

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

OPERACIONES CONJUNTAS CAYMAN ECOPETROL

1975

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS

División de Explotación y Operaciones Asociadas

ANALISIS ECONOMICO DE LAS OPERACIONES CONJUNTAS

"CAYMAN - ECOPELROL"

EN LA ASOCIACION PUTUMAYO

Preparado por los Ingenieros :

Francisco José Chona C.

Jorge Martínez B.

Bogotá, D.E. Abril de 1975

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

I- El potencial de reservas petrolíferas en los dos prospectos exitosos de acuerdo con los pozos perforados en las anomalías de "Nancy" y "Burdine" serían como sigue :

1o. Reservas Probadas

| | | |
|----|--------------------|-------------|
| a) | Desarrolladas : | 3.0 MM Bls. |
| b) | No Desarrolladas : | 2.0 MM Bls. |
| | T o t a l | 5.0 MM Bls. |

2o. Reservas Probables : 10.0 MM Bls.

3o. Reservas Posibles : Dentro de un rango de 10.0 MM Bls a 90.0 MMBls.

II- Los niveles de producción de 1000 y 1200 barriles por día por pozo, así como las tasas de declinación establecidos para llevar a cabo el agotamiento de la reserva, pudieran llegar a ser optimistas si se comparan con el comportamiento presentado por pozos similares (Villeta) en la región de Orito.

III- Los resultados de los análisis económicos realizados, indican que para declarar la explotación de una reserva de 5.0 millones de barriles como una

operación comercial, es necesario asignarle al barril un precio superior a US\$ 11.0 en boca de pozo (Figura 1).

IV- El efecto de las bajas reservas probadas y las altas inversiones realizadas originalmente en operaciones de exploración (US\$16.46 millones), hacen obligante la fijación de un precio anormal, que permita al explotador una operación con un margen aceptable de rentabilidad. Si las inversiones se distribuyeran en varios campos como una consecuencia de un mayor hallazgo de reservas, el factor precio no sería un elemento de importancia, puesto que el comportamiento económico para la Compañía Operadora se asimilaría al de " La Cuenta Conjunta " presentada gráficamente en la Figura 2. La relación de éxito obtenida en las operaciones de exploración ha sido de 1 a 3 (un descubrimiento por cada tres prospectos explorados) ; para optimizar la distribución de las inversiones en operaciones exploratorias se requería un mejoramiento de la relación de éxito para los veinte (20) prospectos que aun quedan por investigar .

V- El costo de hallazgo ("Finding Cost "), tiene notable incidencia sobre el precio del crudo cuando se analizan económicamente reservas inferiores a 30 millones de barriles. La Figura 3 presenta la descomposición de costos y utilidades relacionados con reservas y precio de crudo para obtener

una rentabilidad del 20%. La siguiente comparación se hace necesaria para ilustrar la incidencia del "costo de hallazgo" :

| | Reservas de 10 MMBls. (US\$ / Bl.) | Reservas de 40 MMBls. (US\$ / Bl.) |
|-------------------|--|--|
| Costo de hallazgo | 4.30 | 1.30 |
| Costo Total * | 4.50 | 3.20 |
| Utilidad | 0.85 | 0.65 |
| Precio del Crudo | 9.75 | 5.15 |

(*) Incluye : Regalías, Costos de operación e Impuestos.-

VI. Para el caso relacionado con la explotación de una reserva de 10 MMBls., y suponiendo que las inversiones en prospectos no productivos se distribuyan en 2 campos, las economías tanto de Cayman como de Ecopetrol se presentan gráficamente en la Figura 3A. Si se extrapolan los resultados correspondientes a Ecopetrol, se obtendría un precio mínimo de US\$2.50/Bl., para el cual la utilidad sería cero (0). Para Cayman este precio mínimo es de US\$6.50/Bl., ésto es, no se obtendría utilidad alguna diferente a la de amortizar el 50% de sus inversiones en prospectos no exitosos y a pagar todos los gastos y costos motivo del desarrollo y explotación.-

RECOMENDACIONES

Para poder llevar a cabo el desarrollo de las reservas descubiertas y obtener en forma inmediata los beneficios de una producción que el país requiere, se hacen necesarias las siguientes recomendaciones :

I - Es de conveniencia nacional que Ecopetrol acepte la comercialidad de los hallazgos realizados por Cayman en el Aporte Putumayo No.2568. La declaratoria y aceptación de "Hallazgo Comercial" es una función de las reservas probadas y del " Costo de Hallazgo " el cual disminuye como las reservas aumentan (Figura 3).

II - Fijese un precio para el crudo producido por la Operación Conjunta Cayman-Ecopetrol, tomando como fundamento la relación reservas-precio, presentada bajo la denominación de Figura 2 y que refleja los resultados del análisis económico de la Cuenta Conjunta para obtener una tasa de retorno del 20%. El precio de este crudo es para un punto de entrega en el Oleoducto Transandino.

Con respecto a la gravedad del crudo, el precio pudiera ser ajustado de acuerdo con la escala fijada en la Resolución 030 de 1974, parágrafo primero, en donde se otorgó un precio extra de US\$0.03 por cada grado com-

pleto, adicionado o disminuído proporcionalmente por décimas de grado API para variaciones entre un mínimo de 20 grados API y un máximo de 34.9 grados API.

Con base a las anteriores consideraciones y tomando como reserva mínima probada la cantidad de 10 millones de barriles de petróleo con una gravedad promedio de 30°API, el precio en el oleoducto transandino como punto de entrega sería :

| Para reservas probadas (MMBl.) hasta | 10 | De 10 a 25 | De 25 a 44 | De 44 a 90 |
|--------------------------------------|------|------------|------------|------------|
| Precio según Figura 2, US\$/Bl. | 5.40 | 3.90 | 3.75 | 3.66 |
| Ajuste por gravedad, US\$/Bl. | 0.12 | 0.12 | 0.12 | 0.12 |
| Precio en punto de entrega US\$/Bl. | 5.52 | 4.02 | 3.87 | 3.78 |

Es conveniente aclarar los siguientes puntos fundamentales :

1. Al fijársele a este crudo un precio de US\$5.40/Bl., no se le está dando ningún crédito al " costo de hallazgo ".
2. El alto que presenta la curva en el punto correspondiente a una reserva de 10 millones de barriles, corresponde a un crédito otorgado por concepto de riesgos de desarrollo. Este riesgo se anula a medida que se compruebe una mayor cantidad de reservas.

INDICE DE FACTORES USADOS

| | | |
|---------------------------------|----------------------------|-------------------------------------|
| Reservas Probadas | 5.000.000 Bls. | |
| Probables | 10.000.000 Bls. | |
| Costos Operación | US\$0.64 / Bl. | |
| Costos de Desarrollo : | | |
| Por pozo productor | US\$1'047.000 | |
| Por pozo seco | US\$ 609.000 | |
| Facilidades superficie | US\$4'000.000 | |
| Producción inicial por pozo | 1.000 BAPD | |
| Declinación | 20 % | |
| Depreciación | 10 % línea recta a 10 años | |
| Regalías | 20% de la producción | |
| Reintegro | Dolar petrolero | Col.\$20 |
| | Certificado de cambio 1975 | Col.\$30 |
| | Devaluación 10% anual | |
| Impuestos | 40 % Renta Gravable | |
| Agotamiento (Como deducción) | Normal 10% | |
| | Especial 18 % | |
| Precio Recomendado: | US\$5.40/Bl. | Entregado en Oleoducto Transandino. |

DISTRIBUCION DE UTILIDADES

Precio de referencia US\$5.40. Entregado en Oleoducto Transandino

| | NACION | ECOPETROL | CAYMAN | |
|--------------------------|-------------|------------|------------|-------------|
| Regalías | .93 | | | |
| Reintegro | .66 | | | |
| Impuestos | .62 | | | |
| Utilidades | | .40 | .40 | |
| TOTAL | 2.21 | .40 | .40 | 3.01 |
| Ecopetrol + Nación : | | 2.61 | .40 | 3.01 |
| | 73.4 % | 13.3 % | 13.3 % | 100 % |
| Ecopetrol + Nación : | | 86.7 % | 13.3 % | 100 % |

CONTENIDO

| | PAGINA | |
|--------------------------------|---|----|
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | i | |
| INDICE DE FACTORES USADOS | vi | |
| DISTRIBUCION DE UTILIDADES | vii | |
| CONTENIDO | viii | |
| LISTA DE TABLAS | IX | |
| LISTA DE FIGURAS | X | |
| CAPITULO | | |
| I | INTRODUCCION | 1 |
| II | DESCRIPCION DE PARAMETROS USADOS | 5 |
| | 1. Rango de Reservas Producibles | 5 |
| | 2. Operación Cayman ó Cuenta Conjunta | 6 |
| | 3. Regalías | 8 |
| | 4. Costos de Operación | 8 |
| | 5. Inversiones, Agotamiento é Impuestos | 9 |
| III | RESULTADOS ECONOMICOS | 11 |
| | 1. Análisis de la Economía Cayman | 11 |
| | 2. Análisis de la Economía de la Cuenta Conjunta | 12 |
| APENDICES | | |
| A | Muestra de Cómputo para la Economía Cayman | |
| B | Muestra de Cómputo para la Economía de la Cuenta Conjunta | |

LISTA DE TABLAS

| No. | | Página |
|-----|---|--------|
| 1A | Reservas y Pronósticos | 15 |
| 1B | Programa de Desarrollo | 16 |
| 2A | Estimación de Costos de Perforación, Pozo Productor | 17 |
| 2B | Estimación de Costos de Perforación, Pozo Seco | 18 |
| 3A | Inversiones (Cuenta Conjunta) | 19 |
| 3B | Inversiones (Cayman) | 20 |
| 4 | Resultados Económicos | 21 |

LISTA DE FIGURAS

| No. | | Página |
|-----|--|--------|
| | Mapa Índice, Aportes Putumayo Nos.2568 y 2688 | 22 |
| 1 | Reservas Vs. Precio Crudo Cayman | 23 |
| 2 | Reservas Vs. Precio Crudo Cuenta Conjunta | 24 |
| 3 | Reservas Vs. Precio Crudo Integrada | 25 |
| 4 | RDR Vs. Precio Crudo 5'000.000 Bls. Cayman | 26 |
| 5 | RDR Vs. Precio Crudo 10'000.000 Bls. Cayman | 27 |
| 6 | RDR Vs. Precio Crudo 25'000.000 Bls. Cayman | 28 |
| 7 | RDR Vs. Precio Crudo 44'000.000 Bls. Cayman | 29 |
| 8 | RDR Vs. Precio Crudo 90'000'000 Bls. Cayman | 30 |
| 9 | Reservas Vs. Inversiones Unitarias | 31 |
| 10 | RDR Vs. Precio Crudo 5'000.000 Bls. Cuenta Conjunta | 32 |
| 11 | RDR Vs. Precio Crudo 10'000.000 Bls. Cuenta Conjunta | 33 |
| 12 | RDR Vs. Precio Crudo 25'000'000 Bls. Cuenta Conjunta | 34 |
| 13 | RDR Vs. Precio Crudo 44'000.000 Bls. Cuenta Conjunta | 35 |
| 14 | RDR Vs. Precio Crudo 90'000.000 Bls. Cuenta Conjunta | 36 |
| 3A | Distribución de Costos y Utilidades Vs. Precio | 25A |

CAPITULO I

INTRODUCCION

Entre la compañía Cayman Corporation of Colombia y la Empresa Colombiana de Petróleos, se han suscrito ocho (8) Contratos de Asociación relacionados con el Aporte Putumayo No.2568. Este aporte tiene una extensión aproximada de 1:200.000 hectáreas y los ocho contratos suman una área de 762.562 hectáreas :

APORTE PUTUMAYO No.2568

| <u>Sector No.</u> | <u>No. Contratos</u> | <u>Area Contratada (Has.)</u> | <u>No. Pozos Perforados</u> | |
|-------------------|----------------------|-------------------------------|-----------------------------|--------------|
| | | | <u>Productores</u> | <u>Secos</u> |
| 1 | 1 | 89.594 | 3 | 1 |
| 2 | 2 | 88.966 | 1 | 1 |
| 3 | 3 | 55.992 | - | 2 |
| 4 | 4 | 124.574 | - | - |
| 5A | 5 | 50.000 | - | - |
| 5B | | 50.000 | - | - |
| 6A | 6 | 50.000 | - | - |
| 6B | | 50.000 | - | - |
| 7A | 7 | 50.000 | - | - |
| 7B | | 53.000 | - | - |
| 8A | 8 | 50.000 | - | - |
| 8B | | 50.000 | - | - |
| TOTAL | 8 | 762.562 | 4 | 4 |

El área, objeto de la Asociación Cayman-Ecopetrol, ya había sido previamente explorada por el consorcio "Texaco-Gulf", el cual perforó un total de 17 pozos exploratorios; como resultado de esta acción no se reportó hallazgo de yacimiento comercial alguno.

Cayman, en cumplimiento de los contratos de asociación firmados, ha llevado a cabo estudios geológicos, geofísicos y la perforación de ocho pozos. De estos 8 pozos, tres se han probado como productores comerciales y un cuarto pozo, Burdine 2, se espera llegue a ser un pozo con producción comercial, de acuerdo con los resultados de un trabajo de fracturación hidráulica que se le tiene programado. Cuatro pozos han resultado secos.

POZOS PERFORADOS POR CAYMAN Y SUS RESULTADOS

| <u>Sector</u> | <u>Pozo</u> | <u>Nombre Intervalo</u> | <u>Producción Inicial (BAPD)</u> | <u>GOR (PCS/Bl.)</u> | <u>Gravedad °API</u> | <u>Observaciones</u> |
|---------------|-----------------------|-------------------------|----------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| 1 | Evelyn 1 Burdine 1 | N* | 1185 | 170 | 26.0 | Seco-Abandonado |
| | | U** | 472 | 650 | 33.0 | Productor Comercial |
| | | T*** | 1432 | 820 | 37.0 | |
| | Burdine 2 | U | 36 | | 28.0 | Fracturamiento |
| | Burdine 3 | N | 2860 | 112 | 20.7 | Productor Comercial |
| 2 | Nancy 1 | N | 2316 | 220 | 27.5 | Productor Comercial |
| | Setuko 1 | | | | | Seco Abandonado |
| 3 | Dolores 1 | | | | | Seco Abandonado |
| | Las Chicas 1 | | | | | Seco Abandonado |
| TOTAL | 8 pozos | | 8301 | | 28.7 | (Promedio) |

(*) Nancy

(**) Umbría

(***) Temblón

En resumen, se han perforado seis (6) prospectos exploratorios y han resultado dos (2) productores (Nancy y Burdine) y cuatro (4) secos (Evelyn, Setuko, Dolores y Las Chicas), para una relación de éxito de 1 a 3, ésto es, por cada tres prospectos explorados ha resultado uno productor. De acuerdo con la información suministrada aún quedan veinte (20) prospectos por investigar (Ver mapa adjunto). Se estima que de los 8301 barriles por día que se alcanzaron al probar individualmente en cada uno de los intervalos productores, será posible producir en conjunto el 60%; por consiguiente, el potencial actual de estos cuatro pozos productores podría llegar a ser de 5.000 BAPD.

Si se tiene en cuenta el número de anomalías sísmicas que se muestran en el área, el futuro exploratorio pudiera ser atractivo. Aunque los cierres de estas anomalías son pequeños, se estima que existe una buena extensión potencialmente acumuladora precisamente por la cantidad de anomalías.

Uno de los parámetros de mayor incidencia en el análisis económico, es la definición del factor relacionado con las reservas producibles y por tanto de los niveles de producción posibles a alcanzar en la explotación de aquellas reservas.

De común acuerdo con los representantes de Cayman : Dr. James W. Givens y el Ingeniero Raúl Riaño, se analizaron cinco casos cuya variación estuvo entre 5.0 millones a 90.0 millones de barriles recuperables.

Los datos básicos tanto en pronósticos de producción, factores económicos y metodología a seguir en su procesamiento, fueron de aceptación mutua tanto por los representantes de Cayman, como por los representantes de Ecopetrol, autores del presente estudio. El análisis e interpretación de los resultados aquí presentados son de exclusiva responsabilidad de los representantes de Ecopetrol.

CAPITULO II

DESCRIPCION DE PARAMETROS USADOS

El objetivo principal del presente análisis es, investigar los factores económicos más próximos a la realidad, con el propósito de diagnosticar un precio que pudiera servir al Gobierno y a la Comisión Nacional de Precios, de fundamento decisorio en su fijación.

Se persigue además, analizar en forma desprevénida la operación de Cayman, con el fin de buscar una solución que se pueda proyectar al resto del País, en estos momentos de proximidad importadora, y que sea a la vez una solución de estímulo para el inversionista extranjero, de quien la industria requerirá para los futuros desarrollos exploratorios.

