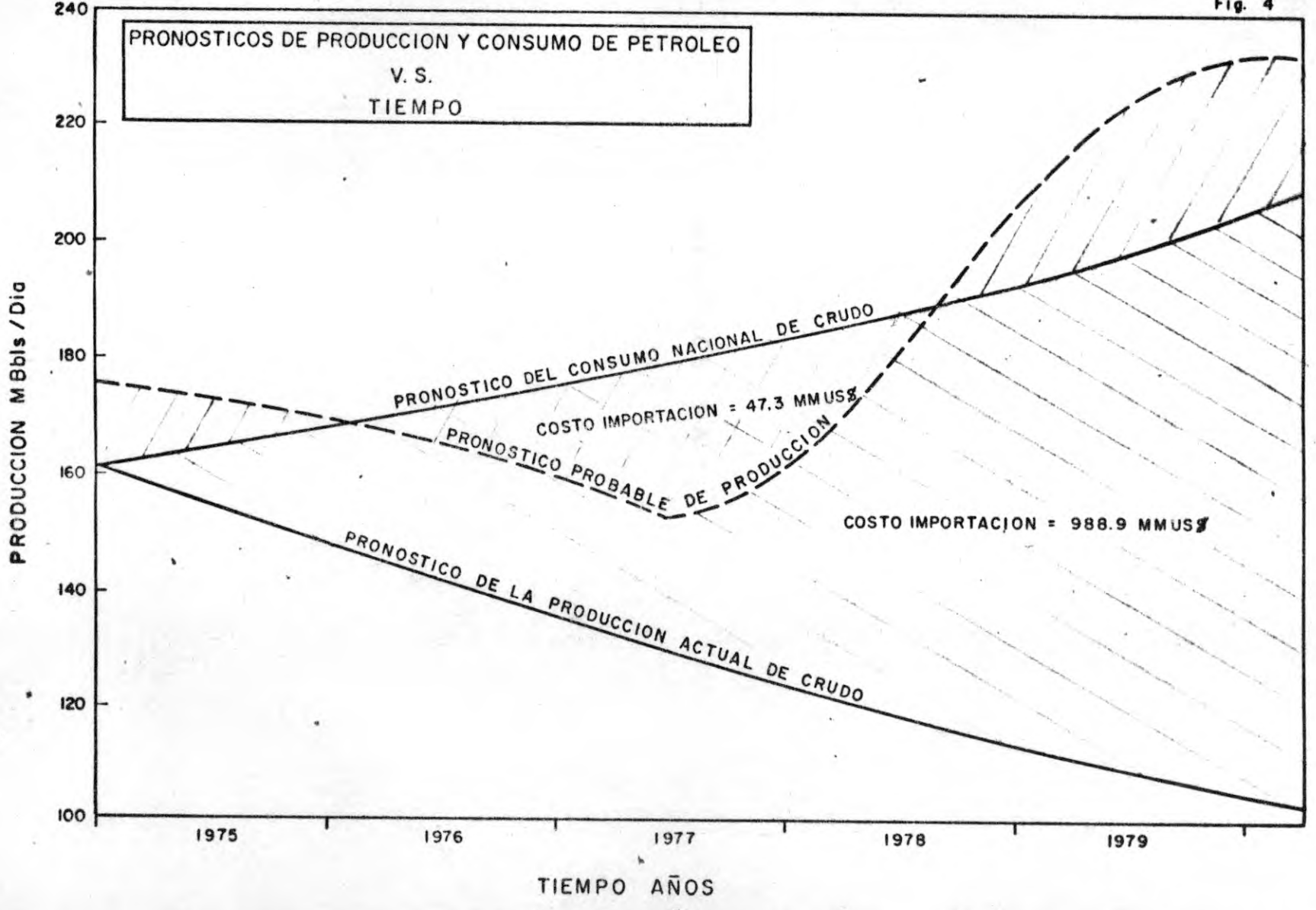




RELACION DE PRECIO A UTILIDAD EN LA PRODUCCION
 CRUDO NEGRO - REGION ORIENTAL

EFFECTO ECONOMICO DE LA IMPORTACION DE CRUDOS

Fig. 4



