

HACIA UNA SANA POLITICA PETROLERA

Director de Investigacion
Guillermo Perry R

Investigadores.
Alberto Brugman M.
Ernesto Sanchez T.
Alvaro Santoyo C.

Colaboradores:
Ana R. Cardenas
Carlos A. Garay

Asistentes de Investigacion
Mauricio Alviar R.
Luis E. Pulido

Bogota, Marzo 1991.

HACIA UNA SANA POLITICA PETROLERA**INDICE**

I. INTRODUCCION	1
II. EXPORTACIONES Y EXCEDENTES PETROLEROS Y LA ECONOMIA	3
A. LA CONTRIBUCION DE LAS EXPORTACIONES Y EXCEDENTES PETROLEROS	3
B. LOS DETERMINANTES: EL NIVEL DE EXPLORACION Y LA POLITICA DE PRECIOS	6
III. POLITICA DE EXPLORACION, PRODUCCION Y EXPORTACIONES	7
A. EXPLORACION, RESERVAS, PRODUCCION Y EXPORTACIONES.	7
B. EL RETO DE LA POLITICA EXPLORATORIA	7
C. EL CONTENIDO DE LA POLITICA EXPLORATORIA	8
1. La Necesidad de la Inversión Privada	8
2. La Conveniencia de la Inversión Privada.	9
3. La Exploración Directa de Ecopetrol, el Fondo Nacional de Exploración y el Refuerzo Tecnológico.	9
4. La exploración privada y los Contratos actuales.	11
5. Las Cuencas "Inactivas" o "Frías".	14
6. Los Incentivos Fiscales a la Exploración.	16
7. Disposiciones para el Hallazgo de Crudos Pesados.	17
8. Disposiciones para el Hallazgo de Campos Pequeños	18
9. La Búsqueda de Reservas de Gas Libre.	20
10. Las Relaciones entre el Estado, Ecopetrol y las Asociadas	20
D. POLITICA DE PRODUCCION Y EXPORTACIONES	23
IV. POLITICA DE PRECIOS INTERNOS	25
V. MANEJO DE LOS EXCEDENTES PETROLEROS	31
A. REGALIAS Y DESARROLLO REGIONAL Y LOCAL	31
B. LA PROMOCION DE LA MINERIA DE EXPORTACION	35
C. EL MANEJO DE EXCEDENTES Y LAS FINANZAS PUBLICAS	36
VI. POLITICA DE GAS.	40
A. RESERVAS DE GAS NATURAL	40
B. LA ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGETICOS	40
C. LA RESTRICCION DE LA OFERTA	43
D. LAS CAUSAS	44
E. EL PROGRAMA DE GAS PARA EL CAMBIO	46
F. EL CIRCULO VICIOSO DE LA POLITICA DEL GAS NATURAL	47
G. LAS OPCIONES DE POLITICA DEL GAS NATURAL	48
H. OTROS ASPECTOS SOBRE EL DESARROLLO DEL GAS NATURAL	55
I. POLITICA PARA EL GAS PROPANO	57
J. ASPECTOS INSTITUCIONALES	59
VII. POLITICA DE REFINACION Y TRANSPORTE	61
A. DEMANDA DE PRODUCTOS REFINADOS	61
B. EXPANSION DE LA CAPACIDAD INSTALADA	62
1. Comparacion de opciones de abastecimiento de productos blancos	65
C. OTRAS OPCIONES DE ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA FUTURA	67
D. MINIREFINERIAS	68

HACIA UNA SANA POLITICA PETROLERA

E.	MANEJO DE LA DEMANDA	71
F.	EL CONCURSO DEL CAPITAL PRIVADO	72
G.	EL SISTEMA DE TRANSPORTE	74
H.	POLITICA DE TRANSPORTE	76
VIII.	POLITICA DE DESARROLLO DE LA INDUSTRIA PETROQUIMICA	79
A.	CARACTERIZACION	79
1.	Productos petroquímicos	79
2.	Materias primas petroquímicas	81
B.	EVOLUCION Y TENDENCIAS GENERALES DE LA INDUSTRIA PETROQUIMICA MUNDIAL	82
C.	EVOLUCION Y SITUACION ACTUAL DE LA PETROQUIMICA EN COLOMBIA	83
D.	DEMANDA DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS	86
E.	LA INDUSTRIA PETROQUIMICA EN LA APERTURA COMERCIAL DE COLOMBIA	87
1.	Tratamiento general	88
2.	ALADI	88
3.	Grupo Andino	89
4.	Grupo de los Tres	89
F.	PROYECTOS PARA EL SUMINISTRO DE LOS REQUERIMIENTOS FUTUROS DE PETROQUIMICOS	90
1.	El complejo de olefinas y aromáticos en Mamonal	90
2.	Otros proyectos petroquímicos	93
3.	Fertilizantes	95
G.	POLITICA DE DESARROLLO PETROQUIMICO.	95
IX.	POLITICA AMBIENTAL Y PLANEACION ENERGETICA	99
A.	IMPORTANCIA Y OBJETIVOS	99
1.	Contaminacion y Salud	99
2.	Biodiversidad y Explotacion de Hidrocarburos	99
3.	Proteccion Ambiental e Internacionalizacion de la Economia	100
4.	Objetivos de una sana politica	101
B.	INTEGRACION DE LA PLANEACION ENERGETICA Y AMBIENTAL	101
1.	Conservacion de Energia	102
2.	Programas de Sustitucion de Energia	104
3.	Control de Contaminacion generada por el Uso de Hidrocarburos	106
4.	Consideraciones ambientales en el diseño y ejecución de proyectos y programas.	111
C.	EFFECTOS AMBIENTALES DE LAS ACTIVIDADES PETROLERAS	112
D.	ASPECTOS INSTITUCIONALES	116
1.	Aspectos Generales	116
2.	Agencias Reguladoras	117
3.	Entidades del Sector	118
3.	Ecopetrol y las compañías privadas	119
4.	Inversión Extranjera y Protección Ambiental	120
5.	Participación Comunitaria	121
X.	POLITICA DE DESARROLLO TECNOLOGICO	123
A.	ALCANCE Y DIAGNOSTICO	123
B.	TRANSFERENCIA DE TECNOLOGIA Y DIFUSION TECNICA	125
1.	El reto	125
2.	Las Condiciones	126
3.	Los Mecanismos	126
4.	Difusion Tecnologica	129
C.	INVESTIGACION TECNOLOGICA	129
1.	Objetivos y prioridades	129

2.	Exploración	131
3.	Valoración de crudos no convencionales, producción y transporte	132
4.	Protección Ambiental y Uso Eficiente de Recursos Energeticos	133
5.	Evaluación, Prospección y Planificación Tecnológica	134
6.	Áreas no prioritarias	134
D.	PROMOCION INDUSTRIAL Y CONTROL DE CALIDAD	135
E.	ASPECTOS INSTITUCIONALES	137
1.	La Comisión Nacional de Energía y la Planificación Tecnológica	137
2.	El papel del Instituto Colombiano del Petróleo	138

INDICE DE CUADROS Y GRAFICOS

CUADROS CAPITULO II

Cuadro 2.1	Contribución del sector petrolero a la balanza comercial del país
Cuadro 2.2	Contribución del sector petrolero a los ingresos del sector público
Cuadro 2.3	Contribución del sector petrolero al equilibrio de las finanzas públicas
Cuadro 2.4	Contribución del sector petrolero al ahorro nacional
Cuadro 2.5	Contribución del sector petrolero a la inversión nacional
Cuadro 2.6	Balanza de pagos petrolera - 1987

CUADROS CAPITULO III

Cuadro 3.1	Exploración, producción, reservas remanentes y relación reservas producción
Cuadro 3.2.1	Proyección de exploración, reservas, producción y exportaciones (1990 - 2005)
Cuadro 3.2.2	Proyección de exploración, reservas, producción y exportaciones (1990 - 2005)
Cuadro 3.2.3	Proyección de producción y exportaciones Ecopetrol
Cuadro 3.3	Contratos de asociación y de riesgo
Cuadro 3.4	Contratos de asociación, valor presente, relación beneficio-costos y rentabilidad proyectados I
Cuadro 3.5	Contratos de asociación, valor presente, relación beneficio-costos y rentabilidad proyectados II
Cuadro 3.6	Contratos de asociación -agregado- participación en el valor presente I
Cuadro 3.7	Contratos de asociación -agregado- participación en el valor presente II
Cuadro 3.8	Sensibilidad en el pago de impuestos de las compañías asociadas
Cuadro 3.9	Contratos de asociación -agregado- participación en el valor presente III
Cuadro 3.10	Tasa de retorno de un campo de 100 MM barriles
Cuadro 3.11	Tasa de retorno de un campo de 100 MM barriles
Cuadro 3.12	Tasa de retorno de un campo de 100 MM barriles

CUADROS CAPITULO IV

Cuadro 4.1	Precio internacional e interno de la gasolina motor 1971-1989
Cuadro 4.2	Impuesto efectivo de la gasolina 1975-1989
Cuadro 4.3	Precio interno de la gasolina en varios países 1988-1989

CUADROS CAPITULO V

Cuadro 5.1	Participación de las regalías en los ingresos corrientes por sección territorial 1985-1988
Cuadro 5.2	Fondo de Estabilización Petrolera. Simulación Alternativa 1A.
Cuadro 5.3	Fondo de Estabilización Petrolera. Simulación Alternativa 1B.
Cuadro 5.4	Fondo de Estabilización Petrolera. Simulación Alternativa 2A.
Cuadro 5.5	Fondo de Estabilización Petrolera. Simulación Alternativa 2B.