1. Rango de Reservas Producibles.-

Al aceptar que el parámetro de reservas producibles es el factor de mayor sensibilidad en el análisis económico de la operación de desarrollo y explotación petrolera, se han establecido cinco casos con reservas totales recuperables de 5.0, 10.0, 25.0, 44.0 y 90.0 millones de barriles respectivamente, susceptibles de ser agotadas con tasas de producción por pozo de 1000 y 1200 barriles por día y con factores de declinación combinada del

15% y del 20%. Las Tablas 1A y 1B, presentan los pronósticos de producción obtenidos así como los proyectos de desarrollo propuestos.

2. Operación Cayman o Cuenta Conjunta.-

Es conveniente analizar separadamente estas dos situaciones, puesto que desde el punto de vista económico presentan una gran diferencia. Sin embargo, la filosofía de asociación lleva intrínseca el factor riesgo, de mayor cuantía para el asociado que no tenga operaciones dentro del país; ésto es motivado por las inversiones realizadas en operaciones no productivas.

La cuenta conjunta presenta la economía de la operación una vez se entre en el desarrollo del hallazgo económico; no tiene en consideración aquella inversión realizada en pozos secos anteriores a la declaración de comercialidad u operaciones de geología y geofísica. Esta diferencia se eleva, para el caso de la Asociación "Cayman-Ecopetrol", a M US\$16.458, de acuerdo con cifras presentadas por Cayman.

El efecto práctico de analizar la Cuenta Conjunta por separado, es con el fin de investigar la realidad económica del Proyecto; este análisis independiente, refleja las condiciones mínimas del probable desarrollo excluido de los riesgos iniciales que fueron necesarios afrontar, por concepto de inversiones dedicadas a labores de exploración (" Finding Cost "). La distribución de este costo en uno o varios prospectos así como la cantidad de reser-

vas descubiertas son altamente decisivos en la definición del precio ya que a mayor número de prospectos y cantidad de reservas descubiertas, mayor tendencia existirá a aproximarse el comportamiento económico del asociado al de la cuenta conjunta. La influencia del " costo de hallazgo " (Finding Cost), es de gran importancia cuando se consideran reservas inferiores a 30 millones de barriles.

La Figura 3 ilustra el anterior análisis, para una amplia gama de reservas (5 a 90 MMBls.) e inversiones iniciales distribuidas en dos prospectos.

El siguiente resumen presenta la descomposición de costos para los casos de 10 y 40 millones de barriles de reserva probada respectivamente ;

| | <u>Reservas de 10 MMBls.</u> <u>(US\$ / Bl.)</u> | <u>Reservas de 40 MMBls.</u> <u>(US\$ / Bl.)</u> |
|--------------------|---|---|
| Costos de Hallazgo | 4.30 | 1.30 |
| Costo Total | 4.60 | 3.20 |
| Utilidad | 0.85 | 0.65 |
| Precio del Crudo | 9.75 | 5.15 |

Es de anotar que los costos de operación (elevación, tratamiento, administración, etc.), son susceptibles de ser disminuídos, mediante una sana operación, lo cual repercutiría necesariamente en un incremento de la utilidad.

3. Regalías .-

Por este concepto y de acuerdo con los contratos, se ha tomado el 20% de la producción total (tomándose esta como producción fiscalizada). Esta regalía se ha independizado del flujo de capital, ésto es, se supone que Ecopetrol la recibirá en especie.

4. Costos de Operación .-

Con el propósito de buscar una situación de costos que se aproxime a la realidad de las operaciones de Cayman en el Area del Putumayo, se hace necesario traer para efecto de comparación, los costos de operación de la Compañía Cities Service durante los últimos años :

COSTOS DE OPERACION CITIES SERVICE

| A ñ o | 1968 | 1969 | 1972 | 1973 | 1974 |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Costos US\$/Bl. | 0.153 | 0.117 | 0.164 | 0.185 | 0.220 |

Esta compañía tiene una operación pequeña con una organización completa y en el peor de los casos guardaría alguna similitud con Cayman. Los costos de operación mostrados por Petrolera en las operaciones del Putumayo son de US\$0.32/Bl. Es aceptable que, los costos de operación de Cayman pudieran ser superiores tanto a los de Cities como a los de Petrolera, por va-

rias causas : a) La energía de las acumulaciones petrolíferas descubiertas por Cayman no es reconocida como para que sus pozos se mantengan por mucho tiempo en flujo natural. b) Se requerirán de equipos de elevación y dada la profundidad de los intervalos productores es lógico anticipar un incremento en los costos de elevación.

Se ha tomado como costo mínimo aquel mostrado por Petrolera (US\$0.32) y se ha incrementado en dos y en tres veces (US\$0.64 y US\$0.96). Cada uno de los casos propuestos se ha corrido bajo el efecto de estos tres costos, estimándose como el mas probable el correspondiente a US\$0.64/Bl.

5. Inversiones, Agotamiento e Impuestos .-

a) Inversiones :

Se tomaron en consideración cada uno de los programas de desarrollo para efecto del cálculo de las inversiones a realizar. Mediante revisión detallada en asocio con los representantes de Cayman se llegó a estimar un costo total por pozo así :

Para pozo de desarrollo productivo M US\$1.047; y

Para pozo de desarrollo seco M US\$609.00 (Las Tablas 2A y 2B presentan el detalle de estos costos).

Las inversiones por concepto de facilidades de superficie y oleoducto se tomaron aquellas originalmente estimadas por Cayman. Las Tablas 3A y 3B

presentan un resumen de los diferentes elementos que constituyeron las inversiones para cada uno de los desarrollos analizados.

b) **Agotamiento :**

Existen dudas con respecto a la modalidad de agotamiento de mayor conveniencia tributaria a la cual la compañía se deba acoger. Sin embargo, se cree que se deba tomar tanto el agotamiento normal como el especial en la cuantía especificada por el Decreto 2310, como deducción de aquellas inversiones realizadas en exploración antes de comenzar explotación. La norma anterior tiene su incidencia cuando se analiza la economía de Cayman por separado; el efecto sobre la economía de la Cuenta Conjunta es prácticamente nulo.

c) Impuestos :

La metodología seguida en el cálculo de la Renta Gravable y de los Impuestos fue la siguiente :

1. Renta Gravable : (Entrada Bruta - Regalía - Costos de Operación - Intangibles - Depreciación - Agotamiento).
2. Impuestos : $0.40 \times$ Renta Gravable.

CAPITULO III

RESULTADOS ECONOMICOS

Mediante la conjugación de los factores de reservas y parámetros económicos ya discutidos, fue posible analizar la economía de la probable operación conjunta Cayman - Ecopetrol, mediante la simulación de dos grandes casos :

1. Análisis de la economía de la Compañía Cayman en forma independiente; y
2. Análisis de la economía de la Cuenta-Conjunta.

La presente investigación tuvo como parámetro principal el factor precio del crudo y con la ayuda del computador fue posible realizar un análisis amplio de cada uno de los factores de interés.

1. Análisis de la Economía Cayman :

El resultado de las corridas realizadas para los cinco (5) casos se presenta en la Tabla 4 y en forma gráfica en las Figuras 1, 4, 5, 6, 7 y 8. Se usó como índice de comparación, la " Rata Interna de Retorno ", tomando una tasa del 20% como rentabilidad de aceptación. Las Figuras 4 a 8, presentan la Tasa de Retorno contra el precio del crudo, usando como parámetro

el factor costo de operación; la curva superior representa el resultado económico para un costo de US\$0.96/Bl., la intermedia para US\$0.64/Bl. y la inferior para US\$0.32/Bl. La Figura 1, presenta un resumen de los resultados económicos, para una situación única de costos de operación de US\$0.64/Bl. y una tasa interna de retorno del 20%. La región de la curva comprendida entre 5.0 a 30 MMBls. de Reserva presenta una brusca variación de precio entre US\$12.20/Bl. a US\$5.70/Bl. en boca de pozo. Este comportamiento se explica por lo bajo de las reservas probadas y por la distribución de los costos de hallazgo (Finding Cost), solamente en dos prospectos exploratorios. Si estos costos se distribuyeron en varios campos, se obtendría como resultado una tendencia de aproximación hacia la economía de la cuenta conjunta, presentada mas adelante. Esta tendencia se presenta en forma gráfica en la Figura 9. La distribución de costos y utilidades se presenta en forma gráfica en la Figura 3A, para el caso de reservas correspondientes a 10 MMBls. El precio mínimo para Cayman sería de US\$6.50/Bl., cuando las inversiones en prospectos sin éxito se distribuyan en 2 campos productivos.

2. Análisis de la Economía de la Cuenta Conjunta :

La cuestión económica relacionada con la Cuenta Conjunta empieza a operar una vez exista la aceptación de comercialidad y se inicie el desarrollo por cuenta de los dos socios.

Los resultados obtenidos de las corridas efectuadas para analizar la economía de la Cuenta Conjunta se presentan en la Tabla 4 y en las Figuras 2, 3, 10, 11, 12, 13 y 14.

Como en el caso anterior, las Figuras de 10 a 14, presentan los resultados que relacionan: Reservas, Precio del Crudo, Costos de Operación y las Tasas de Retorno.

La gran diferencia con la economía Cayman, radica en que para este análisis solamente entran en juego aquellas inversiones necesarias en el desarrollo del campo posteriores a la declaratoria de comercialidad, y aquellas inversiones realizadas en pozos productivos comerciales con anterioridad a la aceptación del hallazgo comercial.

La Figura 2 presenta para una tasa de retorno fija del 20% y costos de operación de \$ 0.64/Bl, el resumen económico de los cinco casos presentados en las Figuras 10 a 14. La respuesta obtenida para el caso correspondiente a 10 millones de barriles, se interpreta como un caso anormal motivado por alto porcentaje de pozos secos (20%) para tan bajo potencial recuperable. Se cree que la tendencia normal sería la indicada por la línea a trazos. La variación del factor precio es mínima si se compara con el caso anterior : un precio de US\$4.50/Bl. para una reserva de 5 MMBls. y US\$3.60/Bl. para una reserva de 90 MM Bls.

Por último, la Figura 3 presenta una comparación de los dos sistemas analizados, mostrando una descomposición de los costos y utilidades tanto para el país como para la Cuenta Conjunta. En resumen, la distorsión de los

precios del crudo, para el caso Cayman, la producen la distribución de los "costos de hallazgo" en un pequeño número de campos y el bajo potencial de reservas recuperables; de acuerdo con el espíritu del contrato de asociación, se debiera tomar como directriz la economía reflejada alrededor de la "Cuenta Conjunta" teniendo en cuenta que esta es independiente del "costo de hallazgo".

T A B L A I A

RESERVAS Y PRONOSTICOS

| AÑO | C A S O I | | C A S O II | | C A S O III | | C A S O IV | | C A S O V | |
|----------------|-------------|--------------|---------------|-----------|---------------|-----------|---------------|-----------|---------------|-----------|
| | Bls/Año | BPD | Bls/Año | BPD | Bls/Año | BPD | Bls/Año | BPD | Bls/Año | BPD |
| | <u>MBls</u> | <u>5.000</u> | <u>10.000</u> | | <u>25.000</u> | | <u>44.000</u> | | <u>90.000</u> | |
| 1975 | 547.500 | 1.500 | 547.500 | 1.500 | 657.000 | 1.800 | 657.000 | 1.800 | 657.000 | 1.800 |
| 1976 | 1.606.000 | 4.400 | 2.236.000 | 6.126 | 3.238.200 | 8.872 | 4.993.200 | 13.680 | 6.964.200 | 19.080 |
| 1977 | 1.284.800 | 3.520 | 2.160.800 | 5.920 | 3.644.200 | 9.984 | 8.111.800 | 22.224 | 13.061.200 | 35.784 |
| 1978 | 1.027.800 | 2.816 | 1.728.600 | 4.736 | 3.097.600 | 8.487 | 6.489.400 | 17.779 | 12.339.300 | 33.806 |
| 1979 | 533.900 | 1.463 | 1.328.900 | 3.641 | 2.632.900 | 7.213 | 5.191.500 | 14.223 | 10.488.400 | 28.735 |
| 1980 | | | 1.063.100 | 2.913 | 2.338.000 | 6.406 | 4.153.200 | 11.379 | 8.915.100 | 24.425 |
| 1981 | | | 935.100 | 2.562 | 1.902.300 | 5.212 | 3.322.600 | 9.103 | 7.577.900 | 20.761 |
| 1982 | | | | | 1.617.000 | 4.430 | 2.658.100 | 7.203 | 6.441.200 | 17.647 |
| 1983 | | | | | 1.374.400 | 3.765 | 2.126.500 | 5.826 | 5.475.000 | 15.000 |
| 1984 | | | | | 1.168.200 | 3.200 | 1.701.200 | 4.661 | 4.653.000 | 12.750 |
| 1985 | | | | | 993.000 | 2.721 | 1.360.900 | 3.729 | 3.955.700 | 10.838 |
| 1986 | | | | | 844.000 | 2.312 | 1.088.800 | 2.983 | 3.362.300 | 9.212 |
| 1987 | | | | | 714.400 | 1.957 | 871.000 | 2.306 | 2.858.000 | 7.830 |
| 1988 | | | | | 609.800 | 1.668 | 697.000 | 1.910 | 2.429.300 | 6.656 |
| 1989 | | | | | 169.000 | 463 | 577.800 | 1.583 | 821.600 | 2.251 |
| TOTAL DE POZOS | | <u>5</u> | | <u>10</u> | | <u>13</u> | | <u>27</u> | | <u>52</u> |

T A B L A I B
PROGRAMA DE DESARROLLO

| Reservas Producibles A ñ o | CASO I 5000 | | | CASO II 10.000 | | | CASO III 25.000 | | | CASO IV 44.000 | | | CASO V 90.000 | | |
|-------------------------------|------------------|-----|----------|-------------------|---|-----------|--------------------|---|-----------|-------------------|---|-----------|------------------|----|-----------|
| | Pozos Perforados | | | Pozos perforados | | | Pozos Perforados | | | Pozos Perforados | | | Pozos perforados | | |
| | P* | S** | Total | P | S | Total | P | S | Total | P | S | Total | P | S | Total |
| 1974 | 3 | 0 | 3 | 3 | 0 | 3 | 3 | 0 | 3 | 3 | 0 | 3 | 3 | 0 | 3 |
| 1975 | 2 | 0 | 2 | 5 | 2 | 7 | 6 | 1 | 7 | 6 | 2 | 8 | 9 | 3 | 12 |
| 1976 | | | | | | | 2 | 1 | 3 | 12 | 2 | 14 | 18 | 4 | 22 |
| 1977 | | | | | | | | | | 1 | 1 | 2 | 12 | 3 | 15 |
| 1978 | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL | 5 | 0 | <u>5</u> | 8 | 2 | <u>10</u> | 11 | 2 | <u>13</u> | 22 | 5 | <u>27</u> | 42 | 10 | <u>52</u> |

* Pozos Productores

** Pozos Secos

FJCH/Am.