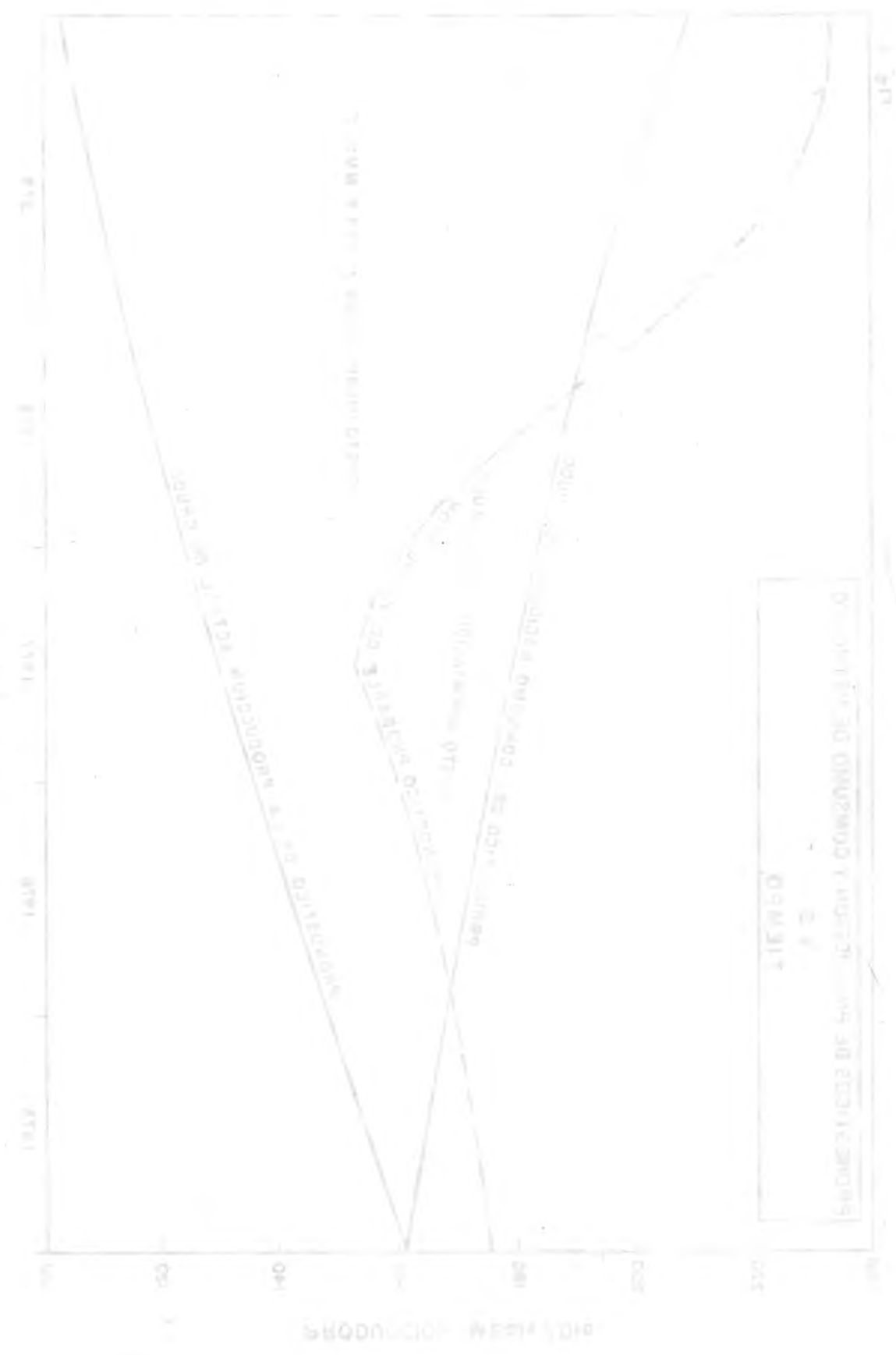


FIG. 1. ECONOMICO DE LA INDOLENTIA DE CERRITOS

APENDICE " A "

Handwritten text and tables on the right page, including a title 'APENDICE " A "' and several columns of data.