CUADROS CAPITULO VI

Cuadro 6.1	Reservas del gas natural descubiertas en Colombia
Cuadro 6.2	Reservas probadas remanentes de gas natural en Colombia
Cuadro 6.3	Costo económico de energéticos para cocción
Cuadro 6.4	Utilización de las reservas probadas en la costa Atlántica. Precios actuales
Cuadro 6.5	Utilización de las reservas de gas probadas en la costa Atlántica con precios iguales al costo de oportunidad del gas
Cuadro 6.6	Demanda potencial de gas natural importado (MPCD) (Demanda del Interior del país menos producción propia)
Cuadro 6.7	Costos de inversión de opciones de interconexión con Venezuela
Cuadro 6.8	Beneficios netos de la interconexión con Venezuela

CUADROS CAPITULO VII

Cuadro 7.1	Costos de inversión en los poliductos (en millones de dólares de 1990)
Cuadro 7.2	Comparación de opciones de refinación. Producción de crudo con reservas esperadas con programa exploratorio. Valor presente beneficios y costos en millones de US\$
Cuadro 7.3	Comparación de opciones de refinación. Producción de crudo de las reservas probadas. Valor presente beneficios y costos en millones de US\$
Cuadro 7.4	Resumen de las opciones de refinación
Cuadro 7.5	Estudio de las opciones de refinación. Minirefinería de Neiva (con productos= 40% de la carga)

CUADROS CAPITULO VIII

Cuadro 8.1	Petroquímicos finales: demanda colombiana proyectada
Cuadro 8.1	Petroquímicos intermedios : demanda potencial estimada para Colombia
Cuadro 8.2	Petroquímicos Básicos: .demanda potencial estimada para Colombia

CUADROS CAPITULO IX

Cuadro 9.1	Estado de la flora y fauna en Colombia.
Cuadro 9.2	Reservas naturales y áreas protegidas en Colombia.
Cuadro 9.3	Resumen de la valoración económica estimada d humedades y pantanos
Cuadro 9.4	Comparación precios nacionales e internacionales de algunos productos petroquímicos en Octubre de 1990.
Cuadro 9.5	Comparación de emisiones de contaminantes para motores a base de gasolina, diesel y gas
Cuadro 9.6	Emisiones de contaminantes (antropicas) a nivel nacional
Cuadro 9.7	Decretos Reglamentarios al Código Nacional de los recursos naturales renovables y protección del medio ambiente
Cuadro 9.8	Convenios internacionales para el control de la contaminación marina

CUADROS CAPITULO X

Cuadro 10.1	Nivel de Desarrollo Tecnológico de la Industria Petrolera
Cuadro 10.2	Portafolio de Investigacion Tecnologica. Areas Cientificas y Especialidades.

FIGURAS

FIGURAS CAPITULO III

Grafico 3.1	Reservas Remanentes y Relacion Reservas Produccion
-------------	--

FIGURAS CAPITULO IV

Garfíco 4.1. Precio Interno del Petroleo e Ingresos de Ecopetrol.

FIGURAS CAPITULO V

- Gráfico 5.1 Fondo de Estabilización. Precios, alternativa 1A
- Gráfico 5.2 Fondo de Estabilización. Precios, alternativa 2A
- Gráfico 5.3 Fondo de Estabilización. Ingresos y Activos, Alternativa 1A
- Gráfico 5.4 Fondo de Estabilización. Ingresos y activos, Alternativa 2A

FIGURAS CAPITULO XIX

- Figura 9.1 Morbilidad en Colombia. Consulta externa 1981-1988
- Figura 9.2 Morbilidad en Colombia. Egresos hospitalarios 1981-1988
- Figura 9.3 Mortalidad en Colombia. 1981-1988
- Figura 9.4 Contaminación atmosférica valores máximos de anhídrido sulfúrico 1979-1980
- Figura 9.5 Contaminación atmosférica valores máximos de partículas en suspensión 1979-1980
- Figura 9.6 Concentración de grasas y aceites río Bogotá. Sector río Salitre Girardot
- Figura 9.7 Concentración de detergentes en el río Bogotá
- Figura 9.8 Petróleo derramado Oleoducto Caño Limón Coveñas 1986-1990
- Figura 9.9 Costos de control y recuperación de petróleo debido a atentados

FIGURAS CAPITULO X

- Figura 10.1 Escenario tecnológico
- Figura 10.2 Resultados del Programa de Promoción Industria de Ecopetrol
- Figura 10.3 Propuesta organizativa ICP
- Figura 10.4 Impacto de una política tecnológica sobre reservas petroleras comprobadas
- Figura 10.5 Demanda mundial de petróleo hacia productos livianos (Mundo Occidental)

MAPAS

- Mapa 9.1 Areas del Sistema de Parques y Reservas Naturales Manejados porINDERENA,
- Mapa 9.2 Mapa de Distribucion de Tierras de Ecopetrol.
- Mapa 9.3 Reservas y Resguardos Indigenas Constituidos por el INCORA.
- Mapa 9.4 Principales Formaciones Forestales.

ANEXOS

ANEXO AL CAPITULO III

- A. DETERMINANTES DEL NIVEL DE EXPLORACION
- B. PROYECCIONES DE EXPLORACION Y PRODUCCION.

ANEXO AL CAPITULO IV

DETERMINANTES DE LOS PRECIOS INTERNOS DE LOS HIDROCARBUROS.

ANEXO AL CAPITULO V

FONDO DE ESTABILIZACION PETROLERA

ANEXOS AL CAPITULO IX

EFFECTOS AMBIENTALES DE LAS ACTIVIDADES PETROLERAS.

REFERENCIAS

HACIA UNA SANA POLITICA PETROLERA
Informe Final ¹

Guillermo Perry R.

Alberto Brugman M.

Ernesto Sanchez T.

Alvaro Santoyo C.

Mauricio Alviar R.

Luis E. Pulido

FEDESARROLLO²

I. INTRODUCCION

La actividad petrolera ha llegado a ocupar un lugar central en la economía colombiana, en particular a partir de 1986 cuando se recuperó el carácter de exportador neto de hidrocarburos. El petróleo y su derivados generan ingresos brutos de divisas similares a los del café; contribuyen en forma muy significativa a la generación de ahorro interno y, en particular, de ingresos fiscales de la nación, de los departamentos y los municipios en los que se lleva a cabo la producción de petróleo y gas; atienden una parte significativa de las necesidades energéticas de los hogares y de la industria, y la mayor parte de la del sector transporte; constituyen la base de desarrollo de uno de los renglones más dinámicos de la actividad industrial en el país: la petroquímica; generan una importante demanda de bienes y servicios, con capacidad de promover un desarrollo significativo de su producción nacional; constituyen, en conjunto con la minería, la actividad en la que mayor inversión extranjera ha atraído el país. De otra parte, la explotación y

¹. Las conceptos y opiniones contenidos en este texto son responsabilidad exclusiva de los autores y no comprometen a ninguna de las instituciones publicas o privadas a que estos se encuentran vinculados.

² La elaboracion del capitulo VIII correspondiente a la politica petroquimica conto con la colaboracion de los doctores Ana Rita Cardenas y Carlos Alberto Garay.

consumo de hidrocarburos contribuyen, como pocas otras actividades, a la contaminación atmosférica y de los recursos hídricos nacionales.