TABLA 2 A

ESTIMACION DE COSTOS DE PERFORACION
POZO PRODUCTOR

Clasificación: Desarrollo; Estado: Productor ; Profundidad: 11.000 Piés

| <u>DESCRIPCION</u> | <u>VALOR</u> US\$ |
|-------------------------------------|----------------------|
| I - Localización | 30.000 |
| II- Movilización -Armada y Desamada | 35.000 |
| III- Perforación | 161.000 |
| IV - Terminación y Pruebas | 66.000 |
| V - Registros y Cañoneos | 50.000 |
| VI - Cementaciones | 20.000 |
| VII - Transporte | 65.000 |
| VIII - Lodo | 68.000 |
| IX - Brocas | 40.000 |
| X - Administración y Overhead | 20.000 |
| XI - Imprevistos 10% | 55.000 |
| XII - Casing | <u>437.000</u> |
| TOTAL | US\$ 1.047.000 |

| | |
|---------------------|----------------|
| Tiempo Movilización | 8 días |
| Perforación | 40 días |
| Terminación | 10 días |
| | <u>58 días</u> |

TABLA 2 B
ESTIMACION DE COSTOS DE PERFORACION
POZO SECO

Clasificación: Desarrollo ; Estado : Seco ; Profundidad: 11.000 Pies

| <u>DESCRIPCION</u> | <u>Valor</u> US\$ |
|---------------------------------------|----------------------|
| I - Localización | 30.000 |
| II - Movilización -Armada y Desarmada | 35.000 |
| III - Perforación | 161.000 |
| IV - Terminación y pruebas | 4.800 |
| V - Registros | 50.000 |
| VI - Cementaciones | 17.300 |
| VII- Transportes | 65.000 |
| VIII- Lodo | 68.000 |
| IX - Brocas | 40.000 |
| X - Administración y " Overhead " | 20.000 |
| XI - Imprevistos | 49.000 |
| XII - Casing | <u>68.900</u> |
| TOTAL | US\$ 609.000 |
| Tiempo Movilización | 8 días |
| Perforación | 40 días |
| Terminación | <u>1-1/2 día</u> |
| | 49-1/2 días |

T A B L A No. 3 A

I N V E R S I O N E S (C u e n t a C o n j u n t a)

| A Ñ O | DESARROLLO | | | FAC. SUPERFICIE | | | T O T A L | | |
|--|--------------|--------------|--------------|-----------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | Tangible | Intangible | T o t a l | Tangible | Intangible | T o t a l | Tangible | Intangible | T o t a l |
| <u>C A S O I</u> | | | | | | | | | |
| Reservas Producibles MBLs : 5.000 | | | | | | | | | |
| Número de Pozos : 5 ; 5 productores , 0 secos | | | | | | | | | |
| 1974 | 1256 | 1885 | 3141 | | | | 1256 | 1885 | 3141 |
| 1975 | 838 | 1256 | 2094 | 1800 | 200 | 2000 | 2638 | 1456 | 4094 |
| TOTAL | 2094 | 3141 | 5235 | 1800 | 200 | 2000 | 3894 | 3341 | 7235 |
| <u>C A S O II</u> | | | | | | | | | |
| Reservas Producibles MBLs : 10.000 | | | | | | | | | |
| Número de Pozos : 10 8 productores , 2 secos | | | | | | | | | |
| 1974 | 1256 | 1885 | 3141 | | | | 1256 | 1885 | 3141 |
| 1975 | 2338 | 3506 | 5844 | 2250 | 250 | 2500 | 4588 | 3756 | 8344 |
| 1976 | 1500 | 2250 | 3750 | 1350 | 150 | 1500 | 2850 | 2400 | 5250 |
| TOTAL | 5094 | 7641 | 12735 | 3600 | 400 | 4000 | 8694 | 8041 | 16735 |
| <u>C A S O III</u> | | | | | | | | | |
| Reservas Producibles MBLs : 25.000 | | | | | | | | | |
| Número de Pozos : 13 11 productores , 2 secos | | | | | | | | | |
| 1974 | 1256 | 1885 | 3141 | | | | 1256 | 1885 | 3141 |
| 1975 | 2756 | 4135 | 6891 | 2639 | 293 | 2932 | 5395 | 4428 | 9823 |
| 1976 | 2338 | 3506 | 5844 | 2199 | 244 | 2443 | 4537 | 3750 | 8287 |
| TOTAL | 6350 | 9526 | 15876 | 4838 | 537 | 5375 | 11188 | 10063 | 21251 |
| <u>C A S O IV</u> | | | | | | | | | |
| Reservas Producibles MBLs : 44.000 | | | | | | | | | |
| Número de Pozos : 27 22 productores ; 5 secos | | | | | | | | | |
| 1974 | 1256 | 1885 | 3141 | | | | 1256 | 1885 | 3141 |
| 1975 | 3838 | 5756 | 9594 | 2732 | 304 | 3036 | 6570 | 6060 | 12630 |
| 1976 | 5094 | 7641 | 12735 | 3757 | 418 | 4175 | 8851 | 8059 | 16910 |
| 1977 | 1500 | 2250 | 3750 | 1025 | 114 | 1139 | 2525 | 2364 | 4889 |
| TOTAL | 11688 | 17532 | 29220 | 7514 | 836 | 8350 | 19202 | 18368 | 37570 |
| <u>C A S O V</u> | | | | | | | | | |
| Reservas Producibles MBLs : 90.000 | | | | | | | | | |
| Número de Pozos : 52 42 productores ; 10 secos | | | | | | | | | |
| 1974 | 1256 | 1885 | 3141 | | | | 1256 | 1885 | 3141 |
| 1975 | 4719 | 7378 | 12097 | 3348 | 372 | 3720 | 8267 | 7750 | 16017 |
| 1976 | 7675 | 11513 | 19188 | 5358 | 595 | 5953 | 13033 | 12103 | 25141 |
| 1977 | 5513 | 8269 | 13782 | 4018 | 446 | 4464 | 9531 | 8715 | 18246 |
| 1978 | 1919 | 2878 | 4797 | 1339 | 149 | 1488 | 3258 | 3027 | 6285 |
| TOTAL | 21282 | 31923 | 53205 | 14063 | 1562 | 15625 | 35345 | 33485 | 68830 |

T A B L A No. 3 B

I N V E R S I O N E S (C A Y M A N)

D E S A R R O L L O

F A C . S U P E R F I C I E

T O T A L

A Ñ O

Tangible Intangible Total Tangible Intangible Total Tangible Intangible Total

C A S O I

Reservas Producibles MBl: 5,000
Número de Pozos : 5 5 productores, 0 secos

| | | | | | | | | | |
|-------|------|------|------|-----|-----|------|------|------|-------|
| 1973 | 1230 | 1846 | 3076 | | | | 1230 | 1846 | 3076 |
| 1974 | 2061 | 3092 | 5153 | | | | 2061 | 3092 | 5153 |
| 1975 | 419 | 628 | 1047 | 900 | 100 | 1000 | 1319 | 728 | 2047 |
| TOTAL | 3710 | 5566 | 9276 | 900 | 100 | 1000 | 4610 | 5666 | 10276 |

C A S O II

Reservas Producibles MBl: 10,000
Número de Pozos : 10 8 productores, 2 secos

| | | | | | | | | | |
|-------|------|------|-------|------|-----|------|------|------|-------|
| 1973 | 1230 | 1846 | 3076 | | | | 1230 | 1846 | 3076 |
| 1974 | 2061 | 3092 | 5153 | | | | 2061 | 3092 | 5153 |
| 1975 | 1169 | 1753 | 2922 | 1125 | 125 | 1250 | 2294 | 1878 | 4172 |
| 1976 | 750 | 1125 | 1875 | 675 | 75 | 750 | 1425 | 1200 | 2625 |
| TOTAL | 5210 | 7816 | 13026 | 1800 | 200 | 2000 | 7010 | 8016 | 15026 |

C A S O III

Reservas Producibles MBl: 25,000
Número de Pozos : 13 11 productores, 2 secos

| | | | | | | | | | |
|-------|------|------|-------|------|-----|------|------|------|-------|
| 1973 | 1230 | 1846 | 3076 | | | | 1230 | 1846 | 3076 |
| 1974 | 2061 | 3092 | 5153 | | | | 2061 | 3092 | 5153 |
| 1975 | 1378 | 2067 | 3445 | 1319 | 147 | 1466 | 2697 | 2214 | 4911 |
| 1976 | 1169 | 1753 | 2922 | 1100 | 122 | 1222 | 2269 | 1875 | 4144 |
| TOTAL | 5838 | 8758 | 14596 | 2419 | 269 | 2688 | 8257 | 9027 | 17284 |

C A S O IV

Reservas Producibles MBl: 44,000
Número de Pozos : 27 22 productores, 5 secos

| | | | | | | | | | |
|-------|------|-------|-------|------|-----|------|-------|-------|-------|
| 1973 | 1230 | 1846 | 3076 | | | | 1230 | 1846 | 3076 |
| 1974 | 2061 | 3092 | 5153 | | | | 2061 | 3092 | 5153 |
| 1975 | 1919 | 2878 | 4797 | 1366 | 152 | 1518 | 3285 | 3030 | 6315 |
| 1976 | 2547 | 3821 | 6368 | 1878 | 209 | 2037 | 4425 | 4030 | 8455 |
| 1977 | 750 | 1125 | 1875 | 512 | 57 | 569 | 1262 | 1132 | 2444 |
| TOTAL | 8507 | 12762 | 21269 | 3756 | 418 | 4174 | 12263 | 13100 | 25443 |

C A S O V

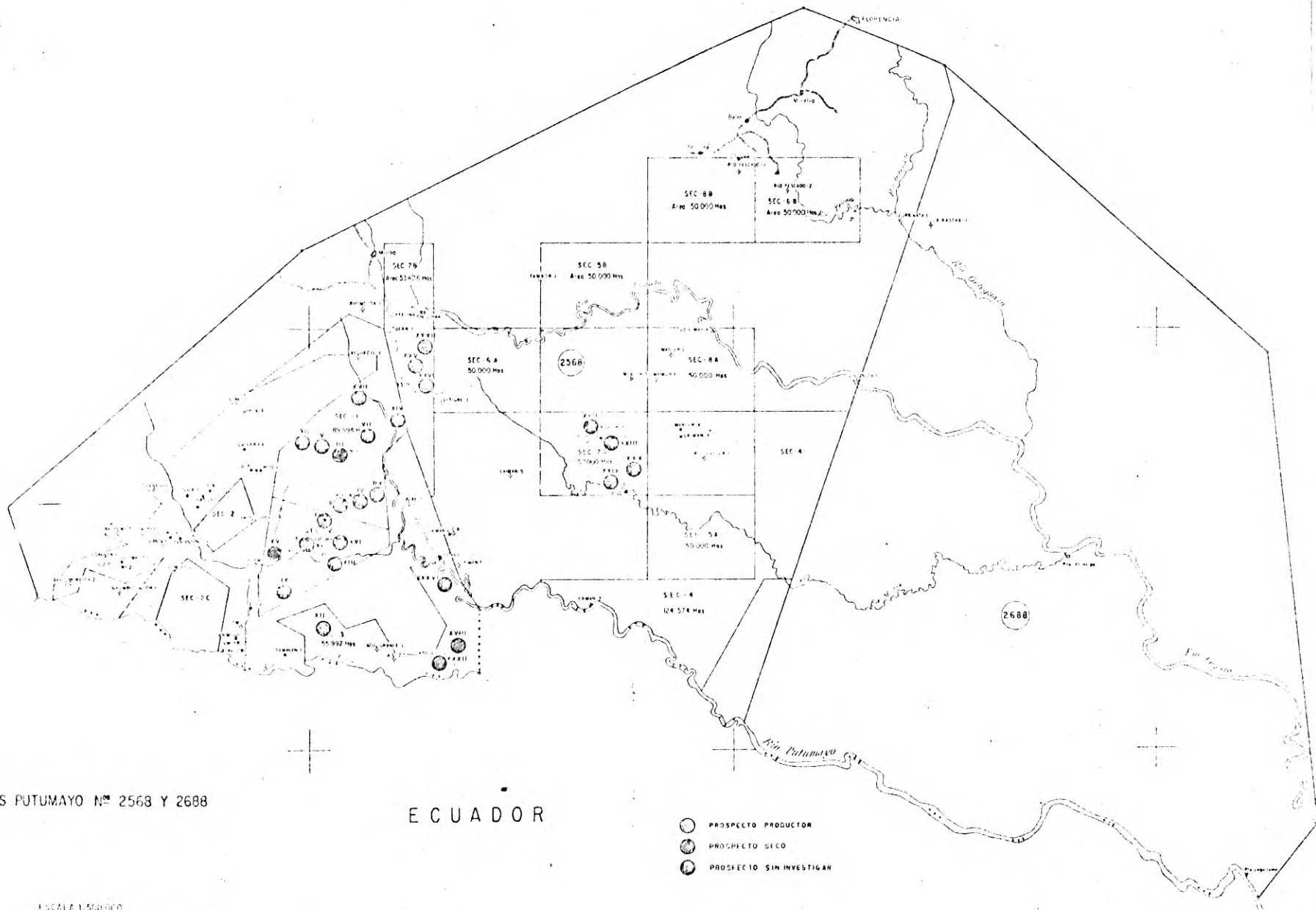
Reservas Producibles MBl: 90,000
Número de Pozos : 52 42 productores, 10 secos

| | | | | | | | | | |
|-------|-------|-------|-------|------|-----|------|-------|-------|-------|
| 1973 | 1230 | 1846 | 3076 | | | | 1230 | 1846 | 3076 |
| 1974 | 2061 | 3092 | 5153 | | | | 2061 | 3092 | 5153 |
| 1975 | 2460 | 3689 | 6149 | 1674 | 186 | 1860 | 4134 | 375 | 8009 |
| 1976 | 3838 | 5756 | 9594 | 2678 | 298 | 2976 | 6516 | 6054 | 12570 |
| 1977 | 2756 | 4135 | 6891 | 2009 | 223 | 2232 | 4765 | 4358 | 9123 |
| 1978 | 560 | 1432 | 2392 | 670 | 74 | 744 | 1630 | 1513 | 3143 |
| TOTAL | 13305 | 19957 | 33262 | 7031 | 781 | 7812 | 20336 | 20738 | 41074 |

T A B L A No. 4

RESULTADOS ECONOMICOS - (TASA INTERNA DE RETORNO %) -

| | Precio Crudo US\$/bl. | CASO I | | | CASO II | | | CASO III | | | CASO IV | | | CASO V | | |
|-------------------------------|--------------------------|------------|---------|---------|---------|---------|---------|--------------|--------|--------|--------------|-------|--------|--------------|-------|-------|
| | | 5.000 5 | 0.64 | 0.96 | 0.32 | 0.64 | 0.96 | 25.000 13 | 0.64 | 0.96 | 44.000 27 | 0.64 | 0.94 | 90.000 52 | 0.64 | 0.96 |
| Reservas Producibles : | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Número total de pozos: | | | | | | | | | | | | | | | | |
| COSTO US\$/BL: | | | | | | | | | | | | | | | | |
| I - ECONOMIA CAYMAN | 3.0 | - 37.00 | - 40.00 | - 40.00 | - 19.00 | - 23.00 | - 28.00 | 2.00 | - 2.00 | - 6.00 | 7.00 | 2.99 | - 2.00 | 12.00 | 8.00 | 3.00 |
| | 5.0 | - 22.01 | - 25.00 | - 28.01 | - 5.00 | - 8.00 | - 11.00 | 14.99 | 12.99 | 10.00 | 24.00 | 20.00 | 17.00 | 29.00 | 26.00 | 22.00 |
| | 7.0 | - 9.02 | - 12.01 | - 14.02 | 7.00 | 5.00 | 2.93 | 27.99 | 25.00 | 22.00 | 39.00 | 35.99 | 32.00 | 44.00 | 41.00 | 37.99 |
| | 9.0 | 2.93 | .98 | - 2.01 | 18.99 | 16.91 | 14.00 | 40.93 | 37.99 | 34.99 | 54.00 | 50.99 | 47.00 | 58.00 | 55.00 | 52.00 |
| | 11.0 | 15.98 | 12.99 | 10.99 | 29.00 | 26.99 | 24.99 | 53.91 | 50.98 | 47.99 | 68.99 | 65.99 | 62.00 | 71.99 | 68.99 | 65.99 |
| II - ECONOMIA CUENTA CONJUNTA | 3.0 | - .05 | - 8.02 | - 18.01 | - 1.01 | - 7.01 | - 14.00 | 15.00 | 9.99 | 3.99 | 16.00 | 11.00 | 5.00 | 18.00 | 13.00 | 7.00 |
| | 5.0 | 37.96 | 29.61 | 20.99 | 20.99 | 16.00 | 11.98 | 37.00 | 32.00 | 27.00 | 39.99 | 35.00 | 30.00 | 38.00 | 34.00 | 30.00 |
| | 7.0 | 82.90 | 71.96 | 61.26 | 41.99 | 36.99 | 32.00 | 60.73 | 54.99 | 49.99 | 61.00 | 56.97 | 51.99 | 56.00 | 52.00 | 48.00 |
| | 9.0 | 142.88 | 127.94 | 114.84 | 63.99 | 58.99 | 53.99 | 84.99 | 79.98 | 73.99 | 83.00 | 78.96 | 73.97 | 73.00 | 69.98 | 66.00 |
| | 11.0 | 225.85 | 207.76 | 188.90 | 88.96 | 82.99 | 77.97 | 112.87 | 105.99 | 99.99 | 104.99 | 99.99 | 94.99 | 89.99 | 86.00 | 82.00 |