Fecha	Producción	Consumo	Reserva
1932	100	100	0
1933	140	90	50
1934	170	120	50

* EVALUACION DEL PROYECTO *

* CASO ANALISIS DE PRECIOS CRUDOS MARGINALES ZONA OCCIDENTAL

RATA RETORNO = 0.350 *

* PRECIO CRUDO = 2.60 US\$ FCT LVERE = 0.0 *

AÑO	PRODUCCION BRUTA		CONSUMO EN OPERACION		REGALIAS		PRODUCCION DISPONIBLE		ENTRADA BRUTA		COSTO TRANSFER. TARIFA = 0.6		ENTRADA LESPLES DE REG Y TRANS	
	MBLS	ACUM	MBLS	ACUM	ML\$	ACUM	MBLS	ACUM	ML\$	ACUM	ML\$	ACUM	ML\$	ACUM
1975	1414.	1414.	0.	0.	382.	382.	1414.	1414.	3676.	3676.	0.	0.	3295.	3295.
1976	1443.	2857.	0.	0.	390.	771.	1443.	2857.	3752.	7428.	0.	0.	3362.	6657.
1977	1113.	3860.	0.	0.	271.	1042.	1303.	3860.	2618.	10036.	0.	0.	2337.	8994.
1978	759.	4629.	0.	0.	218.	1250.	769.	4629.	1999.	12035.	0.	0.	1792.	10786.
1979	591.	5220.	0.	0.	160.	1409.	591.	5220.	1537.	13572.	0.	0.	1377.	12163.
1980	450.	5676.	0.	0.	123.	1533.	456.	5676.	1186.	14758.	0.	0.	1062.	13225.
1981	354.	6030.	0.	0.	96.	1628.	354.	6030.	927.	15678.	0.	0.	825.	14050.
1982	270.	6300.	0.	0.	75.	1703.	276.	6306.	710.	16386.	0.	0.	643.	14693.
1983	213.	6513.	0.	0.	59.	1761.	218.	6524.	567.	16952.	0.	0.	508.	15201.
1984	172.	6685.	0.	0.	40.	1801.	172.	6696.	447.	17400.	0.	0.	401.	15602.
1985	130.	6815.	0.	0.	37.	1838.	136.	6832.	354.	17754.	0.	0.	317.	15919.

	AÑO	COSTOS DIRECTOS OPERACION		COSTOS INDIRECTOS OPERACION		TOTAL COSTOS DE OPERACION		ENTRADA DESPUES DE COSTOS OPERACION	
		MUS\$	ACUM	MUS\$	ACUM	MUS\$	ACUM	MUS\$	ACUM
1									
2									
3									
4									
5									
6	1975	848.	848.	0.	0.	848.	848.	2446.	2446.
7	1976	800.	1714.	0.	0.	800.	1714.	2496.	4943.
8	1977	602.	2316.	0.	0.	602.	2316.	1735.	6678.
9	1978	461.	2777.	0.	0.	461.	2777.	1330.	8008.
10	1979	355.	3132.	0.	0.	355.	3132.	1022.	9031.
11	1980	274.	3406.	0.	0.	274.	3406.	789.	9819.
12	1981	212.	3618.	0.	0.	212.	3618.	612.	10432.
13	1982	166.	3784.	0.	0.	166.	3784.	477.	10909.
14	1983	131.	3914.	0.	0.	131.	3914.	377.	11287.
15	1984	103.	4018.	0.	0.	103.	4018.	298.	11584.
16	1985	82.	4099.	0.	0.	82.	4099.	235.	11819.
17									
18									
19									
20									
21									
22									
23									
24									
25									
26									
27									
28									
29									
30									
31									
32									
33									
34									
35									
36									
37									
38									
39									
40									
41									
42									
43									
44									
45									
46									
47									
48									
49									
50									
51									
52									
53									
54									
55									
56									
57									
58									
59									
60									