A pesar de los considerables logros obtenidos en los distintos aspectos de la actividad petrolera en el país, subsisten diversas áreas y aspectos específicos con respecto a los cuales no existe una definición precisa de políticas, o en los que ésta resulta inconsistente o insuficiente para permitir al país aprovechar al máximo las ventajas potenciales de la actividad y limitar sus efectos nocivos. El propósito del presente estudio es el de identificar éstas "área-problema" o "issues" de la política petrolera, con una visión de largo plazo, y sugerir orientaciones de política y recomendaciones concretas para su solución o esclarecimiento.

Los "issues" serán agrupados bajo los siguientes temas generales: política de exploración, producción y exportaciones (Capítulo III); política de precios (Capítulo IV); política de regalías y manejo de los excedentes petroleros (Capítulo V) ; políticas de utilización del gas natural y propano (Capítulo VI); políticas de refinación y transporte de crudo y derivados (Capítulo VII); política de desarrollo de la industria petroquímica (Capítulo VIII); conservación ambiental y planificación energética (Capítulo IX); y política de desarrollo tecnológico (Capítulo X). El tema de la política de distribución de combustibles es objeto de un estudio simultáneo por parte de Fedesarrollo y, en consecuencia, no se trata acá sino de manera tangencial. El Capítulo II presenta una breve discusión de la contribución de las exportaciones y excedentes petroleros al desarrollo económico nacional, a título de introducción general al tema.

II. EXPORTACIONES Y EXCEDENTES PETROLEROS Y LA ECONOMIA NACIONAL.

A. LA CONTRIBUCION DE LAS EXPORTACIONES Y EXCEDENTES PETROLEROS.

La experiencia del país en las últimas dos décadas, como la de muchos otros, demuestra de manera incuestionable la importancia crucial de conservar la actual condición de exportador neto de hidrocarburos. En efecto, después de varias décadas de exportar petróleo, el país se convirtió en importador neto de hidrocarburos en 1976, justo después de que se habían cuadruplicado los precios del crudo en los mercados internacionales, y volvió a recuperar la condición de exportador neto solamente hasta 1986. La comparación de estos períodos permite establecer con claridad los costos y riesgos que trajo para la economía del país la década de importador neto de hidrocarburos, así como los grandes beneficios derivados de su nueva condición exportadora.

Los cuadros 2.1 a 2.5 resumen la contribución del sector petrolero a la economía nacional. Como puede observarse, en un año de precios del crudo hoy considerados normales, como fué 1987, las exportaciones de hidrocarburos representaron el 26.2% de las totales del país y el balance comercial de hidrocarburos superó en 52% al global del país (en otras palabras, el país habría incurrido en un déficit comercial en ausencia del superavit generado por el sector); los impuestos al sector petroleo representaron el 17.6% del recaudo total del impuesto a la renta y complementarios, el 14.2% de los ingresos corrientes totales de la Nación y el 6.5% de los ingresos consolidados del sector público; el déficit fiscal consolidado hubiese aumentado en 187% sin la contribución del sector petrolero; el ahorro originado en el sector representó el 73.7% del ahorro público total y el 24.4% del ahorro nacional; las inversiones del sector aportaron el 18% de la inversión pública y el 19.9% de la inversión total del país.

Si bien las exportaciones petroleras han alcanzado un valor similar e incluso superior a las del café, su contribución **neto** a la balanza de pagos del país (cuadro 2.6) resulta muy inferior, una vez descontado el valor de las importaciones de gasolina, bienes de capital, insumos y servicios, y habida cuenta del monto, positivo o negativo según el año, del ingreso neto de capitales

asociado con el proceso de inversión del sector (ingreso de nuevos capitales extranjeros menos utilidades no reinvertidas en el país; desembolsos menos amortizaciones de crédito externo). **Por el contrario, ninguna otra rama de la actividad económica ha llegado jamás a contribuir de manera tan significativa a las finanzas públicas y al proceso de ahorro-inversión de la economía.** En consecuencia, desde un punto de vista macroeconómico, los temas prioritarios de análisis asociados con la industria son los vinculados con los determinantes de la generación de excedentes en el sector (política de exploración -Capítulo III- y política de precios -Capítulo IV-) y con su manejo (Capítulo V). Por esa razón éstos son los primeros temas tratados en éste documento.

La comparación del período exportador con el importador marca un agudo contraste. Para comenzar, la suma de las importaciones de petróleo y derivados entre 1975 y 1985 alcanzó la cifra de 4.725 millones de dólares, equivalentes al 44.4% de la deuda externa que tenía el país al final de ese año; porcentaje que sería considerablemente superior al tomar en cuenta el rendimiento que habrían producido esas divisas invertidas en otras actividades o utilizadas en reducir el saldo de la deuda, así como las erogaciones de divisas en compras de petróleo crudo producido en el país por las compañías concesionarias y asociadas. Esta carga, no despreciable, pudo haber sido sustancialmente mayor, de no haber mediado dos hechos:

1) La disponibilidad de niveles particularmente altos de ingresos externos por concepto de las exportaciones de café entre 1976 y 1981, como consecuencia, en los primeros tres años, del alza de los precios en el mercado internacional y en los últimos dos de los considerables aumentos en producción obtenidos gracias a los incrementos en siembra de café caturra en los años anteriores. Esta coyuntura permitió evitar que el rápido crecimiento del valor de las importaciones de petróleo y derivados, hasta los 701.1 millones de dólares en 1980, afectara en manera grave la liquidez internacional del país. Aún así, las importaciones de petróleo y derivados llegaron a representar el 17.5% del valor de las importaciones totales del país en 1979.

2) El viraje que se dió en la política petrolera entre 1974 y 1976, como respuesta a la perspectiva de importaciones rápidamente crecientes, que, conjuntamente con el efecto de los precios altos sobre la actividad de las

compañías privadas, permitió que en pocos años la producción de petróleo volviera a aumentar, conteniendo el crecimiento de las importaciones, reduciéndolo luego a partir de 1981 y consiguiendo finalmente la recuperación de la capacidad de autoabastecimiento y de exportación neta.

Durante gran parte de la década de 1975 a 1985 (específicamente entre 1978 y 1985) las finanzas de la Empresa Colombiana de Petróleos fueron altamente deficitarias, como consecuencia del hecho de que el costo de las importaciones de petróleo y gasolina no podían ser recuperadas por la empresa en sus ventas internas, dado el considerable rezago de los precios **netos** recibidos por Ecopetrol frente a los precios internacionales (Gráfico 2.1 y Cuadro 2.7). Esta situación financiera de la empresa limitó su capacidad de inversión, la condujo a un creciente endeudamiento, exigió que el gobierno mantuviera asignada a ella la parte de las regalías generadas en la producción de petróleo que en principio debería corresponder a la Nación y que le otorgara cuantiosos subsidios de tipo cambiario. En otras palabras, durante los años en que el país fue importador neto de hidrocarburos, la actividad petrolera succionó recursos netos de divisas e hizo un aporte modesto al ahorro interno y a los recursos fiscales.

En abierto contraste, a partir de 1986 las exportaciones petroleras comenzaron a contribuir de manera creciente a la estabilidad de balanza de pagos del país así como a la generación de importantes excedentes de ahorro interno, que fueron transferidos en su mayor parte a apoyar las finanzas del Gobierno Nacional y de otras entidades del Gobierno Central, contribuyendo de manera significativa al equilibrio fiscal conseguido durante estos últimos años.

En lo que hace a la balanza comercial, las exportaciones de petróleo y derivados alcanzaron la suma de 1357 millones de dólares en 1989, frente a 1524 procedentes de exportaciones de café, equivalentes al 22.3% de los ingresos totales por exportaciones del país. En adición, las importaciones de hidrocarburos se redujeron de 459.2 millones de dólares en 1985, a 133.8 en 1986 y 103 en 1987, para volver a aumentar a 324 en 1989. El sector pasó de tener un impacto muy negativo sobre la balanza de pagos del país, a uno positivo, moderado pero significativo.

Por su parte, a partir de 1987 la regalía del 8% no asignada a los departamentos y municipios se trasladó íntegramente a la Nación y, aún así la

empresa volvió a generar utilidades significativas y considerables excedentes de liquidez. La empresa ha pagado impuestos de renta a una tasa del 50% y ha transferido excedentes financieros a la Nación, al Fondo Vial, a Carbocol, al Sector eléctrico y a otras entidades públicas a través de diversos mecanismos. El monto de éstas transferencias, incluyendo la totalidad de las regalías y los impuestos al consumo de derivados, pasó de un equivalente del 5% de los ingresos corrientes de la Nación en 1970 a un 17.6% en 1989. El ahorro bruto generado en la actividad (regalías, impuestos al consumo y Generación Interna Neta de Fondos de Ecopetrol) ha llegado a ser equivalente a más del 50% del ahorro consolidado del sector público y a más de un 15% del ahorro nacional total.