APORTES PUTUMAYO N° 2568 Y 2688

ECUADOR

- PROSPECTO PRODUCTOR
- PROSPECTO SECO
- PROSPECTO SIN INVESTIGAR

ESCALA 1:50000



FIGURA No. 1

CONTRATO ASOCIACION CAYMEN ECOPETROL
DESARROLLO PUTUMAYO

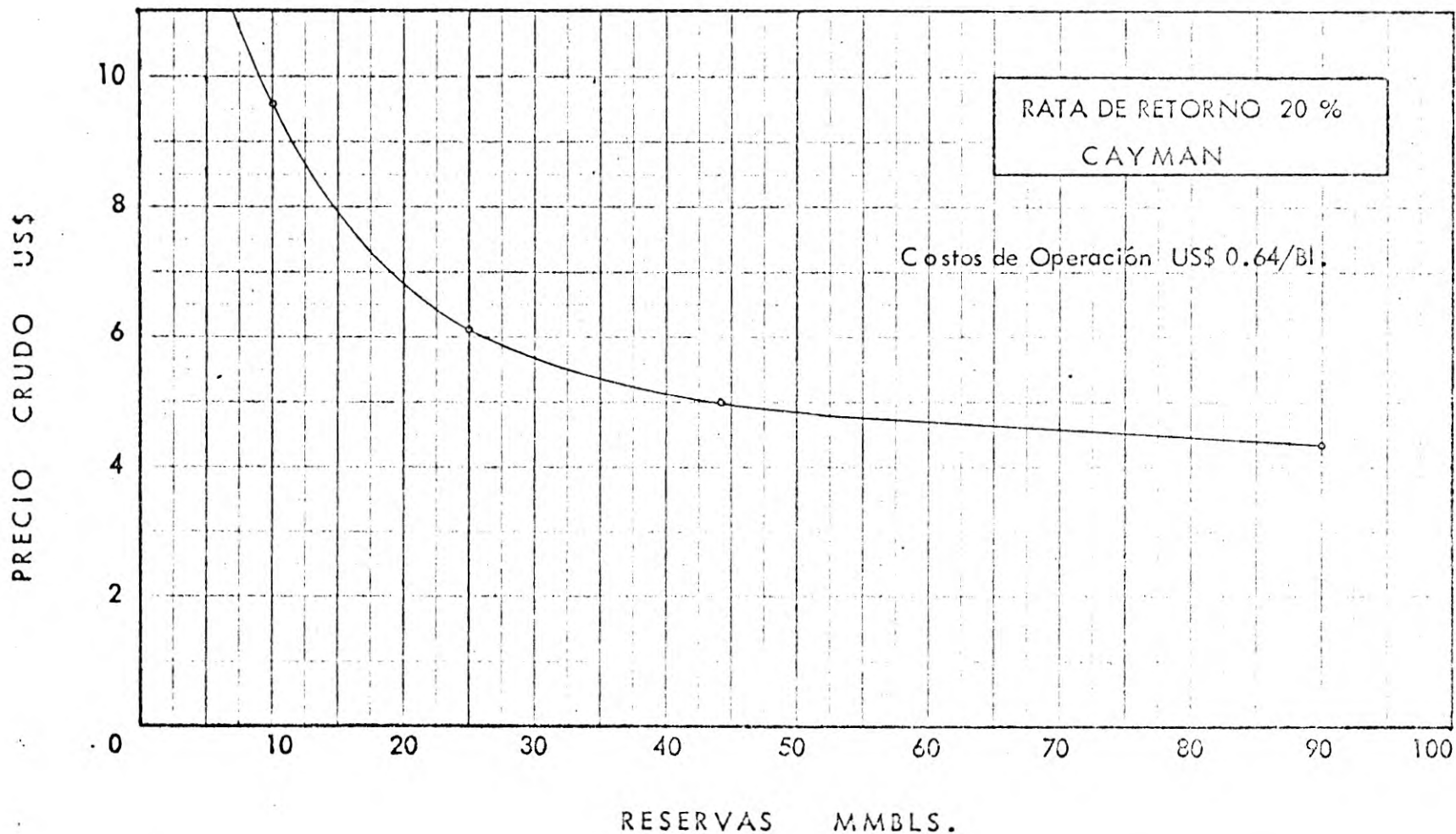


FIGURA No. 2

CONTRATO ASOCIACION CAYMEN ECOPETROL
DESARROLLO PUTUMAYO

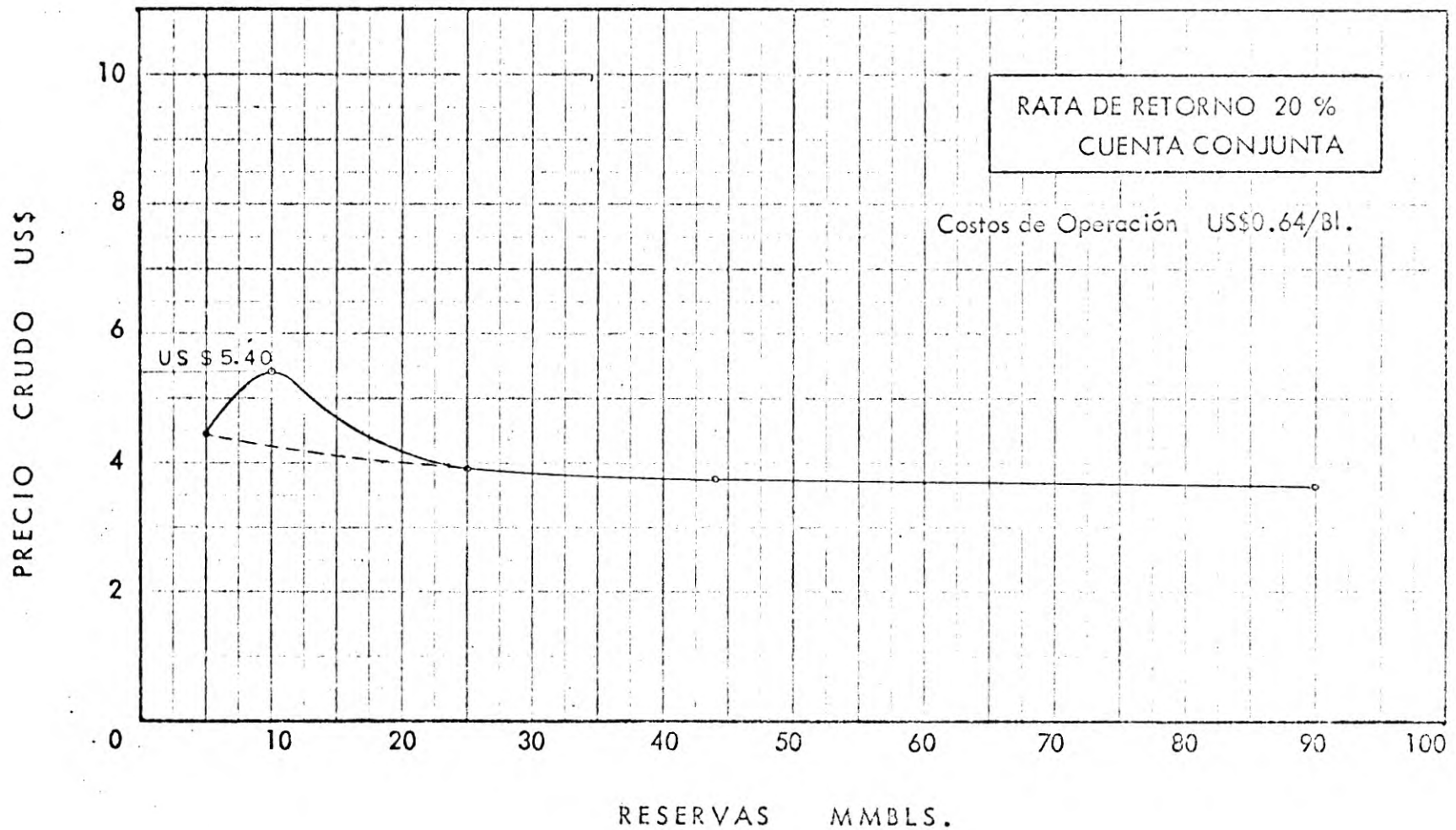


FIGURA No. 3

CONTRATO ASOCIACION CAYMEN ECOPETROL
DESARROLLO PUTUMAYO

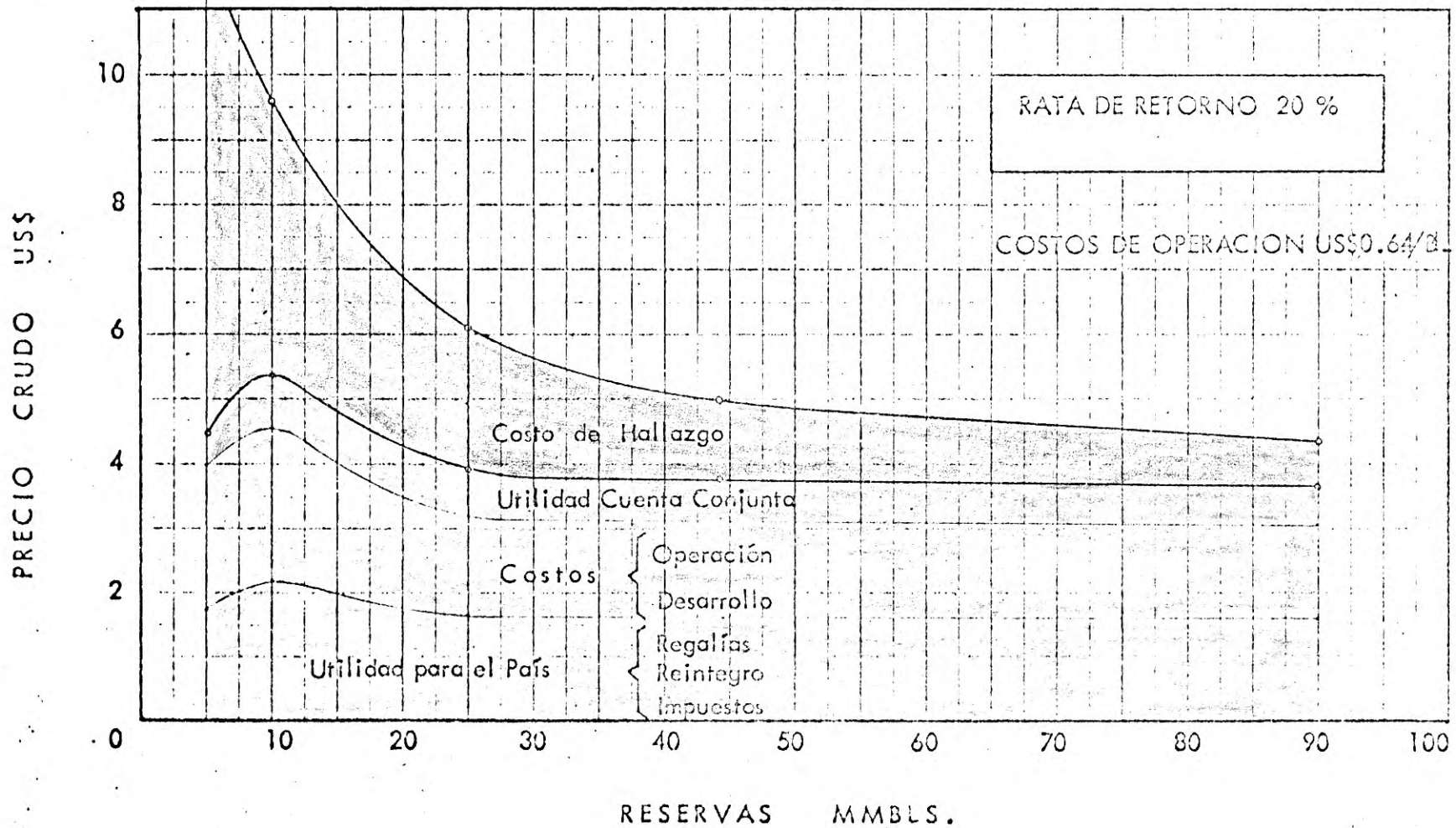


FIGURA 3 A

CONTRATO ASOCIACION CAYMAN ECOPETROL
DESARROLLO PUTUMAYO

DISTRIBUCION PRECIO DE CRUDO

RESERVAS 10'000.000 Bls.

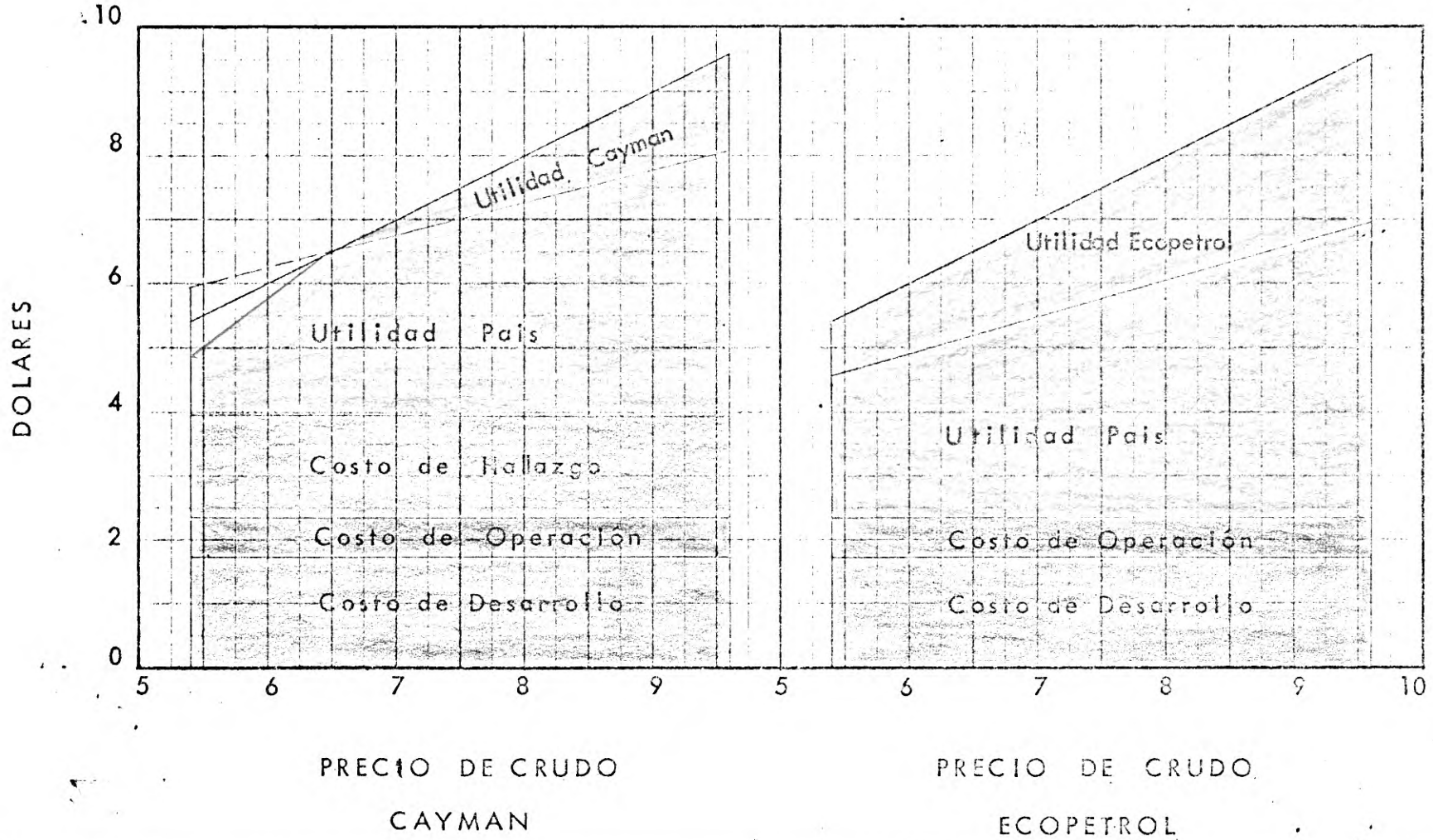
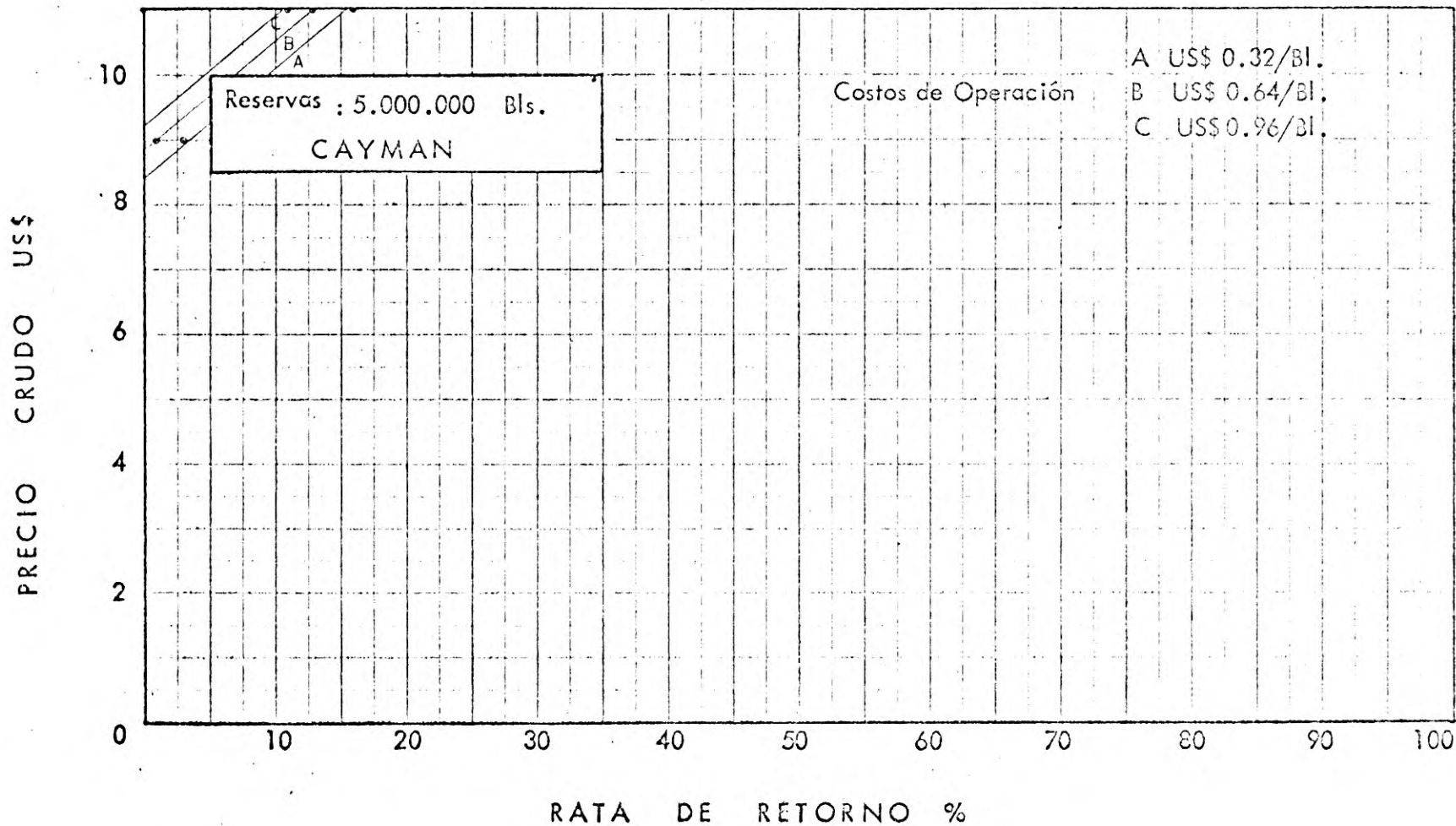