PAC 2

60
59
58
57
56
55
54
53
52
51
50
49
48
47
46
45
44
43
42
41
40
39
38
37
36
35
34
33
32
31
30
29
28
27
26
25
24
23
22
21
20
19
18
17
16
15
14
13
12
11
10
9
8
7
6
5
4
3
2
1

ANO	INTANGIBLES	TANGIBLES	DEPRECIACION	TOTAL DEUCICN ENTRA ESPOES	AGOTAMIENTO	RENTA
	MUS\$	MUS\$	ALCM	MUS\$	ALCM	ALCM
1975	2685	2685	268	2953	-507	0
1976	2685	2685	268	2922	-507	555
1977	2685	2685	268	2922	-507	555
1978	2685	2685	268	2922	-507	555
1979	2685	2685	268	2922	-507	555
1980	2685	2685	268	2922	-507	555
1981	2685	2685	268	2922	-507	555
1982	2685	2685	268	2922	-507	555
1983	2685	2685	268	2922	-507	555
1984	2685	2685	268	2922	-507	555
1985	2685	2685	268	2922	-507	555

1975 2685 2685 268 2953 -507 0

1976 2685 2685 268 2922 -507 555

1977 2685 2685 268 2922 -507 555

1978 2685 2685 268 2922 -507 555

1979 2685 2685 268 2922 -507 555

1980 2685 2685 268 2922 -507 555

1981 2685 2685 268 2922 -507 555

1982 2685 2685 268 2922 -507 555

1983 2685 2685 268 2922 -507 555

1984 2685 2685 268 2922 -507 555

1985 2685 2685 268 2922 -507 555

* INFORME DE FLUJO DE CAJA DESCENTRAL SEGUN TASA DE RETORNO = 0.35 (*)

AÑO	ENTRADA DESPUES DE IMPUESTOS		VALOR PRESENTE DE ENT CON IMPOS.		INVERSION TOTAL		VALOR PRESENTE INVERSION TOTAL		FLUJO NETO DE DINERO		VALOR PRESENTE FLUJO NETO DIN.	
	MUS\$	ACUM	MUS\$	ACUM	MUS\$	ACUM	MUS\$	ACUM	MUS\$	ACUM	MUS\$	ACUM
1975	2440.	2440.	1760.	1760.	5369.	5369.	3863.	3863.	-2923.	-2923.	-2103.	-2103.
1976	1941.	4388.	1005.	2765.	0.	5369.	0.	3863.	1941.	-981.	1005.	-1098.
1977	1382.	5770.	515.	3279.	0.	5369.	0.	3863.	1382.	401.	515.	-583.
1978	1085.	6855.	291.	3570.	0.	5369.	0.	3863.	1085.	1486.	291.	-293.
1979	857.	7711.	165.	3735.	0.	5369.	0.	3863.	857.	2342.	165.	-128.
1980	674.	8385.	93.	3828.	0.	5369.	0.	3863.	674.	3016.	93.	-34.
1981	537.	8922.	54.	3882.	0.	5369.	0.	3863.	537.	3553.	54.	19.
1982	431.	9354.	31.	3913.	0.	5369.	0.	3863.	431.	3985.	31.	50.
1983	353.	9707.	18.	3931.	0.	5369.	0.	3863.	353.	4338.	18.	69.
1984	291.	9998.	11.	3942.	0.	5369.	0.	3863.	291.	4629.	11.	79.
1985	173.	10171.	5.	3947.	0.	5369.	0.	3863.	173.	4802.	5.	84.