B. LOS DETERMINANTES: EL NIVEL DE EXPLORACION Y LA POLITICA DE PRECIOS

La enorme diferencia del impacto de la actividad petrolera sobre la economía nacional en los períodos 75-85 y 86 en adelante, se debe a dos factores fundamentales:

1) A la política de exploración, por cuanto el nivel de exploración se ha constituido en el determinante fundamental del nivel de producción petrolera y, en consecuencia, de la disponibilidad de excedentes exportables o de requisitos netos de importación.

2) A la política de precios internos, comoquiera que la existencia de precios netos de impuestos (el ingreso neto recibido por Ecopetrol) en la venta de derivados de petróleo ha estado sistemáticamente por debajo de los precios internacionales de éstos (cuadro 4.1) y, en consecuencia, constituyen la explicación fundamental del deterioro financiero de la empresa durante el período importador; además de que, por su influencia sobre el volumen de consumo de los derivados, ha contribuido también a determinar el tamaño de los excedentes exportables o de los requisitos netos de importación. En ésta forma, la relación entre los precios netos internos y los precios internacionales determina hasta que punto los excedentes financieros potenciales de la actividad petrolera son captados a través de Ecopetrol como mayores niveles de ahorro interno, o son simplemente transferidos como subsidios a los consumidores de los derivados del petróleo.

III. POLITICA DE EXPLORACION, PRODUCCION Y EXPORTACIONES

A. EXPLORACION, RESERVAS, PRODUCCION Y EXPORTACIONES.

La insuficiencia de los niveles de exploración en el país durante las décadas de los 60s y 70s determinó que los incrementos de producción hasta 1970 corrieran a costa de las reservas descubiertas remanentes (véase el Cuadro 3.1 y la gráfica 3.1). Estas disminuyeron de manera continua desde 1950 (cuando las reservas remanentes eran de 1235 millones de barriles y la relación de reservas a producción de 36 años) hasta 1978, cuando las reservas remanentes fueron apenas de 380 millones de barriles y la relación de reservas a producción de 8 años. A partir de 1971 el agotamiento de las reservas remanentes no permitió continuar aumentando la producción; su descenso marcado a partir de ese año, frente al continuo crecimiento de la demanda interna, condujo a que se evaporara con rapidez el excedente exportable y comenzaran a crecer en forma sumamente rápida las importaciones netas de petróleo y derivados a partir de 1975.

Fué solo después de que se logró recuperar los niveles de exploración a partir de 1979, gracias a los cambios de política introducidos entre 1974 y 1976 ³, cuando la producción volvió a repuntar y se consiguió comenzar a reducir las importaciones (desde 1981) y retornar a la condición de exportador neto (en 1986). El aumento de producción durante éste último período no ocurrió a costa de las reservas remanentes, ya que éstas volvieron a aumentar hasta los 2196 millones de barriles en 1988. En 1989, sin embargo, volvieron a reducirse las reservas remanentes. (Cuadro 3.1)

B. EL RETO DE LA POLITICA EXPLORATORIA

Establecida ésta clara relación causal entre nivel de exploración y nivel de producción y exportaciones netas, se plantea la pregunta de si los niveles actuales de exploración serán suficientes para mantener el carácter de exportador neto de hidrocarburos hasta bien entrado el próximo siglo.

³ Para un análisis detallado del viraje de política ocurrido en éstos años y de sus efectos, véase el Estudio Nacional de Energía, G. Mejia, Millan y Perry. 1982, Capítulo VII.

Las proyecciones disponibles muestran cómo debido a la rápida declinación que tendrá el yacimiento de Caño Limón (que responde hoy por cerca de la mitad de la producción y de las reservas remanentes del país), aproximadamente a partir de 1996, el país entraría hacia 1997 o 1998 en situación de importador neto de hidrocarburos si no mediaran nuevos hallazgos. Con los hallazgos "esperados" (más probables) obtenidos a partir del nivel de exploración actual, el país podría mantener la situación de autoabastecimiento y exportador neto hasta aproximadamente el año 2005⁴ (Cuadros 3.2.1 a 3.2.3)

En consecuencia, el primero y más importante de los "issues" de la política petrolera colombiana continúa siendo el de cómo garantizar un nivel de exploración superior al actual y con un nivel de eficiencia suficiente para que el país logre mantener el autoabastecimiento hasta bien entrado el próximo siglo.

C EL CONTENIDO DE LA POLITICA EXPLORATORIA

La precisión del contenido de la política exploratoria que haga posibles éstas metas, exige otorgar consideración debida a una serie de tendencias recientes y previsibles de la actividad exploratoria y de los hallazgos petrolíferos. En particular:

1. La Necesidad de la Inversión Privada.

Pese a los considerables esfuerzos realizados durante el anterior Gobierno para fortalecer la capacidad exploratoria de Ecopetrol e incrementar el nivel de su actividad exploratoria directa, la empresa está contribuyendo apenas con cerca de

⁴ Estas proyecciones suponen hallazgos promedio por pozo exploratorio similares a los de la historia reciente; los hallazgos podrían ser mayores o menores, según la eficiencia y en alguna medida la suerte de la actividad exploratoria futura. Así, por ejemplo, el Estudio Nacional de Energía demostró que era posible encontrar yacimientos del tamaño de Caño Limón, pero otorgaba una probabilidad relativamente baja a este suceso; en consecuencia, las proyecciones del nivel **esperado** de hallazgos no contemplaban yacimientos de éste tamaño. Por el contrario, en el año de 1989 y en lo corrido del año 90, el nivel de hallazgos ha sido particularmente bajo frente a la historia reciente, lo que de continuar así presupondría que el país perdería su capacidad de autoabastecimiento bastante antes del año 2005, aún en caso de que lograra mantener los actuales niveles de exploración.

una cuarta parte del nivel actual de exploración. Más aún, en los años de 1989 y 1990 su nivel de perforaciones directas disminuyó de manera significativa con respecto a los niveles alcanzados en 1987 y 1988, como consecuencia principalmente de dificultades de carácter tecnológico y administrativo. En otras palabras, dada la actual situación tecnológica y gerencial de Ecopetrol en éste campo (Capítulo X), la empresa no está, ni estará en los próximos años, en capacidad de llevar a cabo la totalidad del esfuerzo exploratorio que requiere el país para mantener su autoabastecimiento petrolífero. En consecuencia, continúa siendo necesario un aporte sustancial de la inversión privada, nacional y extranjera, incluso superior al que ha venido haciendo en los últimos años.

2. La Conveniencia de la Inversión Privada.

Aún si Ecopetrol tuviera la capacidad tecnológica, gerencial y financiera necesarias para llevar a cabo por sí sola el nivel de exploración requerido por el país para conservar el autoabastecimiento petrolero, no sería conveniente dejar de contar con la contribución de la inversión privada extranjera en éste campo, al menos por tres razones básicas. La primera y mas obvia, para conseguir un mayor nivel de descubrimientos que permitiría consolidar una posición exportadora. La segunda, para evitar riesgos de baja eficiencia exploratoria y obsolescencia tecnológica. La tercera, por cuanto frente a una variedad de opciones de inversión que oscilan entre una muy alta rentabilidad esperada pero con alto riesgo (la exploración directa de Ecopetrol) y una menor, pero aún alta, rentabilidad esperada pero con cero riesgo (el Contrato de Asociación), al país lo que más le conviene es disponer de un portafolio amplio y equilibrado de inversiones en exploración bajo diferentes modalidades .

3. La Exploración Directa de Ecopetrol, el Fondo Nacional de Exploración y el Refuerzo Tecnológico.

Estas mismas razones justifican, por supuesto, que Ecopetrol haga el máximo esfuerzo exploratorio directo por el que pueda responder desde el punto de vista técnico (prospectos bien seleccionados, con base en un análisis exhaustivo de las cuencas respectivas), administrativo y financiero. Este esfuerzo debe garantizar, además, que el país logre en cada año un nivel de exploración mínimo.