FIGURA No. 4

CONTRATO ASOCIACION CAYMAN ECOPETROL
DESARROLLO PUTUMAYO



CONTRATO ASOCIACION CAYMAN ECOPETROL
DESARROLLO PUTUMAYO

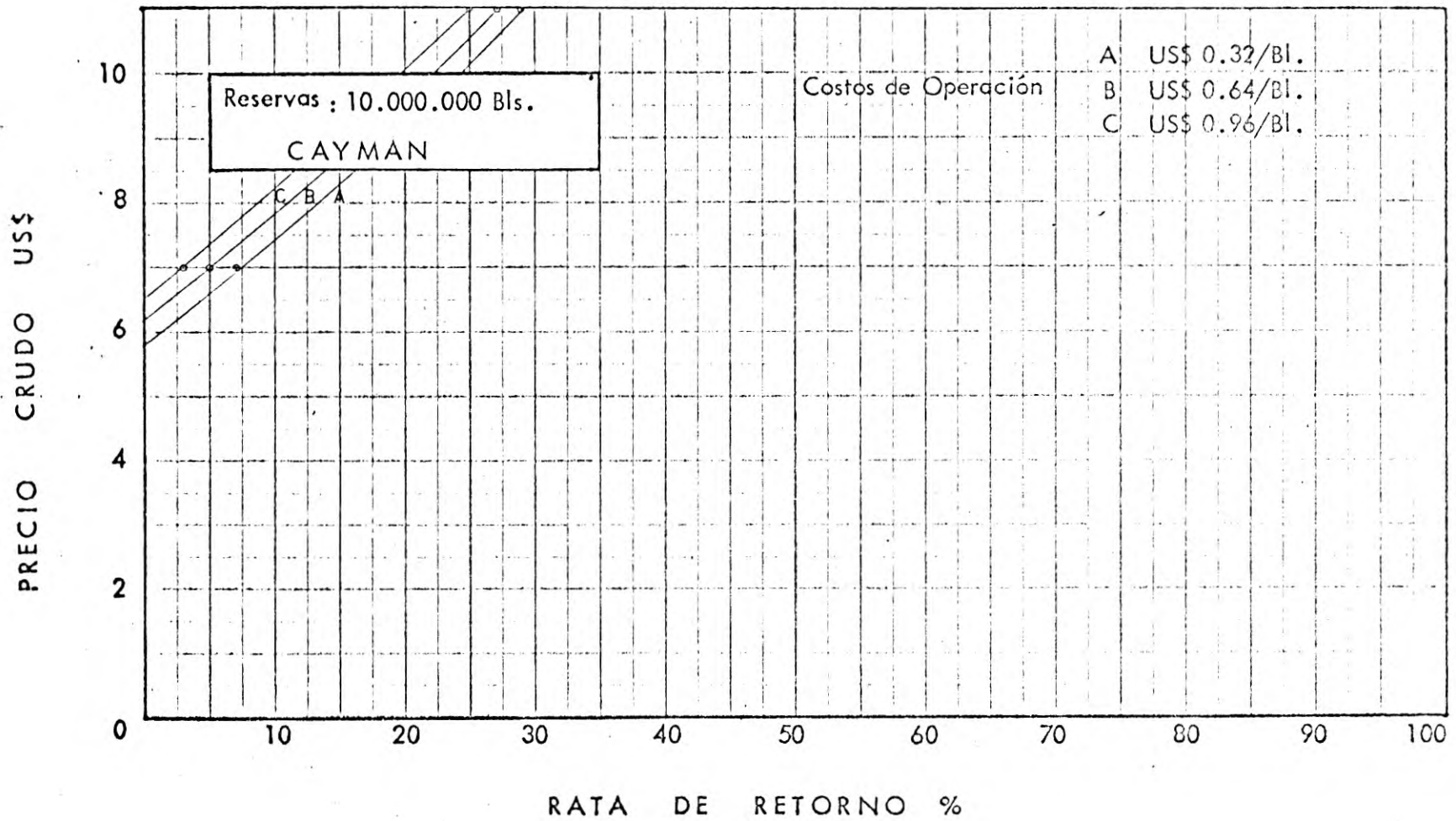
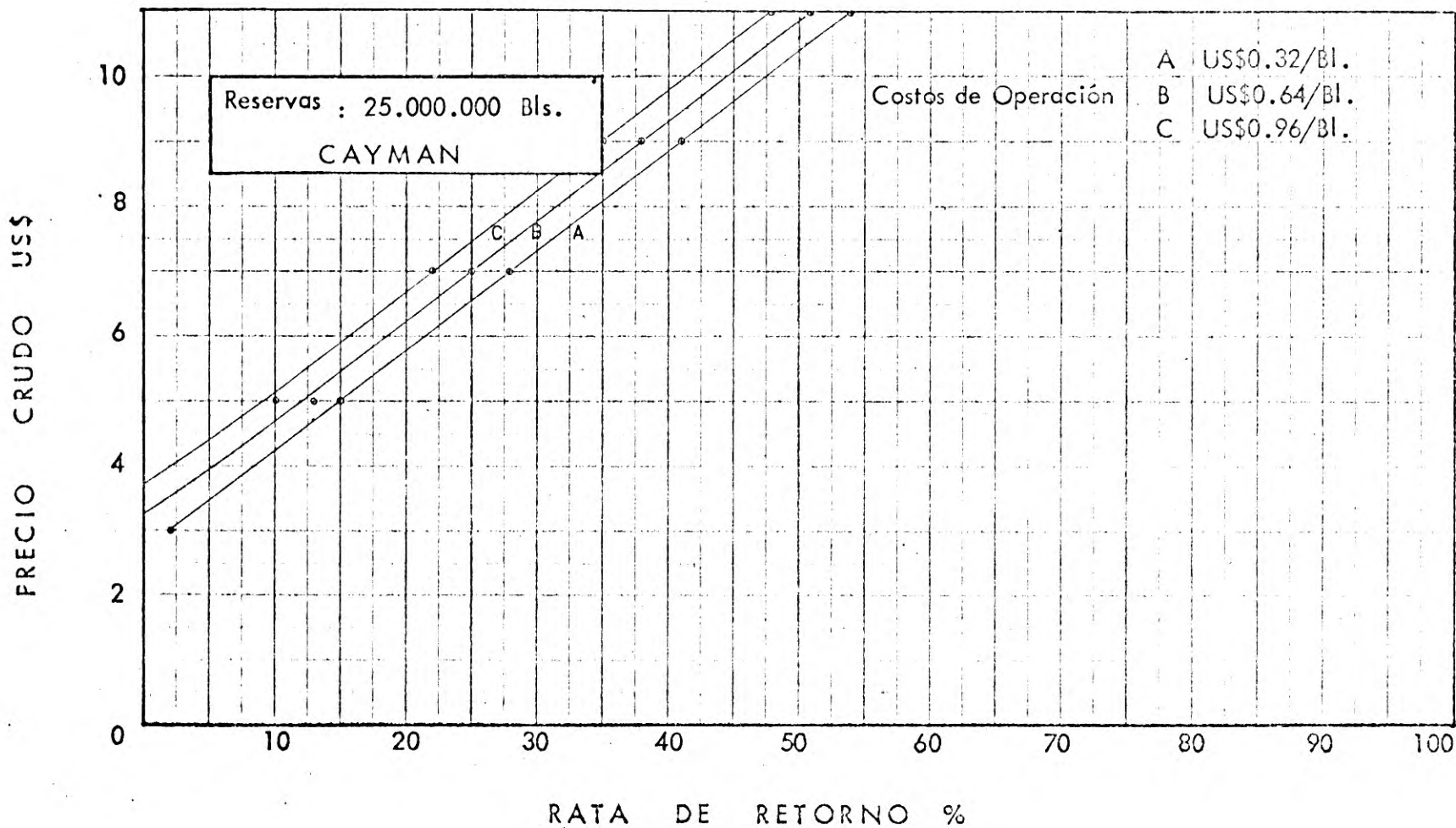