COSTOS DE PRODUCCION
 COSTOS DE DISTRIBUCION
 COSTOS DE ADMINISTRACION
 COSTOS DE FINANCIAMIENTO
 COSTOS DE OTRAS ACTIVIDADES

ITEM	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
33				
34				
35				
36				
37				
38				
39				
40				
41				
42				
43				
44				
45				
46				
47				
48				
49				
50				
51				
52				
53				
54				
55				
56				
57				
58				
59				

* COSTOS POR BARRIL DE PRODUCCION BRUTA *

REGALIAS	0.270	DOLARES/EBL
COSTOS DE PRODUCCION	0.600	DOLARES/EBL
DEPRECIACION	0.393	DOLARES/EBL
AMORTIZACION	0.393	DOLARES/EBL
AGOTAMIENTO	0.415	DOLARES/EBL
IMPUESTOS	0.241	DOLARES/EBL
TRANSPORTE	0.000	DOLARES/EBL
COSTOS TOTALES	1.897	DOLARES/EBL

* UTILIDAD EN CONCESION *

PARA EL PAIS	0.511	DOLARES/EBL
PARA LA CIA POR FLUJO NETO	0.713	DOLARES/EBL
PARA LA CIA POR DIFERENCIA (PRECIO-COSTOS TOTALES)	0.713	DOLARES/EBL
CHEQUEO	0.000	DOLARES/EBL
RELACION PAIS A CIA (UTI PAIS/UTI CIA FLUJO NETO)	0.727	

LETTERS TO THE EDITOR

Dear Sir,
I am writing to you regarding the matter of the...

Yours faithfully,
[Signature]

Dear Sir,
I am writing to you regarding the matter of the...

Yours faithfully,
[Signature]

LETTERS TO THE EDITOR

Dear Sir,
I am writing to you regarding the matter of the...

Yours faithfully,
[Signature]

APPENDICE " B "

[Faint, illegible text in the right-hand page, possibly bleed-through or very light handwriting]

* CASU ANALISIS DE COSTOS DE CRUDC REGION ORIENTAL *
 * EVALUACION DEL PROYECTO *
 * PRECIO CRUDO = 60.00 US\$ FCT CVRHELE *
 RATA RETORNO = 0.370 *

ANO	PRODUCCION 3RUTA	ACUM	CONSUMO EN OPERACION	ACUM	REGALIAS MUS	ACUM	FRECUENCIA LISFENCIBLE	ACUM	ENKATA BRUTA	ACUM	COSTE TRANSFER. TARIFA = 6.00 FCT	ENTRADA LESPLES LE RUC Y TRANS	ACUM
1974	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
1975	9257.	9257.	226.	226.	11664.	11664.	9037.	9037.	54222.	54222.	574.	574.	574.
1976	9261.	18518.	436.	662.	13848.	25482.	9774.	18811.	54194.	108366.	502.	1076.	42655.
1977	9264.	27782.	252.	914.	17634.	43116.	9112.	27923.	54072.	162438.	501.	2107.	42553.
1978	5263.	33045.	207.	1121.	11622.	54738.	9772.	37695.	54012.	216450.	500.	2677.	42485.
1979	9271.	42316.	283.	1404.	13613.	68351.	8554.	46150.	53964.	27414.	555.	4187.	42452.
1981	8613.	50929.	203.	1607.	5814.	73495.	8317.	54502.	521316.	321316.	532.	5335.	42452.
1982	7973.	58902.	283.	1890.	5877.	79372.	7652.	6176.	46152.	366468.	465.	6176.	36376.
1983	6891.	65793.	483.	2373.	6393.	8465.	7113.	68151.	42678.	475196.	711.	6815.	32578.
1984	6363.	72156.	483.	2856.	7701.	88226.	6517.	74778.	35462.	475196.	658.	7477.	32181.
1985	5913.	78069.	283.	3139.	7176.	95414.	6783.	81561.	36498.	485116.	678.	8156.	30161.
1986	5483.	83552.	283.	3422.	6635.	102139.	5623.	86474.	37338.	518444.	562.	8647.	26541.
1987	5091.	88643.	283.	3705.	6139.	108175.	5271.	91614.	3128.	59044.	527.	9161.	24544.
1988	4723.	93366.	283.	3988.	5672.	113847.	4887.	96481.	2842.	57888.	483.	9648.	22689.
1989	4391.	97757.	283.	4271.	5245.	119192.	4445.	101926.	2677.	679556.	444.	10192.	20588.
1991	4181.	101938.	283.	4554.	4847.	123947.	4178.	105834.	2498.	672714.	411.	10583.	19390.
1992	3731.	105669.	283.	4837.	4482.	128422.	3753.	109632.	2278.	652592.	387.	10963.	17927.
1993	3527.	109196.	283.	5120.	4143.	132564.	3511.	112343.	2176.	632592.	351.	11234.	16572.
1994	3281.	112477.	283.	5403.	3823.	136392.	3244.	115517.	19464.	653522.	324.	11555.	14912.
1995	3061.	115538.	283.	5686.	3538.	139530.	2598.	118585.	17588.	711517.	278.	11858.	13151.
1995	2842.	118380.	283.	5969.	3271.	143271.	2159.	121362.	16662.	728172.	278.	12136.	12167.
		121707.	5786.	3721.	146226.	2159.	123921.	15354.	743528.	256.	12352.	12178.	584907.