Estudios econométricos realizados para el presente estudio (Véase el Anexo al presente capítulo) indican que el número de pozos A-3 ("Wildcats": pozos exploratorios con posibilidad de descubrir nuevos yacimientos)⁵ perforados por las compañías asociadas a partir de 1972 ha dependido, de manera estadísticamente significativa, del número de contratos de Asociación (y Participación de Riesgo) vigentes ⁶ y, especialmente, del precio internacional promedio del año anterior. A su turno, el número de contratos vigentes ha dependido de los hallazgos en los dos años anteriores y ha sido significativamente mayor a partir de 1974, gracias a los cambios de política ocurridos a partir de esa fecha. Cuando se toma un período más largo de análisis, los determinantes principales del nivel de perforación exploratoria de las compañías privadas son el precio internacional promedio del año anterior y, en segundo lugar, el cambio de política que tuvo lugar a partir de 1974. Resultados similares se han obtenido para explicar el nivel de perforación exploratoria a nivel internacional (Perry et al., 1982).

En síntesis, el nivel de actividad de las compañías depende de manera crítica del nivel de los precios internacionales: éstos no solamente sirven de indicadores de la rentabilidad de las inversiones en exploración, sino que determinan el monto de recursos propios disponibles para financiarlas. Ecopetrol debe acentuar sus esfuerzos exploratorios cuando la actividad de las compañías se reduzca por factores coyunturales o tendenciales.

A éste fin, resulta indispensable que Ecopetrol disponga de fondos para la exploración en épocas de precios internacionales bajos: ésta fué la razón por la que se creó el Fondo Nacional de Exploración en 1986, al que se destina el 10% de los ingresos brutos por exportaciones de la empresa, y que debe capitalizarse en años de precios normales para que pueda financiar la exploración en años críticos. **En éste contexto resulta preocupante la tendencia que se ha observado en los últimos años, por parte de las autoridades**

⁵ Existen otros tipos de pozos exploratorios: "step-outs" y "step-ins", denominados por Ecopetrol como A-1 y A-2, que son esencialmente confirmatorios de la extensión o profundidad de los yacimientos encontrados, y los pozos estratigráficos destinados verificar hipótesis geológicas.

⁶ Más exactamente, del número de contratos vigentes a principios del año anterior menos los contratos renunciados en ese año.

económicas, a comprometer la liquidez del Fondo en el respaldo a las obligaciones externas del sector eléctrico.

Asimismo, para que Ecopetrol esté en capacidad de acometer con éxito un programa mínimo pero creciente de exploración directa, se hace necesario redoblar los esfuerzos que se han venido haciendo en los últimos años para reducir el atraso tecnológico que aún padece en éste campo (véase al respecto el Capítulo X)

4. La exploración privada y los Contratos actuales.

Las políticas vigentes y las condiciones establecidas en los contratos de asociación colombianos han demostrado ser atractivos para un gran número de compañías privadas extranjeras y nacionales, grandes y pequeñas, que en el curso de las últimas dos décadas (1970 a 1989) han suscrito un total acumulado de 259 contratos de asociación (de los cuales 30 en la nueva modalidad de Participación de Riesgo, establecida como forma complementaria del contrato tradicional de asociación a principios de 1987) y han invertido cerca de US\$1600 millones de capital de riesgo.

Los resultados de una evaluación de 10 de éstos contratos que se encuentran en producción, basada en el análisis efectuado por la Universidad Nacional por encargo de la Contraloría General de la República, se sintetizan en los cuadros 3.4 a 3.9. (Universidad Nacional de Colombia, Centro de Investigaciones para el Desarrollo- CID: 1990).

Los cuadros 3.4 y 3.5 presentan los resultados obtenidos en cada uno de éstos contratos para una proyección de precios bajos (18 dólares de finales de 1988 por barril exportado hasta el final de la vida útil de los contratos) bajo dos supuestos diferentes de depreciación y un cálculo teórico de tributación por impuesto de renta y remesas al exterior. La tasa interna de retorno (TIRF) obtenida por las compañías resulta en general mayor para los campos compuestos por yacimientos de mayor tamaño; las desviaciones a ésta regla se explican o bien por altos costos de transporte (Cravo Norte) o por tratarse de crudos pesados (Cocorná). Según éstos cálculos, que subestiman la rentabilidad obtenida por las compañías al sobrestimar su tributación, como veremos luego, solamente en el caso de yacimientos muy pequeños (y precios bajos) las tasas internas de retorno

resultan menores al 10% en dólares constantes. Para Ecopetrol la TIRF supera al 14% en todos los casos y es, en contraste, muy alta en el caso de yacimientos pequeños. La enorme diferencia en las TIRF para Ecopetrol y las compañías en los contratos que han encontrado campos más pequeños se debe a que en éstos casos los costos de exploración no recuperados por las compañías y la participación gratuita del 20% para el Estado (equivalente a la regalía) que contemplan los contratos, gravitan en mayor proporción sobre sus costos totales.

Nótese que la participación de las compañías asociadas en el Valor Presente Neto (calculado a una tasa de descuento del 12%), frente a la obtenida por Ecopetrol, es mayor entre mayor sea el tamaño de los yacimientos descubiertos (llegando al 32.5% en el caso de Cravo Norte y al 35% en el del gas de la Guajira). Con una proyección de precios más altos aumenta tanto la rentabilidad como la participación en las utilidades netas por parte de las compañías asociadas.

Los cuadros 3.6 y 3.7 presentan el resultado agregado de éstos contratos . En el agregado, bajo los supuestos mencionados, la participación de Ecopetrol asciende aproximadamente al 70.5% y la de las compañías al 29.5%. Teniendo en cuenta los demás ingresos del Estado colombiano (por regalías e impuestos), la distribución entre Estado y compañías sería del 86% y el 14% respectivamente. Sinembargo, éstas cifras están muy influenciadas por los supuestos sobre tributación. El cuadro 3.9 recalcula las participaciones con un factor derivado de la diferencia encontrada entre el cálculo teórico y las cifras reales de impuestos liquidados en los años de operación de los contratos (cuadro 3.8) y obtiene una distribución entre Ecopetrol y las compañías del 60% y 40%, respectivamente, y entre el Estado y las compañías del 78% y el 22%, respectivamente, cifras éstas más cercanas a la realidad que las anteriores. El mayor problema jurídico y práctico que se ha encontrado en la tributación de las compañías se refiere a la aplicación del impuesto a las remesas al exterior (utilidades no reinvertidas). La tasa de éste impuesto se redujo en 1989 y una sentencia reciente del Consejo de Estado puede dejar sin piso su aplicación; en éstas circunstancias la distribución de utilidades entre Estado y compañías cambiaría en favor de las segundas.

Los cuadros 3.10 y 3.11 presentan cálculos comparativos de la rentabilidad de las inversiones efectuadas por compañías extranjeras para casos "tipo" en distintos países. Estos cálculos consideran las "eficiencias" típicas de

exploración en éstos países y el tratamiento tributario completo, incluyendo la deducibilidad o no deducibilidad de los gastos de exploración no exitosa de las utilidades obtenidas en otros contratos (Van Meurs, 1988). Colombia aparece en una situación intermedia en términos de la participación Estado-compañías.

Los resultados anteriores indican que las políticas vigentes y las condiciones establecidas en los contratos colombianos hacen atractiva y competitiva, a nivel internacional, la búsqueda de yacimientos de crudos ligeros, de tamaño mediano y grande, situados en las cuencas más conocidas de nuestro país, a tiempo que mantienen para el Estado una participación satisfactoria en las rentas y utilidades netas. Sin embargo, esos mismos resultados, y un análisis cuidadoso del impacto de distintas variables sobre la rentabilidad y la distribución de utilidades netas esperadas en los contratos, indican que no ocurre necesariamente lo mismo en cuanto se trate de yacimientos de crudos pesados o de gas libre, ni de crudos ligeros pero de tamaño pequeño o muy distantes de infraestructura existente de transporte y refinación, como tampoco en lo que hace a la exploración de las denominadas cuencas "inactivas", en las que a la falta de infraestructura se añade la escasa información existente y en consecuencia un mayor riesgo.

Desde un punto de vista teórico, la estructura económica óptima de los contratos incluiría un "impuesto al exceso de utilidades", además de la regalía, el impuesto general a la renta y a la remesa de utilidades al exterior. En principio, el impuesto al exceso de utilidades tomaría en cuenta de manera precisa el efecto que tienen sobre la rentabilidad las distintas variables: el precio, la calidad de los hidrocarburos encontrados (con su incidencia sobre precio del producto y costos de extracción y transporte), el tamaño de los yacimientos, los costos de transporte por localización, el mayor costo exploratorio y la mayor demora en producir en que se incurre en áreas con escasa información e infraestructura de transporte ⁷. No obstante, éste tipo de impuesto resulta de muy difícil administración y control y por esa razón muchos países han optado por aproximaciones según las cuales la regalía o la participación en la producción varían en forma preestablecida (de

⁷ Algunos países han optado en ocasiones por el cálculo de una rentabilidad fija para las asociadas. Este esquema, sin embargo, elimina el riesgo y los estímulos a la eficiencia y es tan difícil de administrar y controlar como el impuesto de exceso de utilidades.

acuerdo con tablas de diferente grado de complejidad) con algunas de éstas variables.