FIGURA No. 6

CONTRATO ASOCIACION CAYMAN ECOPETROL
DESARROLLO PUTUMAYO



CONTRATO ASOCIACION CAYMAN ECOPETROL
DESARROLLO PUTUMAYO

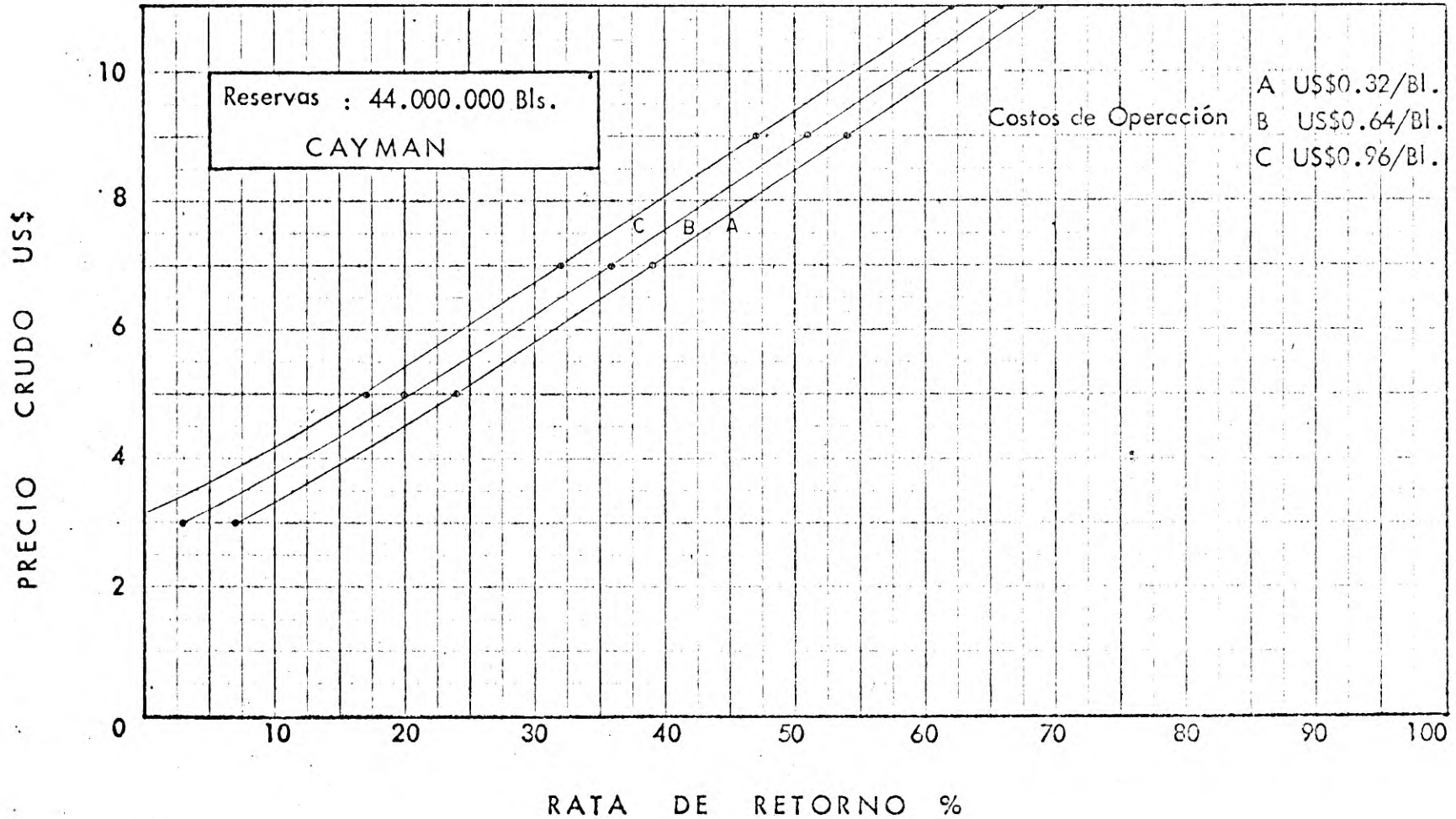


FIGURA No. 8

CONTRATO ASOCIACION CAYMAN ECOPETROL
DESARROLLO PUTUMAYO

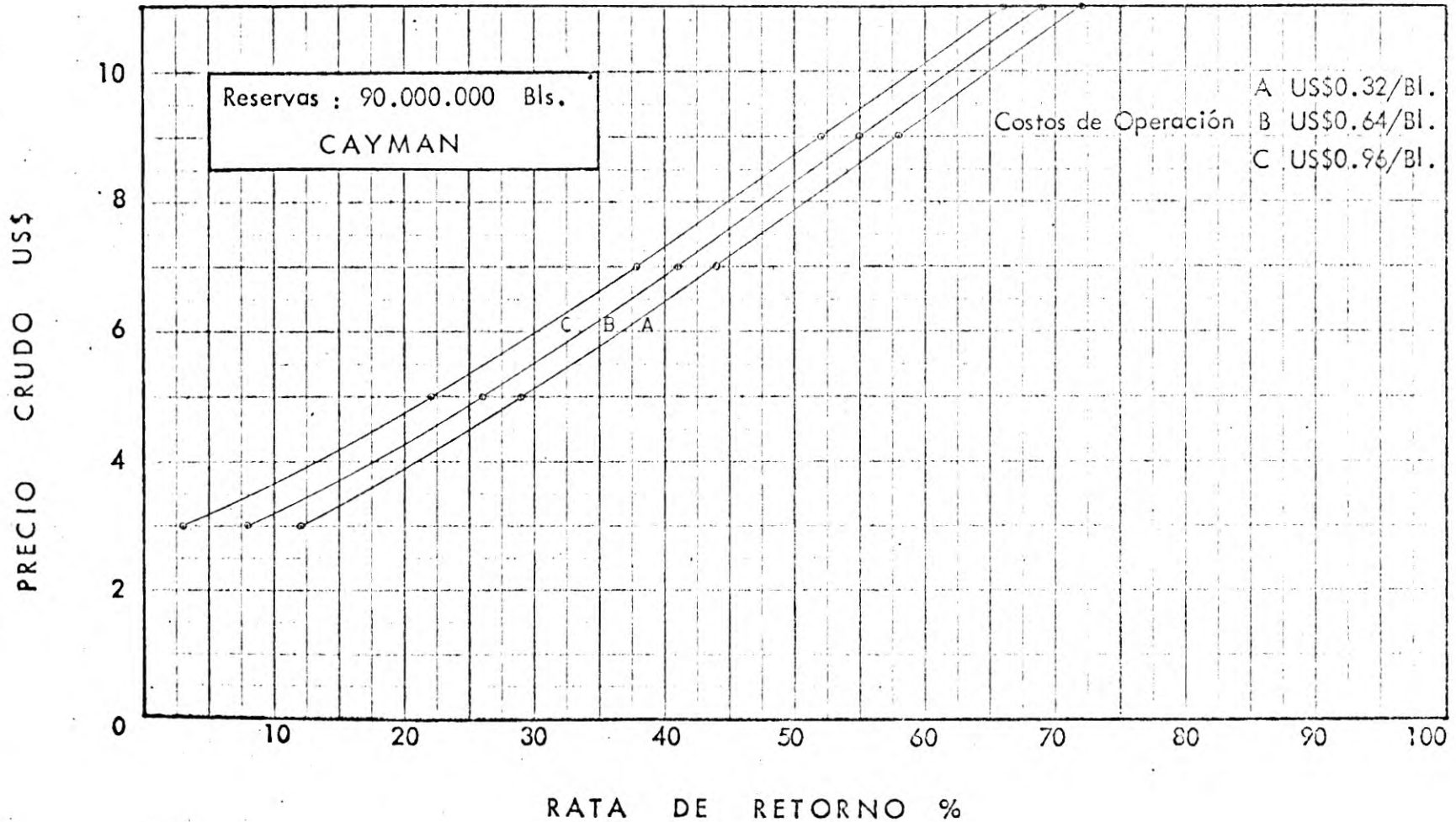


FIGURA No. 9

CONTRATO ASOCIACION CAYMAN-ECOPETROL

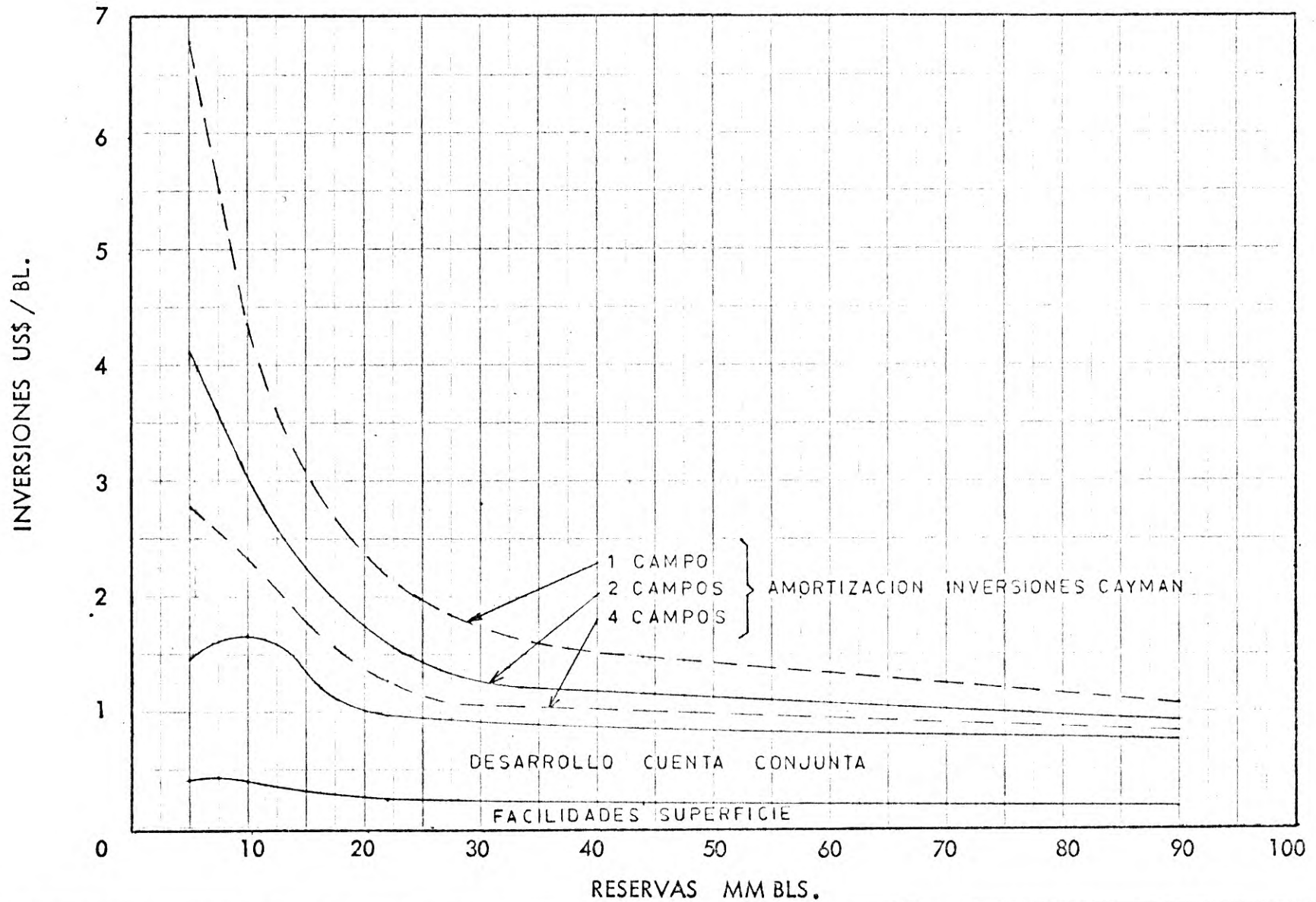
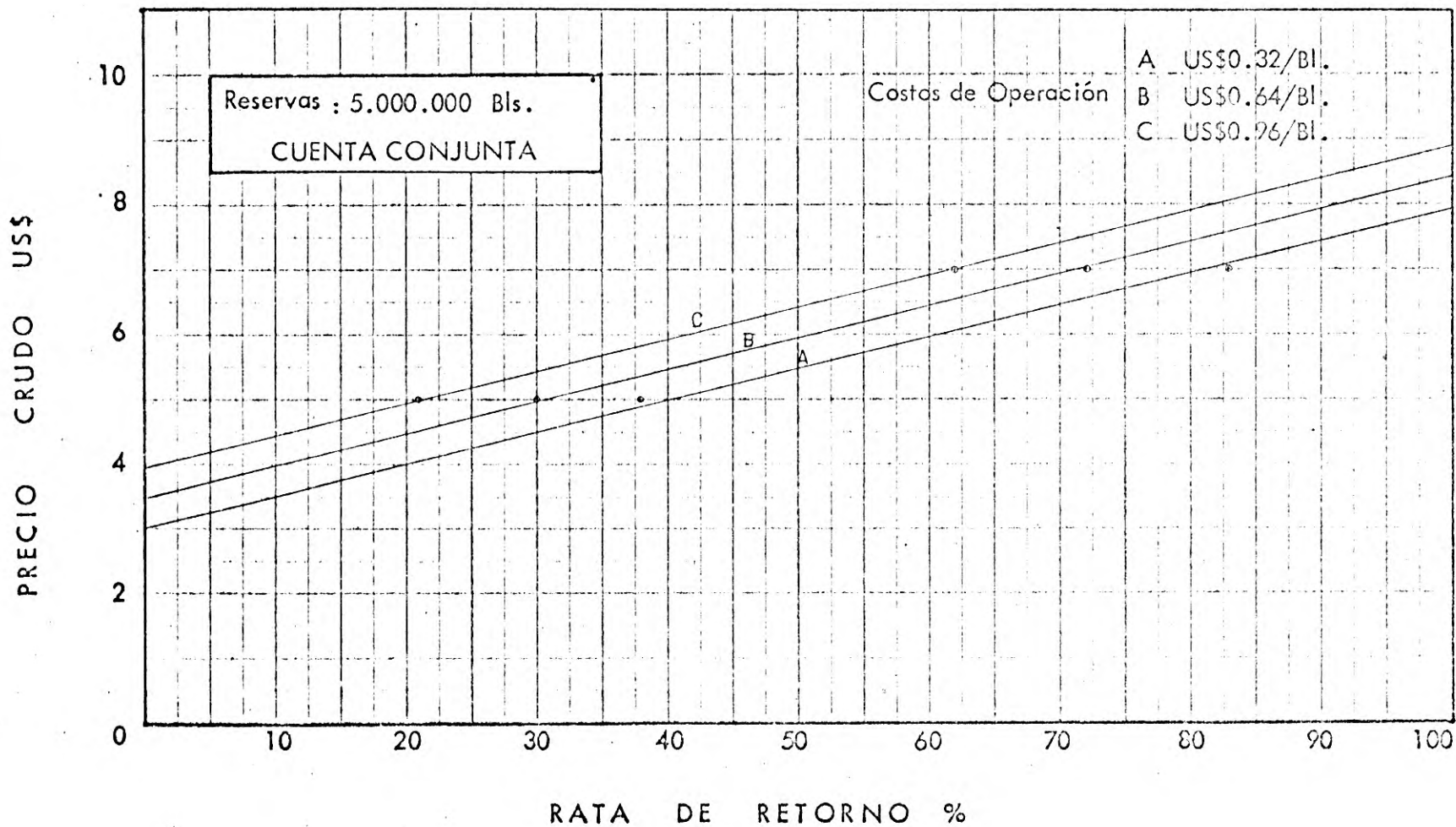
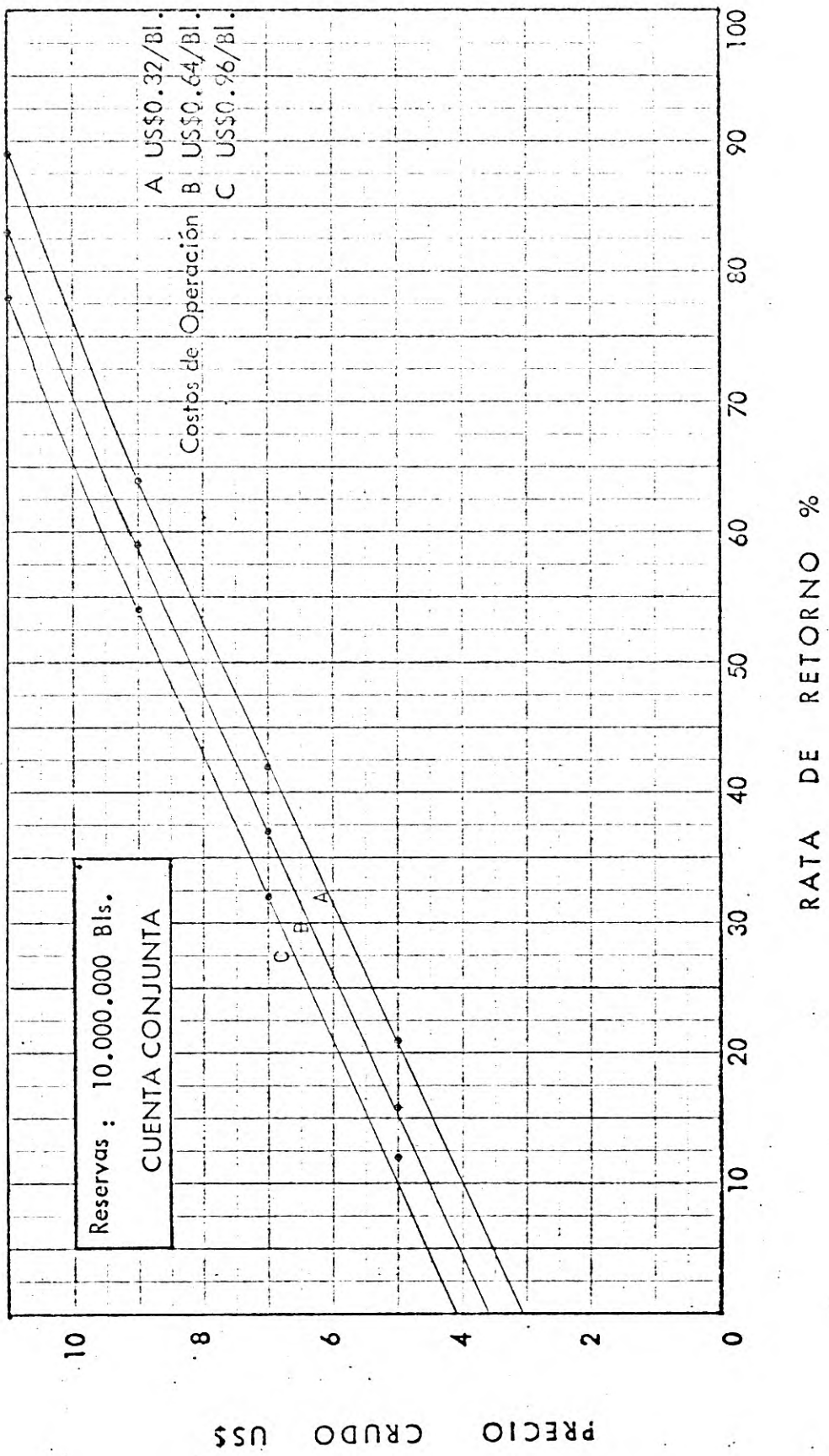