47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59

Table with multiple columns and rows, containing faint data and text, likely a continuation of a ledger or report from a previous page.

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59	ANO	COSTOS DIRECTOS OPERACION		COSTOS INDIRECTOS OVERHEAD		TOTAL COSTOS DE OPERACION		ENTRADA DESPUES DE COSTOS OPER	
		MUS\$	ACUM	MUS\$	ACUM	MUS\$	ACUM	MUS\$	ACUM
	1974	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
	1975	3906.	3906.	0.	0.	3906.	3906.	39653.	39653.
	1976	3905.	7811.	0.	0.	3905.	7811.	39590.	79243.
	1977	3905.	11717.	0.	0.	3905.	11717.	39532.	118775.
	1978	3906.	15622.	0.	0.	3906.	15622.	39484.	158259.
	1979	3907.	19537.	0.	0.	3907.	19537.	39444.	197793.
	1980	3637.	23167.	0.	0.	3637.	23167.	36451.	234154.
	1981	3337.	26553.	0.	0.	3337.	26553.	35689.	267842.
	1982	3155.	29708.	0.	0.	3155.	29708.	31139.	298972.
	1983	2941.	32649.	0.	0.	2941.	32649.	28760.	327732.
	1984	2743.	35392.	0.	0.	2743.	35392.	26577.	354309.
	1985	2559.	37951.	0.	0.	2559.	37951.	24544.	378853.
	1986	2390.	40341.	0.	0.	2390.	40341.	22674.	401527.
	1987	2233.	42574.	0.	0.	2233.	42574.	21537.	422464.
	1988	2088.	44662.	0.	0.	2088.	44662.	19337.	441601.
	1989	1953.	46615.	0.	0.	1953.	46615.	17847.	459649.
	1990	1829.	48444.	0.	0.	1829.	48444.	16477.	476126.
	1991	1714.	50158.	0.	0.	1714.	50158.	15209.	491335.
	1992	1607.	51766.	0.	0.	1607.	51766.	14029.	505363.
	1993	1509.	53275.	0.	0.	1509.	53275.	12941.	518304.
	1994	1421.	54696.	0.	0.	1421.	54696.	11864.	530269.
	1995	1333.	56029.	0.	0.	1333.	56029.	11001.	541270.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60