Colombia podría optar en el futuro por alguna de éstas fórmulas. Sinembargo, el esquema actual ha funcionado bien en términos generales y es bien conocido y reputado internacionalmente, de modo que se incurriría en costos y riesgos altos si se procediera a un cambio sustancial. Parece más prudente, y es lo que acá se aconseja, adaptarlo a aquellas situaciones en las que no otorga un estímulo suficiente a la exploración privada, en la forma en que se discute en las secciones siguientes. El país ha optado por una estrategia simétrica en los últimos años en lo que se refiere a las áreas más prospectivas y de menor riesgo (para las que se introdujo en 1987 el Contrato de Participación de Riesgo, en el que Ecopetrol recibe una mayor participación y comparte en alguna medida los riesgos de exploración) y a los yacimientos de mayor tamaño (introduciendo una clausula de participación creciente con el nivel de la producción acumulada).

5. Las Cuencas "Inactivas" o "Frías".

El país cuenta con trece cuencas sedimentarias, potencialmente petrolíferas, de las cuales solamente cinco han tenido un nivel mínimo de actividad exploratoria y de producción. Una parte considerable de la exploración y hallazgos futuros debe tener lugar en cuencas sedimentarias distintas a las que hoy están sometidas a un mayor nivel de exploración, comoquiera que de no ser así comenzaría a presentarse una relativa "saturación" en algunas de éstas últimas (reflejada en tamaños pequeños de hallazgos y reservas por descubrir) y no sería posible encontrar el monto de reservas requerido para continuar produciendo excedentes petroleros. Las proyecciones de Ecopetrol y las efectuadas en éste estudio así lo indican.

La política exploratoria futura tiene, en consecuencia, que encontrar formas apropiadas para interesar en mayor medida a las compañías asociadas en la exploración de las denominadas cuencas "inactivas" o "frías". En 1988 se llevó a cabo un primer intento, sacando a licitación internacional la explotación de varios bloques en la Cuenca del Pacífico. Se ofrecieron áreas mucho mayores que en el resto del país y se estableció como condición base de la licitación una participación máxima de la compañía asociada algo mayor que en el resto de contratos de Asociación. Un gran número de compañías retiró pliegos, aunque

solamente 2 presentaron ofertas, en condiciones idénticas a los demás contratos de Asociación. Debe evaluarse si éste es el procedimiento más apropiado a éste fin y, si lo es, que medidas complementarias requiere.

Comoquiera que la relativa 'inactividad' exploratoria en éstas cuencas está vinculada con su menor conocimiento, la menor disponibilidad de infraestructura y, en general, la mayor incertidumbre y riesgo de las inversiones en exploración, habría una amplia gama de medidas, alternativas o complementarias, a considerar:

(i) mayores inversiones de Ecopetrol en cubrimiento sísmico, estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos, etc, que aumenten el nivel de conocimiento y, en consecuencia, reduzcan la incertidumbre y riesgo;

(ii) otorgamiento de mayores áreas, menores obligaciones de devolución de áreas, mayores plazos de exploración y de la vida de los contratos y programas más flexibles de exploración;

(iii) menores participaciones de Ecopetrol en el producido (en forma análoga a como el Contrato de Participación de Riesgo contempla participaciones mayores en las áreas más conocidas y de menor riesgo) ;

(iv) mayor participación de Ecopetrol en las inversiones de transporte requeridas para la explotación de los hallazgos;

(v) la utilización de mecanismos de promoción, a través de licitaciones de bloques, para los cuales y en forma estrictamente temporal se concedan las ventajas anteriores.

La licitación de bloques tiene el atractivo especial de que concentra la atención de un número muy grande de compañías en el estudio de áreas específicas, ya que las ventajas que se otorgan para ellas están circunscritas en el tiempo y exigen, en consecuencia, dedicar algunos recursos a examinar si conviene o no conviene participar en ellas. Además, constituyen el mejor pretexto y el mejor mecanismo para hacer labores de promoción en el exterior para la inversión extranjera en éste campo.

6. Los Incentivos Fiscales a la Exploración.

Debe considerarse la conveniencia eventual de establecer nuevos mecanismos de estímulo fiscal, en particular para la exploración de las cuencas frías o inactivas. Debe tenerse en cuenta que, en general, la utilización de mecanismos fiscales sería particularmente atractivo para las compañías que están produciendo petróleo y en consecuencia generando utilidades y pagando impuestos en Colombia y deben estar orientadas a que reinviertan una mayor proporción de éstas utilidades en inversiones de riesgo en el país.

Estudios recientes demuestran que la principal explicación de porque en países productores en los que la participación del Estado es más alta (v.gr. en Noruega e Indonesia) continua habiendo niveles muy altos de exploración, consiste en el hecho de que permiten deducir los gastos de exploración de la base de aplicación de los impuestos sobre la renta y a los excesos de utilidades. **En éstas condiciones, paradójicamente, entre mayor sea la tasa de tributación o participación del Estado, mayor resulta el incentivo a reinvertir las utilidades obtenidas.** Mas aún, éste efecto hace prácticamente imposible que los países no productores puedan competir en atraer nueva inversión con aquellos en los que un número grande de compañías tiene ya contratos en producción.

En Colombia hay hoy un número considerable de compañías obteniendo ingresos de la actividad petrolera y el sistema tributario presenta un doble incentivo a reinvertir las utilidades:

1) la existencia de un impuesto a las remesas -a las utilidades no reinvertidas-;

2) el hecho de que el sistema tributario permite amortizar **todas** las inversiones en exploración, así no resulten exitosas. El efecto de éste segundo aspecto se hará más importante cuando la adopción del sistema integral de ajustes por inflación permita actualizar el valor de la base de cálculo de las amortizaciones.

Sinembargo, **para hacer más efectivo éste incentivo, puede convenir permitir que los gastos en exploración se traten como gastos deducibles íntegramente en el período en que se lleven a cabo.**

En adición, conviene contemplar la conveniencia de establecer alguno de los siguientes estímulos **específicos para la exploración en "cuencas frías"**:

(i) Un crédito tributario especial, equivalente a un porcentaje (v.gr. 20%) de las inversiones en exploración en cuencas "frías";

(ii) Permitir que un monto de utilidades similar al invertido en las cuencas inactivas o frías, sea exonerado de impuesto de remesas a utilidades, ya sea que esas utilidades procedan de explotación en esas cuencas o en cualquier otra actividad petrolera en el país.

Finalmente, debe subrayarse que las medidas contempladas en ésta sección y en la anterior tendrían que estar claramente circunscritas en el tiempo (v.gr, para contratos suscritos durante los próximos cinco años) , con el objeto de que resulten efectivas en promover en el corto plazo el interés de las compañías en las cuencas inactivas.

7. Disposiciones para el Hallazgo de Crudos Pesados.

Un porcentaje creciente de los hallazgos del país en los últimos años está constituido por crudos pesados. Como es probable que ésta tendencia continúe y como la rentabilidad obtenida en la explotación de crudos pesados es menor, resultaría conveniente adecuar los términos económicos de los contratos de asociación y participación de riesgo para el evento del descubrimiento de éste tipo de crudos. Más importante aún, debe buscarse que los nuevos hallazgos de petróleo puedan ponerse en producción en un período corto de tiempo.

En éste contexto, conviene que Ecopetrol mantenga los actuales esfuerzos de investigación relacionados con el transporte y utilización de crudos pesados y, de manera muy particular, con el desarrollo de emulsiones como las desarrolladas en Venezuela. La construcción de la nueva refinería en el Magdalena Medio que cargará hasta en un 50% crudos pesados del área de Cocorná, constituirá un

estímulo importante a la búsqueda de crudos pesados. Lo mismo sucedería si se facilita que quien encuentre crudos pesados pueda establecer libremente refinerías para su utilización, bajo normas claras del propio Contrato de Asociación (ver sección VII)

8. Disposiciones para el Hallazgo de Campos Pequeños.

Más de un 60% de los campos encontrados en el país tienen reservas inferiores a los diez millones de barriles, si bien las reservas totales encontradas en campos de éste tamaño han contribuido apenas con cerca de un 8% de las reservas totales del país.