FIGURA No. 10

CONTRATO ASOCIACION CAYMAN ECOPETROL
DESARROLLO PUTUMAYO



CONTRATO ASOCIACION CAYMAN ECOPEPETROL DESARROLLO PUTUMAYO



CONTRATO ASOCIACION CAYMAN ECOPETROL
DESARROLLO PUTUMAYO

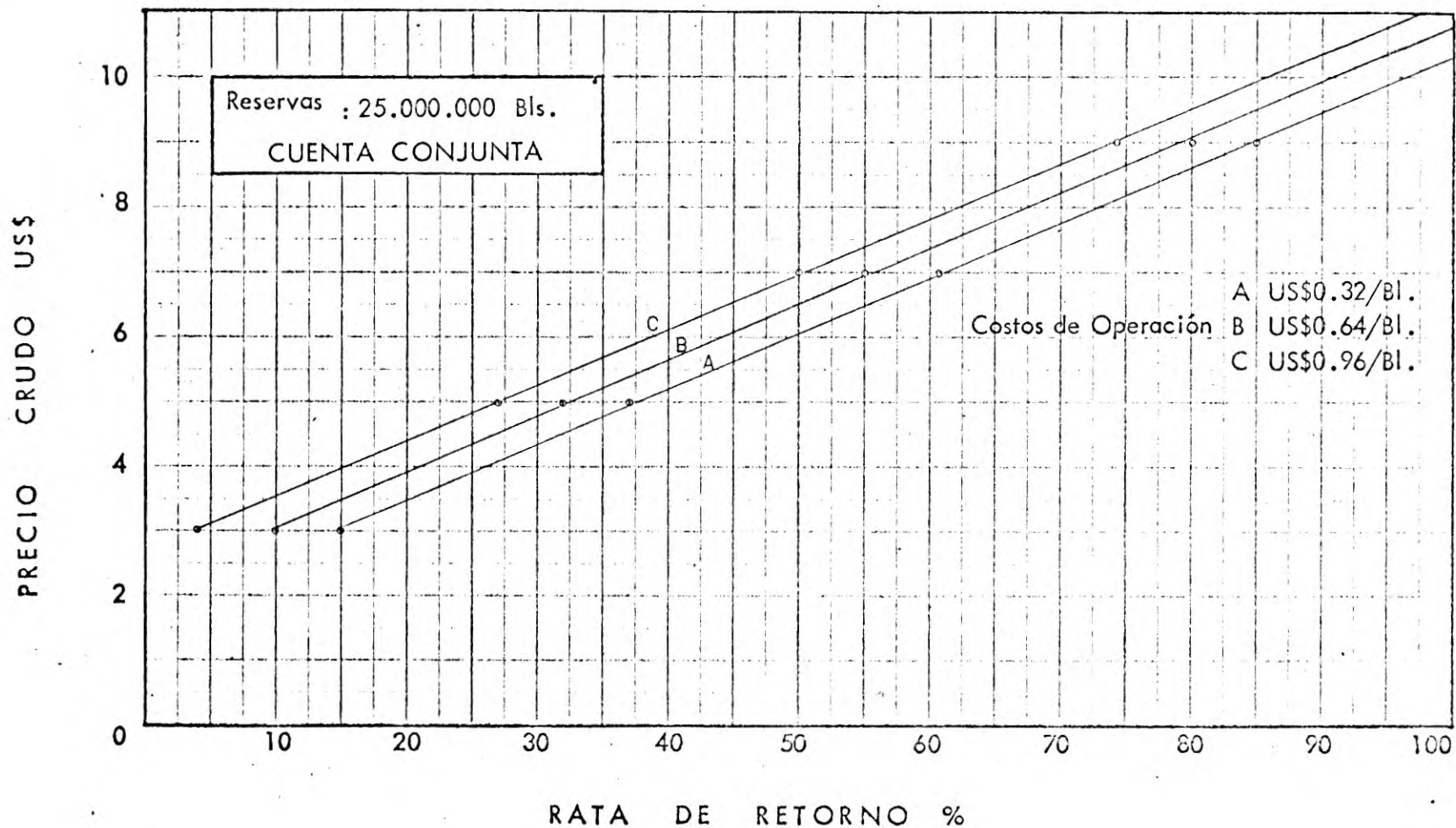
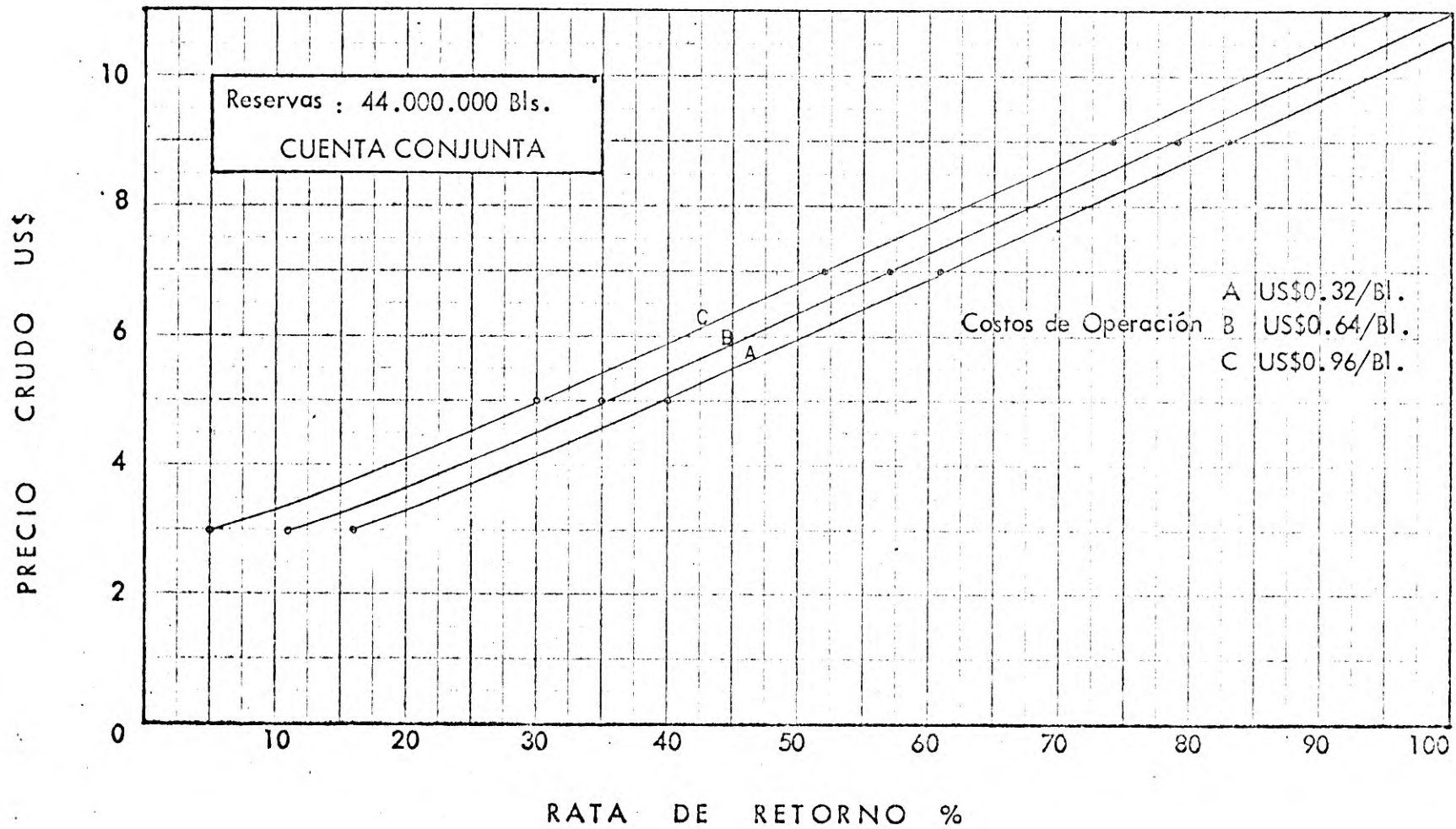
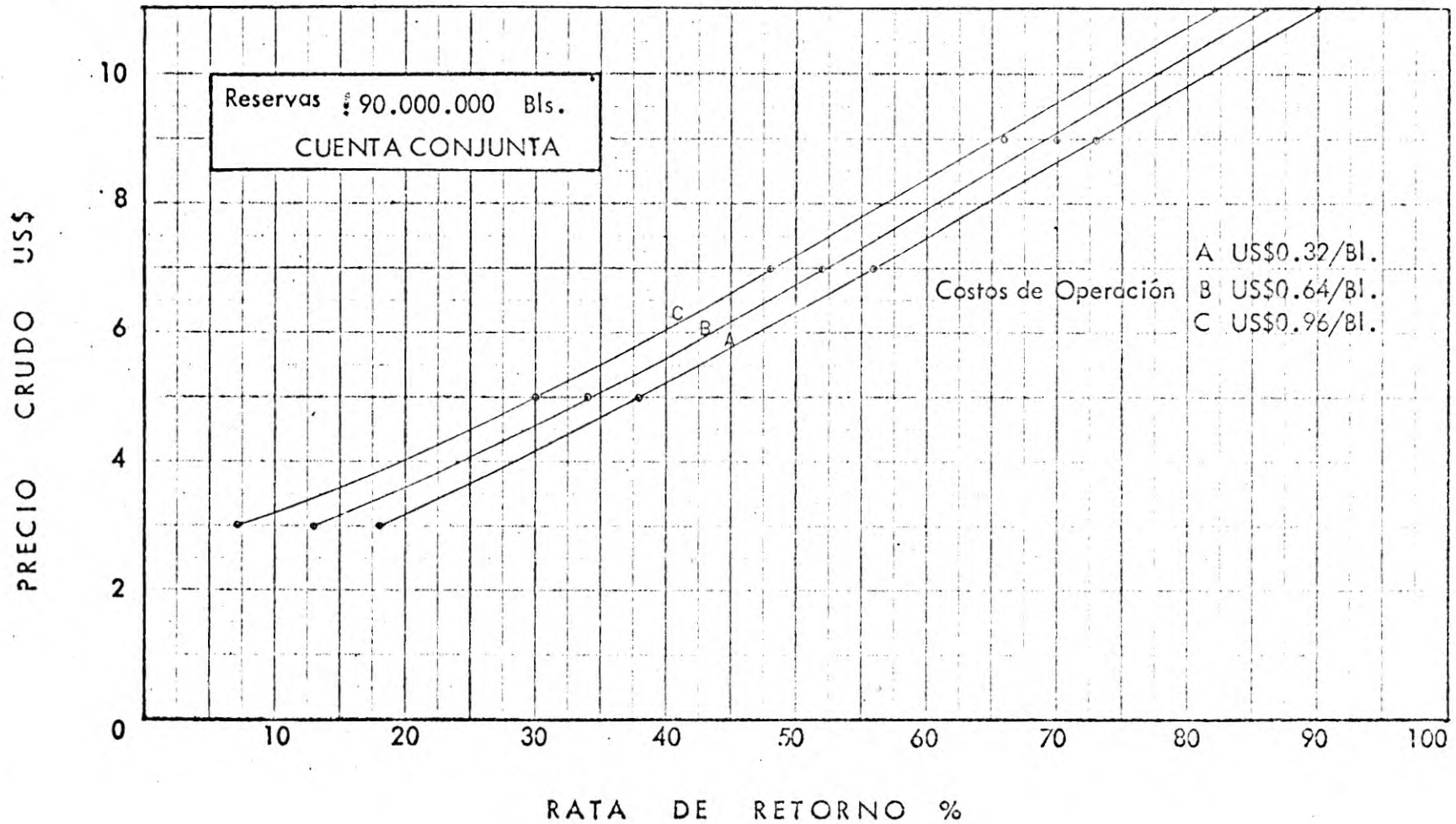


FIGURA No. 13

CONTRATO ASOCIACION CAYMAN ECOPETROL
DESARROLLO PUTUMAYO



CONTRATO ASOCIACION CAYMAN ECOPETROL
DESARROLLO PUTUMAYO



* EVALUACION DEL PROYECTO *

* CASO BURDINE

CAYMAN-ECOPETROL CASO 4A RESERVA 94MMBLS

RATA RETORNO=C.34956 *

* PRECIO CRUDO= 5.00US\$ FCT (VEFF)=0.64 *

| AÑO | PRODUCCION: | | CONSUMO EN | | RECARGOS | | PRODUCCION | | ENTRADA | | COSTO TRANSPOR. | | ENTRADA DESPUES | |
|------|-------------|--------|------------|------|----------|-------|------------|--------|---------|---------|-----------------|------|-----------------|---------|
| | ERUTA | ACUM | OPERACION | ACUM | MUS\$ | ACUM | DISPONIBLE | ACUM | ERUTA | ACUM | TARIFA=C.C | ACUM | DE REG Y TRANS | Y TRANS |
| | MBS | | MBS | | | | MBS | | MBS | | MBS | | MBS | |
| 1975 | 857. | 857. | C. | C. | 131. | 131. | 525. | 525. | 2409. | 2409. | 0. | 0. | 2409. | 2409. |
| 1976 | 4993. | 5650. | C. | C. | 999. | 1130. | 3993. | 4920. | 18006. | 20415. | 0. | 0. | 18006. | 20415. |
| 1977 | 8112. | 13762. | C. | C. | 1622. | 2752. | 8489. | 11010. | 28805. | 49215. | 0. | 0. | 28805. | 49215. |
| 1978 | 6489. | 20251. | C. | C. | 1298. | 4050. | 5192. | 16201. | 22719. | 71938. | 0. | 0. | 22719. | 71938. |
| 1979 | 5192. | 25443. | C. | C. | 1038. | 5089. | 4153. | 20354. | 17938. | 89876. | 0. | 0. | 17938. | 89876. |
| 1980 | 4153. | 29596. | C. | C. | 831. | 5919. | 3323. | 23677. | 14179. | 104055. | 0. | 0. | 14179. | 104055. |
| 1981 | 3323. | 32919. | C. | C. | 605. | 6584. | 2653. | 26335. | 11218. | 115273. | 0. | 0. | 11218. | 115273. |
| 1982 | 2658. | 35577. | C. | C. | 532. | 7115. | 2126. | 28461. | 8884. | 124157. | 0. | 0. | 8884. | 124157. |
| 1983 | 2127. | 37703. | C. | C. | 425. | 7541. | 1701. | 30163. | 7041. | 131198. | 0. | 0. | 7041. | 131198. |
| 1984 | 1701. | 39404. | C. | C. | 340. | 7881. | 1361. | 31524. | 5595. | 136782. | 0. | 0. | 5595. | 136782. |
| 1985 | 1361. | 40765. | C. | C. | 272. | 8153. | 1089. | 32612. | 4432. | 141215. | 0. | 0. | 4432. | 141215. |
| 1986 | 1089. | 41854. | C. | C. | 218. | 8371. | 871. | 33433. | 3521. | 144735. | 0. | 0. | 3521. | 144735. |
| 1987 | 871. | 42725. | C. | C. | 174. | 8545. | 697. | 34130. | 2758. | 147533. | 0. | 0. | 2758. | 147533. |
| 1988 | 697. | 43422. | C. | C. | 139. | 8684. | 558. | 34738. | 2226. | 149759. | 0. | 0. | 2226. | 149759. |
| 1989 | 578. | 44000. | C. | C. | 116. | 8800. | 462. | 35200. | 1835. | 151594. | 0. | 0. | 1835. | 151594. |

| AÑO | COSTOS DIRECTOS OPERACION | | COSTOS INDIRECTOS VERIFICACION | | TOTAL COSTOS DE OPERACION | | ENTRADA DISPONIBLE DE COSTOS OPERACION | |
|------|------------------------------|--------|-----------------------------------|------|------------------------------|--------|---|---------|
| | MUSA | ACUM | MUSA | ACUM | MUSA | ACUM | MUSA | ACUM |
| 1975 | 420. | 420. | C. | C. | 420. | 420. | 1989. | 1989. |
| 1976 | 3170. | 3610. | C. | C. | 3190. | 3610. | 14810. | 16799. |
| 1977 | 5192. | 8808. | C. | C. | 5192. | 8808. | 23613. | 40412. |
| 1978 | 4193. | 12961. | C. | C. | 4193. | 12961. | 18505. | 58917. |
| 1979 | 2323. | 16283. | C. | C. | 3223. | 16283. | 14616. | 73592. |
| 1980 | 2058. | 18941. | C. | C. | 2098. | 18941. | 11521. | 85114. |
| 1981 | 2126. | 21068. | C. | C. | 2126. | 21068. | 9092. | 94205. |
| 1982 | 1701. | 22769. | C. | C. | 1701. | 22769. | 7182. | 101388. |
| 1983 | 1361. | 24130. | C. | C. | 1261. | 24120. | 5080. | 107068. |
| 1984 | 1089. | 25219. | C. | C. | 1089. | 25219. | 4496. | 111562. |
| 1985 | 871. | 26090. | C. | C. | 871. | 26090. | 3562. | 115125. |
| 1986 | 697. | 26787. | C. | C. | 697. | 26787. | 2824. | 117949. |
| 1987 | 557. | 27344. | C. | C. | 557. | 27344. | 2241. | 120189. |
| 1988 | 440. | 27790. | C. | C. | 440. | 27790. | 1780. | 121969. |
| 1989 | 370. | 28160. | C. | C. | 370. | 28160. | 1405. | 123434. |

| AÑO | INTANGIBLES | | TANGIBLES | | DEPRECIACION | | TOTAL DEDUCCION | | ENTRADA DESPUES | | ASIGNAMIENTO | | AFORTIZACION | |
|------|-------------|--------|-----------|--------|--------------|--------|-----------------|--------|-----------------|--------|--------------|-------|--------------|------|
| | MUSI | ACUM | MUSI | ACUM | MUSI | ACUM | MUSI | ACUM | MUSI | ACUM | MUSI | ACUM | MUSI | ACUM |
| 1975 | 8171. | 8171. | 7988. | 7988. | 797. | 797. | 8968. | 8988. | -6979. | -6979. | C. | C. | C. | C. |
| 1976 | 11399. | 19570. | 5511. | 13479. | 1348. | 2145. | 12747. | 21715. | 2063. | -4918. | 1032. | 1032. | C. | C. |
| 1977 | 3275. | 22845. | 1613. | 15092. | 1509. | 3654. | 4784. | 26499. | 18329. | 13513. | 7140. | 8171. | C. | C. |
| 1978 | C. | 22845. | C. | 15092. | 1509. | 5163. | 1509. | 20008. | 17056. | 30969. | C. | 8171. | C. | C. |
| 1979 | C. | 22845. | C. | 15092. | 1509. | 6672. | 1509. | 26317. | 13107. | 44078. | C. | 8171. | C. | C. |
| 1980 | C. | 22845. | C. | 15092. | 1509. | 8181. | 1509. | 31027. | 10012. | 54087. | C. | 8171. | C. | C. |
| 1981 | C. | 22845. | C. | 15092. | 1509. | 9690. | 1509. | 32536. | 7582. | 61670. | C. | 8171. | C. | C. |
| 1982 | C. | 22845. | C. | 15092. | 1509. | 11200. | 1509. | 34045. | 5672. | 67343. | C. | 8171. | C. | C. |
| 1983 | C. | 22845. | C. | 15092. | 1509. | 12709. | 1509. | 35554. | 4171. | 71514. | C. | 8171. | C. | C. |
| 1984 | C. | 22845. | C. | 15092. | 1509. | 14218. | 1509. | 37063. | 2987. | 74500. | C. | 8171. | C. | C. |
| 1985 | C. | 22845. | C. | 15092. | 712. | 14930. | 712. | 37776. | 2849. | 77349. | C. | 8171. | C. | C. |
| 1986 | C. | 22845. | C. | 15092. | 161. | 15092. | 161. | 37937. | 2863. | 80012. | C. | 8171. | C. | C. |
| 1987 | C. | 22845. | C. | 15092. | 0. | 15092. | 0. | 37937. | 2241. | 82253. | C. | 8171. | C. | C. |
| 1988 | C. | 22845. | C. | 15092. | 0. | 15092. | C. | 37937. | 1730. | 84032. | C. | 8171. | C. | C. |
| 1989 | C. | 22845. | C. | 15092. | 0. | 15092. | C. | 37937. | 1485. | 85457. | C. | 8171. | C. | C. |

| ANO | RENTA | | IMPUESTOS | | CAPITULO | |
|------|--------|--------|-----------|--------|----------|------|
| | PLUS | ACUM | PLUS | ACUM | PLUS | ACUM |
| 1975 | -8979. | -8979. | 0. | 0. | 0. | 0. |
| 1976 | 1032. | -5948. | 413. | 413. | 0. | 0. |
| 1977 | 11089. | 5742. | 4676. | 5088. | 0. | 0. |
| 1978 | 17056. | 22798. | 6022. | 11911. | 0. | 0. |
| 1979 | 13107. | 35904. | 5243. | 17154. | 0. | 0. |
| 1980 | 10012. | 45916. | 4005. | 21158. | 0. | 0. |
| 1981 | 7583. | 53499. | 3033. | 24191. | 0. | 0. |
| 1982 | 5673. | 59172. | 2209. | 26400. | 0. | 0. |
| 1983 | 4171. | 63343. | 1668. | 28129. | 0. | 0. |
| 1984 | 2987. | 66329. | 1195. | 29323. | 0. | 0. |
| 1985 | 2845. | 69174. | 1140. | 30463. | 0. | 0. |
| 1986 | 2663. | 71841. | 1065. | 31528. | 0. | 0. |
| 1987 | 2241. | 74081. | 896. | 32424. | 0. | 0. |
| 1988 | 1780. | 75861. | 712. | 33136. | 0. | 0. |
| 1989 | 1465. | 77326. | 586. | 33722. | 0. | 0. |