ANU	INTANGIBLES	TANGIBLES	DEPRECIACION	INTANG+EFEC	DE COST Y DEUC	ACUM	MUS\$	ACUM	ACOTAMIENTO	GRABABLE	IMPUESTOS
1974	34250	44750	44750	44750	44750	38725	38725	-38725	0	-38725	0
1975	34250	44750	44750	44750	44750	8550	44750	-35275	11943	23234	-15451
1976	34250	44750	44750	44750	44750	13425	44750	-31325	35115	31508	11526
1977	34250	44750	44750	44750	44750	17975	44750	-26775	35657	66625	11526
1978	34250	44750	44750	44750	44750	22375	44750	-22375	35659	101634	11526
1979	34250	44750	44750	44750	44750	26850	44750	-17900	34569	166130	11526
1980	34250	44750	44750	44750	44750	31325	44750	-13425	31516	18575	10592
1981	34250	44750	44750	44750	44750	35800	44750	-8050	29214	19752	11668
1982	34250	44750	44750	44750	44750	40275	44750	-4475	26659	24447	11668
1983	34250	44750	44750	44750	44750	44750	44750	-0	24285	248732	8692
1984	34250	44750	44750	44750	44750	44750	44750	-0	26571	275315	8692
1985	34250	44750	44750	44750	44750	44750	44750	-0	24544	259853	7431
1986	34250	44750	44750	44750	44750	44750	44750	-0	22674	222527	6872
1987	34250	44750	44750	44750	44750	44750	44750	-0	19311	114264	6872
1988	34250	44750	44750	44750	44750	44750	44750	-0	12755	12755	6872
1989	34250	44750	44750	44750	44750	44750	44750	-0	11415	11415	6872
1990	34250	44750	44750	44750	44750	44750	44750	-0	10652	10652	6872
1991	34250	44750	44750	44750	44750	44750	44750	-0	10555	10555	6872
1992	34250	44750	44750	44750	44750	44750	44750	-0	10555	10555	6872
1993	34250	44750	44750	44750	44750	44750	44750	-0	10555	10555	6872
1994	34250	44750	44750	44750	44750	44750	44750	-0	10555	10555	6872
1995	34250	44750	44750	44750	44750	44750	44750	-0	10555	10555	6872

1 ANU
2 INTANGIBLES MUS\$ ACUM
3 TANGIBLES MUS\$ ACUM
4 DEPRECIACION MUS\$ ACUM
5 INTANG+EFEC MUS\$ ACUM
6 DE COST Y DEUC MUS\$ ACUM
7 MUS\$ ACUM
8 ACOTAMIENTO MUS\$ ACUM
9 GRABABLE MUS\$ ACUM
10 IMPUESTOS MUS\$ ACUM

* INFORME DE FLUJO DE CASH DESCENTRAL SEGUN FATA DE RETORNO = 0.37 (*

ANO	ENTRADA DESPUES DE IMPUESTOS	VALOR PRESENTE DE ENT CON IMPUS.	INVERSION TOTAL	VALOR PRESENTE INVERSION TOTAL	FLUJO NETO DE DINERO	VALOR PRESENTE VALOR PRESENTE
1	2	3	4	5	6	7
1974	0	0	79000	57664	-57664	-57664
1975	3355	30359	79000	57664	-4185	-4185
1976	3335	66673	79000	57664	-2970	-2970
1977	3121	90947	79000	57664	1176	1176
1978	3237	121186	79000	57664	8594	8594
1979	3221	151397	79000	57664	11765	11765
1980	2057	179454	79000	57664	11547	11547
1981	2677	205524	79000	57664	12397	12397
1982	2428	225752	79000	57664	107454	107454
1983	2223	252275	79000	57664	15815	15815
1984	1967	271437	79000	57664	173215	173215
1985	1799	289135	79000	57664	19162	19162
1986	1655	305489	79000	57664	22523	22523
1987	1573	320592	79000	57664	24228	24228
1988	13952	334544	79000	57664	26070	26070
1989	1281	347424	79000	57664	28057	28057
1990	1199	359316	79000	57664	30211	30211
1991	1181	37030	79000	57664	3239	3239
1992	1132	38432	79000	57664	3415	3415
1993	935	395781	79000	57664	3635	3635
1994	4047	398428	79000	57664	3855	3855
1995	7953	406381	79000	57664	4075	4075

60
59
58
57
56
55
54
53
52
51
50
49
48
47
46
45
44
43
42
41
40
39
38
37
36
35
34
33
32
31
30
29
28
27
26
25
24
23
22
21
20
19
18
17
16
15
14
13
12
11
10
9
8
7
6
5
4
3
2
1

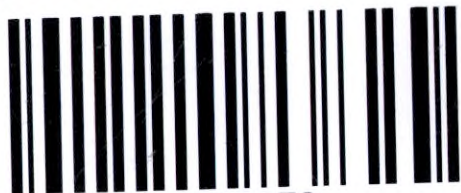
Mecanismo para promover incremento
inmediato de la producción nacional de crudos

338.2 E558m Ej. 1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01002872

BIBLIOTECA