La tasa de rentabilidad de la explotación de los yacimientos pequeños es mucho menor, debido a las enormes economías de escala que se presentan en los yacimientos más grandes, comoquiera que los costos exploratorios son prácticamente iguales para unos y otros y los costos de desarrollo varían en proporción al tamaño del yacimiento, aproximadamente como lo hace el área con respecto al volumen de un cubo. Más aun, la rentabilidad obtenida por la compañía extranjera se hace muy pequeña o incluso negativa, teniendo en cuenta que en adición a los costos debe contribuir con un 20% participación gratuita para el Estado, equivalente a la regalía, independientemente del tamaño de los hallazgos.

Una tasa de rentabilidad muy baja o negativa obtenida en yacimientos pequeños, que son los que se pueden encontrar con mayor probabilidad, necesariamente desestimula la disposición a tomar riesgos en inversiones en exploración por parte del capital privado. Este hecho puede ser particularmente grave en áreas como el piedemonte llanero en Casanare y el Meta, en el Caquetá y parte del Putumayo, donde es posible encontrar un volumen grande de reservas en un número muy grande de pequeños yacimientos en trampas estratigráficas y de otra índole.

Las consideraciones de economías de escala, y de riesgo relativo, fueron precisamente las razones que condujeron a introducir cláusulas de participación creciente de Ecopetrol según el nivel de producción acumulada, como lo había propuesto el Estudio Nacional de Energía desde 1981, inicialmente en los contratos de Participación de Riesgo a principios de 1987 y luego en todos los

contratos de Asociación a partir de 1990. Sinembargo, debe reconocerse que en ambas oportunidades se tuvo en cuenta el principio de riesgo relativo y economías de escala para introducir cláusulas de mayor participación de Ecopetrol en los hallazgos grandes, y en las áreas mas prospectivas, pero no se consideró simétricamente la situación de los yacimientos pequeños, ni de las áreas de mayor riesgo.

El análisis anterior indica, sinembargo, que en el caso de los yacimientos pequeños poco se ganaría con reducir la participación de Ecopetrol si simultaneamente se reduce su participación en los costos, pues el problema tiene que ver con bajas tasas de rentabilidad y solamente podría corregirse operando sobre el 20% de participación gratuita para el Estado, equivalente a la regalía, o sobre otros componentes del costo para la compañía asociada. La política exploratoria debe tener en cuenta éste hecho, ya que es posible disminuir la participación de Ecopetrol o del gobierno en los yacimientos de menor tamaño, si se quiere aumentándola en forma compensatoria en los de mayor tamaño, con lo cual se puede conseguir el efecto de estimular de manera significativa la actividad de las compañías, a tiempo que el valor esperado promedio de la participación del Estado no disminuya.

En otras palabras, el tratamiento más apropiado por los yacimientos de menor tamaño parecería estar constituido por una disminución del 20% de participación gratuita del Estado, equivalente a la regalía, en los yacimientos de menor tamaño, a cambio de una mayor participación en los yacimientos de mayor tamaño, o disminuyendo la participación de Ecopetrol en la producción acumulada hasta un monto mínimo pero sin reducir su participación en los costos de desarrollo, en forma simétrica a como en los nuevos contratos se incrementa su participación en la producción de los de mayor tamaño, sin aumentar su contribución a los costos de desarrollo. La fórmula precisa que se adopte debe basarse en simulaciones cuidadosas efectuadas con base en datos reales de exploración y extracción. En ésta forma sería posible encontrar una distribución más apropiada de los riesgos y beneficios de la exploración petrolera entre el Estado y las compañías, con mutuo beneficio.

9. La Búsqueda de Reservas de Gas Libre.

La búsqueda de reservas de gas libre encuentra un gran desestímulo en el hecho de que no existe una política coherente de utilización del gas ni de fijación de precios. Para nada sirve a los inversionistas encontrar nuevos yacimientos si no pueden vender el gas. Este hecho es particularmente grave en el caso de la Costa Atlántica, la región con un mayor potencial gasífero, como consecuencia del hecho de que se ha circunscrito la utilización de las grandes reservas ya descubiertas a los mercados existentes, de muy bajo crecimiento. Las opciones de política que podrían remediar ésta situación se discuten en el Capítulo VI.

10. Las Relaciones entre el Estado, Ecopetrol y las Asociadas.

La equidad y estabilidad de las "reglas del juego" y el espíritu de 'concertación' que ha prevalecido en el manejo de la asociación entre Ecopetrol y las compañías privadas durante la mayor parte de las últimas dos décadas, ha sido un factor determinante para que más de 30 compañías se encuentren invirtiendo en Colombia capitales de riesgo en búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos, a diferencia de lo que ocurre en el resto de América Latina.

En consecuencia, la introducción de modificaciones en nuevos contratos, como las aquí sugeridas, o como las que se llevaron a cabo recientemente, debe hacerse de manera muy esporádica, con un estudio suficiente y un amplio proceso de consulta. Además debe evitarse la modificación simultánea de un gran número de cláusulas, muchas de ellas de menor importancia. En términos más generales, debe evitarse que el proceso de estudio, decisión e implementación de modificaciones a las cláusulas contractuales interrumpa el proceso de negociación y suscripción de nuevos contratos y cause fricciones y traumatismos innecesarios en las relaciones comerciales con las compañías privadas, como desafortunadamente sucedió entre Octubre de 1989 y Marzo de 1990.

Ecopetrol debe jugar un papel central en la política exploratoria, tanto desde el punto de vista de su actividad directa, como en la creación de un ambiente apropiado para la actividad de las compañías asociadas:

a) En lo que hace a sus programas de exploración directa, se hace indispensable continuar reforzando la capacidad de análisis geológico, geofísico y

geoquímico y la capacidad de contratación e interpretación de trabajos sísmicos y de otra índole. A este fin, se requiere una activa búsqueda de cooperación e intercambio técnico con otras compañías petroleras estatales y privadas; así como la dedicación de una parte sustancial de los esfuerzos del Instituto Colombiano del Petróleo a la investigación en este campo (Capítulo X)

En adición, se hace necesario que la empresa aproveche en mayor forma la posibilidad de transferencia y tecnología que presenta la presencia de un número grande de compañías extranjeras en el país. De manera particular, los contratos de participación de riesgo establecen la participación de la empresa durante el período exploratorio, lo que hace necesario que la empresa designe personal suyo capacitado para participar en éstas labores durante ese período, de modo que pueda capturar los beneficios potenciales de la transferencia tecnológica (Capítulo X).

b.) En cuanto a la creación de condiciones apropiadas para una mayor actividad de las compañías extranjeras:

(i) Como ya se indicó, la empresa debe llevar a cabo una mayor actividad de contratación de actividades de exploración general (previas a la perforación) en las cuencas frías o inactivas, para aumentar su conocimiento geológico, geofísico y geoquímico y en consecuencia reducir el rango de incertidumbre y de riesgo que hoy en día inhibe una mayor participación de las compañías extranjeras en estas áreas.

(ii) La empresa debe estar dispuesta a participar en mayor medida en los costos de desarrollo de la infraestructura necesaria para la explotación del petróleo que se encuentre en estas cuencas inactivas o frías y, si es necesario, a reducir su participación en los beneficios de la producción, hasta tanto no se haya conseguido un nivel de actividad suficiente en ellas.

(iii). La empresa, a través del Instituto Colombiano del Petróleo, debe aumentar los esfuerzos de investigación para el aprovechamiento y transporte eficiente de los crudos pesados, en particular en cuanto a la utilización de técnicas de oriemulsión como las desarrolladas por Venezuela (Capítulo X). Asimismo, debe contemplar en sus planes la utilización y desarrollo del aprovechamiento de los crudos pesados, para estimular el descubrimiento de este tipo de campos.

(iv). El proceso de determinación y modificación del denominado "mapa de tierras" debe ser transparente y eficiente. Ecopetrol debe mantener como áreas de reserva exclusivamente aquellas en las que se propone llevar a cabo planes de perforación en los próximos tres a cinco años; debe mantener como áreas rosadas, para contratos de participación de riesgo, solamente aquellas en donde el nivel de información disponible le indique claramente una alta probabilidad de hallazgos y en las que la Empresa esté dispuesta a participar de manera activa durante el proceso exploratorio y en los riesgos de la exploración; debe mantener abierto para contratos de asociación el resto de las áreas. Para éstos propósitos debe evaluar la información obtenida en las áreas devueltas en un tiempo muy breve, para clasificarlas en una de estas tres categorías.

Comoquiera que actualmente Ecopetrol actúa como juez y parte en ésta decisión, parece conveniente que las modificaciones al mapa de tierras deban ser aprobadas por una instancia superior, en particular por la Comisión Nacional de Energía.