* INFORME DE FLUJO DE CAJA DESCENTADO SEGUN RATA DE RETORNO = 0.34556 () *

| AÑO | ENTRADA DESPUES DE IMPUESTOS | | VALOR PRESENTE DE ENT CON IMPUS. | | 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 | 1989. | 1989. | 1711. | 1711. | 35134. | 18139. | 30239. | 30239. | -32145. | -32145. | -28527. | -28527. |
| 1976 | 14397. | 16386. | 9179. | 10891. | 0. | 32049. | 0. | 30239. | 14297. | -18748. | 9179. | -19348. |
| 1977 | 18937. | 35323. | 8944. | 19835. | 0. | 37937. | 0. | 30239. | 18937. | 190. | 8944. | -10404. |
| 1978 | 11743. | 47066. | 4108. | 23943. | 0. | 37937. | 0. | 30239. | 11743. | 11932. | 4108. | -6290. |
| 1979 | 9373. | 56439. | 2429. | 26372. | 0. | 37937. | 0. | 30239. | 9373. | 21306. | 2429. | -3867. |
| 1980 | 7516. | 63955. | 1443. | 27815. | 0. | 37937. | 0. | 30239. | 7516. | 28822. | 1443. | -2424. |
| 1981 | 6059. | 70014. | 862. | 28676. | 0. | 37937. | 0. | 30239. | 6059. | 34880. | 862. | -1582. |
| 1982 | 4913. | 74927. | 518. | 29194. | 0. | 37937. | 0. | 30239. | 4913. | 39794. | 518. | -1049. |
| 1983 | 4012. | 78939. | 313. | 29507. | 0. | 37937. | 0. | 30239. | 4012. | 43805. | 313. | -732. |
| 1984 | 3301. | 82240. | 191. | 29698. | 0. | 37937. | 0. | 30239. | 3301. | 47106. | 191. | -541. |
| 1985 | 2422. | 84662. | 104. | 29801. | 0. | 37937. | 0. | 30239. | 2422. | 49528. | 104. | -437. |
| 1986 | 1759. | 86421. | 56. | 29857. | 0. | 37937. | 0. | 30239. | 1759. | 51287. | 56. | -382. |
| 1987 | 1344. | 87765. | 32. | 29889. | 0. | 37937. | 0. | 30239. | 1344. | 52631. | 32. | -350. |
| 1988 | 1068. | 88833. | 19. | 29907. | 0. | 37937. | 0. | 30239. | 1068. | 53699. | 19. | -331. |
| 1989 | 879. | 89712. | 11. | 29919. | 0. | 37937. | 0. | 30239. | 879. | 54576. | 11. | -320. |

* EVALUACION DEL PROYECTO *

* CASO BORDINE CAYMAN

CASO 4B RESERVA 44MMBLS

TASA RETORNO=C.15958 *

* PRECIO CRUDO= 5.00US\$ TCT CVERFF=C.64 *

| AÑO | PRODUCCION ERUTA | | CONSUMO EN OPERACION | | RECALTAS | | PRODUCCION DISPONIBLE | | ENTRADA ERUTA | | COSTO TRANSPOR. TARIFA=C.C | | ENTRADA DESPLES DE REG Y TRANS | |
|------|------------------|--------|----------------------|------|----------|-------|-----------------------|--------|---------------|--------|----------------------------|------|--------------------------------|--------|
| | MUS | ACUM | MUS | ACUM | MUS | ACUM | MUS | ACUM | MUS | ACUM | MUS | ACUM | MUS | ACUM |
| 1975 | 329. | 329. | C. | C. | 66. | 66. | 263. | 263. | 1204. | 1204. | C. | C. | 1204. | 1204. |
| 1976 | 2497. | 2825. | C. | C. | 499. | 565. | 1997. | 2260. | 5003. | 10207. | C. | C. | 5003. | 10207. |
| 1977 | 4656. | 6681. | C. | C. | 811. | 1376. | 3245. | 5505. | 14402. | 24610. | C. | C. | 14402. | 24610. |
| 1978 | 3245. | 10126. | C. | C. | 649. | 2025. | 2596. | 8101. | 11359. | 35969. | C. | C. | 11359. | 35969. |
| 1979 | 2596. | 12721. | C. | C. | 519. | 2544. | 2077. | 10177. | 8969. | 44938. | C. | C. | 8969. | 44938. |
| 1980 | 2077. | 14798. | C. | C. | 415. | 2960. | 1661. | 11838. | 7089. | 52028. | C. | C. | 7089. | 52028. |
| 1981 | 1661. | 16459. | C. | C. | 332. | 3292. | 1329. | 13167. | 5609. | 57637. | C. | C. | 5609. | 57637. |
| 1982 | 1329. | 17788. | C. | C. | 266. | 3558. | 1063. | 14231. | 4442. | 62079. | C. | C. | 4442. | 62079. |
| 1983 | 1063. | 18852. | C. | C. | 213. | 3770. | 851. | 15081. | 3520. | 65599. | C. | C. | 3520. | 65599. |
| 1984 | 851. | 19702. | C. | C. | 170. | 3940. | 680. | 15762. | 2792. | 68391. | C. | C. | 2792. | 68391. |
| 1985 | 680. | 20383. | C. | C. | 136. | 4077. | 544. | 16306. | 2216. | 70607. | C. | C. | 2216. | 70607. |
| 1986 | 544. | 20927. | C. | C. | 109. | 4186. | 436. | 16742. | 1780. | 72388. | C. | C. | 1780. | 72388. |
| 1987 | 436. | 21363. | C. | C. | 87. | 4273. | 349. | 17090. | 1399. | 73787. | C. | C. | 1399. | 73787. |
| 1988 | 349. | 21711. | C. | C. | 70. | 4342. | 279. | 17369. | 1113. | 74800. | C. | C. | 1113. | 74800. |
| 1989 | 289. | 22000. | C. | C. | 58. | 4400. | 221. | 17600. | 917. | 75717. | C. | C. | 917. | 75717. |

| AÑO | COSTOS DIRECTOS OPERACION | | COSTOS INDIRECTOS OVERHEAD | | TOTAL COSTOS DE OPERACION | | ENTRADA DESPUES DE COSTOS OPER | |
|------|------------------------------|--------|-------------------------------|------|------------------------------|--------|-----------------------------------|--------|
| | MUS\$ | ACUM | MUS\$ | ACUM | MUS\$ | ACUM | MUS\$ | ACUM |
| 1975 | 210. | 210. | C. | C. | 210. | 210. | 994. | 994. |
| 1976 | 1598. | 1808. | C. | C. | 1598. | 1808. | 7405. | 8299. |
| 1977 | 2596. | 4404. | C. | C. | 2596. | 4404. | 11807. | 20206. |
| 1978 | 2077. | 6480. | C. | C. | 2077. | 6480. | 9283. | 29489. |
| 1979 | 1661. | 8142. | C. | C. | 1661. | 8142. | 7308. | 36797. |
| 1980 | 1329. | 9471. | C. | C. | 1329. | 9471. | 5760. | 42557. |
| 1981 | 1063. | 10534. | C. | C. | 1063. | 10534. | 4546. | 47103. |
| 1982 | 851. | 11385. | C. | C. | 851. | 11385. | 3991. | 50094. |
| 1983 | 680. | 12065. | C. | C. | 680. | 12065. | 2840. | 52934. |
| 1984 | 544. | 12609. | C. | C. | 544. | 12609. | 2248. | 55182. |
| 1985 | 435. | 13045. | C. | C. | 435. | 13045. | 1781. | 57163. |
| 1986 | 348. | 13393. | C. | C. | 348. | 13393. | 1412. | 58575. |
| 1987 | 279. | 13672. | C. | C. | 279. | 13672. | 1120. | 60095. |
| 1988 | 223. | 13895. | C. | C. | 223. | 13895. | 890. | 60985. |
| 1989 | 185. | 14080. | C. | C. | 185. | 14080. | 733. | 61717. |

| AÑO | INTANGIBLES | | TANGIBLES | | DEPRECIACION | | TOTAL DE DEDUCCION | | ENTRADA DESPUES | | ACUMULACION | | AMORTIZACION | |
|------|-------------|--------|-----------|--------|--------------|--------|--------------------|--------|-----------------|--------|-------------|-------|--------------|------|
| | MUS\$ | ACUM | MUS\$ | ACUM | MUS\$ | ACUM | MUS\$ | ACUM | MUS\$ | ACUM | MUS\$ | ACUM | MUS\$ | ACUM |
| 1975 | 8809. | 8809. | 7011. | 7011. | 701. | 701. | 9510. | 9510. | -8915. | -8915. | 0. | 0. | 0. | 0. |
| 1976 | 5700. | 14509. | 2754. | 9765. | 876. | 1678. | 6678. | 16186. | 729. | -7787. | 304. | 304. | 0. | 0. |
| 1977 | 1637. | 16146. | 807. | 10572. | 1057. | 2735. | 2094. | 10580. | 9112. | 1326. | 4033. | 4157. | 0. | 0. |
| 1978 | 0. | 16146. | 0. | 10572. | 1057. | 3792. | 1057. | 19638. | 6226. | 9551. | 3181. | 7578. | 0. | 0. |
| 1979 | 0. | 16146. | 0. | 10572. | 1057. | 4849. | 1057. | 20695. | 6251. | 15602. | 1231. | 8809. | 0. | 0. |
| 1980 | 0. | 16146. | 0. | 10572. | 1057. | 5906. | 1057. | 22052. | 4703. | 20505. | 0. | 8809. | 0. | 0. |
| 1981 | 0. | 16146. | 0. | 10572. | 1057. | 6963. | 1057. | 23109. | 3769. | 23994. | 0. | 8809. | 0. | 0. |
| 1982 | 0. | 16146. | 0. | 10572. | 1057. | 8021. | 1057. | 24166. | 2534. | 26528. | 0. | 8809. | 0. | 0. |
| 1983 | 0. | 16146. | 0. | 10572. | 1057. | 9078. | 1057. | 25223. | 1783. | 28310. | 0. | 8809. | 0. | 0. |
| 1984 | 0. | 16146. | 0. | 10572. | 1057. | 10135. | 1057. | 26281. | 1191. | 29501. | 0. | 8809. | 0. | 0. |
| 1985 | 0. | 16146. | 0. | 10572. | 356. | 10491. | 356. | 26637. | 1425. | 30926. | 0. | 8809. | 0. | 0. |
| 1986 | 0. | 16146. | 0. | 10572. | 81. | 10572. | 81. | 26717. | 1331. | 32257. | 0. | 8809. | 0. | 0. |
| 1987 | 0. | 16146. | 0. | 10572. | 0. | 10572. | 0. | 26717. | 1120. | 33377. | 0. | 8809. | 0. | 0. |
| 1988 | 0. | 16146. | 0. | 10572. | 0. | 10572. | 0. | 26717. | 890. | 34267. | 0. | 8809. | 0. | 0. |
| 1989 | 0. | 16146. | 0. | 10572. | 0. | 10572. | 0. | 26717. | 733. | 35000. | 0. | 8809. | 0. | 0. |

| AÑO | RENTA GRAVABLE | | IMPUESTOS | | CREDITO | |
|------|----------------|--------|-----------|--------|---------|------|
| | ML\$ | ACUM | ML\$ | ACUM | ML\$ | ACUM |
| 1975 | -8515. | -8515. | 0. | 0. | 0. | 0. |
| 1976 | 364. | -8151. | 146. | 146. | 0. | 0. |
| 1977 | 5080. | -3071. | 2032. | 2178. | 0. | 0. |
| 1978 | 5045. | 1974. | 2018. | 4196. | 0. | 0. |
| 1979 | 5020. | 6993. | 2003. | 6203. | 0. | 0. |
| 1980 | 4703. | 11696. | 1881. | 8085. | 0. | 0. |
| 1981 | 3485. | 15185. | 1395. | 9480. | 0. | 0. |
| 1982 | 2534. | 17719. | 1014. | 10494. | 0. | 0. |
| 1983 | 1783. | 19502. | 713. | 11207. | 0. | 0. |
| 1984 | 1191. | 20693. | 476. | 11683. | 0. | 0. |
| 1985 | 1425. | 22117. | 570. | 12253. | 0. | 0. |
| 1986 | 1231. | 23349. | 533. | 12786. | 0. | 0. |
| 1987 | 1120. | 24509. | 448. | 13234. | 0. | 0. |
| 1988 | 890. | 25459. | 356. | 13590. | 0. | 0. |
| 1989 | 733. | 26191. | 293. | 13883. | 0. | 0. |

* INFORME DE FLUJO DE CAJA DESCONTADO SEGUN DATA DE RETORNO = 0.1998

| AÑO | ENTRADA DESPUES DE IMPUESTOS | | VALOR PRESENTE DE ENT CON IMPUS. | | 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 | 994. | 994. | 508. | 508. | 25310. | 15819. | 23110. | 23110. | -24322. | -24322. | -22203. | -22203. |
| 1976 | 7259. | 8254. | 5522. | 6430. | 0. | 24273. | 0. | 23110. | 7259. | -17002. | 5522. | -16680. |
| 1977 | 9775. | 18028. | 6157. | 12627. | 0. | 26717. | 0. | 23110. | 9775. | -7288. | 6157. | -10483. |
| 1978 | 7265. | 25293. | 3838. | 16405. | 0. | 26717. | 0. | 23110. | 7265. | -23. | 3838. | -6645. |
| 1979 | 5300. | 30593. | 2333. | 18798. | 0. | 26717. | 0. | 23110. | 5300. | 5277. | 2333. | -4312. |
| 1980 | 3879. | 34472. | 1423. | 20222. | 0. | 26717. | 0. | 23110. | 3879. | 9156. | 1423. | -2889. |
| 1981 | 3150. | 37623. | 503. | 21185. | 0. | 26717. | 0. | 23110. | 3150. | 12307. | 503. | -1926. |
| 1982 | 2576. | 40200. | 657. | 21842. | 0. | 26717. | 0. | 23110. | 2576. | 14884. | 657. | -1269. |
| 1983 | 2127. | 42327. | 452. | 22293. | 0. | 26717. | 0. | 23110. | 2127. | 17011. | 452. | -817. |
| 1984 | 1772. | 44099. | 313. | 22607. | 0. | 26717. | 0. | 23110. | 1772. | 18783. | 313. | -504. |
| 1985 | 1211. | 45309. | 179. | 22785. | 0. | 26717. | 0. | 23110. | 1211. | 19994. | 179. | -325. |
| 1986 | 879. | 46189. | 108. | 22893. | 0. | 26717. | 0. | 23110. | 879. | 20873. | 108. | -217. |
| 1987 | 672. | 46861. | 69. | 22962. | 0. | 26717. | 0. | 23110. | 672. | 21545. | 69. | -146. |
| 1988 | 534. | 47395. | 46. | 23008. | 0. | 26717. | 0. | 23110. | 534. | 22079. | 46. | -103. |
| 1989 | 440. | 47834. | 31. | 23039. | 0. | 26717. | 0. | 23110. | 440. | 22519. | 31. | -71. |

| FECHA PEDIDO | PRESTADO A | FECHA DEVUELTO |
|--------------|------------|----------------|
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01002559
BIBLIOTECA