(v) Ecopetrol debe diseñar los mecanismos apropiados de licitación, o de otro tipo, para estimular la participación de las compañías petroleras en las cuencas inactivas o frías. En adición, debe llevar a cabo una labor activa de promoción de la inversión petrolera en Colombia en distintas partes del mundo. Para este fin resulta particularmente útil la convocatoria a rondas de licitación en cuencas inactivas. Estas se pueden utilizar no solamente para promocionar las cuencas inactivas, sino para informar a las compañías que no están en el país del nivel de actividad, de desarrollo y de descubrimientos en las cuencas que sí están en operación y los mecanismos expeditos de contratación que en ellas imperan.

(vi) En forma más general, se debe propender por una actitud de mayor cooperación entre Ecopetrol y las compañías asociadas, en particular en las labores de exploración. De todo lo expuesto se deduce que una acción más decidida de Ecopetrol en todas las tareas vinculadas con el proceso exploratorio en el país, resulta definitiva para conseguir mayores niveles de exploración por parte de las compañías asociadas. Se debe buscar que las compañías privadas así lo sientan y que no perciban a Ecopetrol como un competidor por áreas de exploración y en la distribución de costos y beneficios de las actividades conjuntas, sino como un socio comercial, eficiente, profesional y equitativo.

D. POLITICA DE PRODUCCION Y EXPORTACIONES.

En la medida en que los resultados del proceso exploratorio permitan encontrar reservas iguales o superiores a las producidas, de tal manera que la relación global de reservas remanentes a producción no descienda de una tasa prudente (v.g. 12 a 14 años), determinada por la Comisión Nacional de Energía, según lo dispone la Ley que la creó, los niveles de producción y exportaciones deberán continuar siendo determinados por consideraciones estrictamente técnicas y de conservación de recursos. Vale decir, en cada caso, con base en los análisis de simulación de la operación de los yacimientos se establecerían los MER (Maximum Extraction Rates) que permitan la recuperación más alta posible de las reservas in situ.

No obstante, si por insuficiencia del nivel exploratorio o en razón de pobres resultados, la relación de reservas a producción desciende del nivel que la Comisión Nacional de Energía haya determinado como prudente, el gobierno debe entrar a adoptar una serie de medidas que pueden incluir la limitación del nivel de producción y exportaciones, la limitación del consumo y estímulos adicionales a la exploración, con el objeto de restablecer el equilibrio y evitar que el país pase de nuevo a ser importador en forma acelerada. Así lo dispone también la Ley mencionada.

Hay que tener presente, sin embargo, que cualquier limitación a las tasas de producción o de exportaciones se puede constituir en un desestímulo a la exploración futura, por cuanto las compañías enfrentarían período más largos para la recuperación de sus inversiones. En tal circunstancia, con el objeto de evitar este efecto no deseado y de procurar, por el contrario, un mayor estímulo a la exploración, se podría reglamentar desde ahora que las eventuales limitaciones excepcionales a la producción y a las exportaciones no se aplicarían, o se aplicarían en menor medida, a contratos de asociación cuyas compañías asociadas hayan llevado o estén llevando a cabo mayores actividades de exploración, bajo el mismo contrato o en otras áreas.

En esta forma existiría un estímulo adicional a la exploración, cual es el de que las compañías sabrían que mientras se mantenga un nivel apropiado de exploración y de hallazgos, de tal forma que la relación reservas a producción

continúe por encima del nivel considerado como crítico, no habría limitación ninguna a la producción o a la exportación de excedentes. Y que aún si la relación global de reservas a producción desciende de los límites considerados como prudentes, si la compañía en cuestión ha llevado o está llevando a cabo inversiones significativas en exploración, no verá limitadas, o verá limitadas en una mínima cuantía las tasas de producción en sus contratos en ejecución.

IV. POLITICA DE PRECIOS INTERNOS

Como en el caso de todo bien transable internacionalmente, el costo de oportunidad de la utilización doméstica de petróleo o de sus derivados es igual, para la economía nacional, al costo de importar o de dejar de exportar una unidad adicional de dichos productos, más las diferencias en costos de transporte interno y distribución. Esto es así por cuanto una unidad adicional de consumo, en condiciones normales, conlleva a la necesidad de efectuar una unidad adicional de importación, en caso de que el producto se esté importando, o de reducir en una unidad las exportaciones, en caso de que existan excedentes exportables. En el primer caso, el costo de oportunidad relevante es el costo CIF de importación, más el costo de transporte al centro de refinación o de consumo y el costo de distribución; en el segundo caso, el costo relevante es el precio FOB de exportación, menos el costo de transporte a puerto desde el área de refinación o de producción, más los costos de distribución.

Estos costos de oportunidad deberían determinar los precios internos **netos de impuestos al consumo, comoquiera que éstos impuestos buscan precisamente gravar el consumo de los combustibles (o de cualquier otro bien) por encima del costo de oportunidad de su producción o importación.**

En el caso particular de la gasolina y el diesel utilizado en el sistema de transporte, el principal impuesto lo constituye el impuesto al Fondo Vial. Este impuesto se justifica en la medida en que corresponde a un cobro indirecto a los usuarios del sistema de carreteras, por concepto de los costos de inversión y mantenimiento que el Estado tiene que efectuar en el sistema vial y que no pueden ser recuperados de manera eficiente a través de cobros directos de peaje. Resulta evidente que este concepto de "cargos al usuario de vías" ("road user charges") debe corresponder al de un impuesto que se cobra **en adición al costo de oportunidad de la producción o importación de la gasolina o el diesel de transporte.**

El impuesto para el Fondo Vial se ha fijado de manera arbitraria en Colombia en la última década y media, como lo indica el cuadro 4.2, a través de la manipulación del precio de venta ex-refinería (sobre el que se cobra el impuesto)

y el denominado "margen de transporte y manejo". Esta práctica ha creado una considerable distorsión en la contabilidad de costos de Ecopetrol que dificulta evaluar la rentabilidad de las diferentes operaciones de la empresa. Además, haría imposible un proceso de desregulación de precios. Lo que sucedió de hecho fué que, a medida que el país tuvo que elevar sus precios internos como respuesta al aumento de los internacionales, se vió obligado, como otros países, a reducir la tasa efectiva de éste impuesto. El cuadro 4.2 indica que se redujo paulatinamente del 104% en 1973 a aproximadamente un 40% en 1982 y desde entonces se ha mantenido aproximadamente a ese nivel. Convendría entonces reconocer éste hecho mediante una modificación legal que fije éste impuesto ad-valorem en el 40%. La fijación del precio ex-refinería según el costo de oportunidad de los combustibles ocasionaría un incremento considerable de los recaudos del Fondo Vial sin necesidad de incrementar ésta tasa.

En forma análoga, el IVA y los otros impuestos a las ventas de carácter departamental que gravan los combustibles, al igual que cualquier otra aplicación de impuestos indirectos, se deben cobrar en adición al precio normal de mercado, ya sea que éste quede determinado por los precios CIF de importación o FOB de exportación (en el caso de bienes transables) o de costos de producción, en el caso de los no transables.

En adición, los impuestos al consumo deberían ser más altos para los combustibles más contaminantes (gasolinas, fuel oil). Véase el Capítulo IX.

En Colombia, los precios de los derivados, netos de impuestos al consumo, han estado por debajo de los precios internacionales por lo menos desde 1973, como se observa en el Gráfico 4.1 y en el cuadro 4.1 para el caso de la gasolina. Entre 1974 y 1983 éstos precios estuvieron creciendo en términos reales, ajustándose con un rezago al incremento de los precios internacionales, pero manteniéndose muy por debajo de su nivel. A partir de 1981, el descenso de los precios internacionales facilitó un acercamiento de los precios domésticos, aun cuando éstos no se incrementaron en términos reales, pero el precio interno neto continuó siendo inferior al internacional, aún hasta en vísperas del incremento en los precios internacionales en 1990 como consecuencia de la invasión iraquí a Kuwait.

Un ejercicio econométrico comprueba que el ajuste de precios no ha sido completo y que se ha efectuado con un rezago promedio de un año (vease anexo 1). Esto se debe al hecho de que los precios se ajustan solamente una vez al año. Posiblemente convenga en el futuro efectuar éstos ajustes con mayor frecuencia, aunque no de manera periódica (por cuanto ello podría acentuar el proceso inflacionario inercial que caracteriza hoy a nuestra economía). Los ajustes, por demás, una vez alcanzado el precio de equilibrio, deberán basarse tanto en las variaciones de los precios internacionales como del tipo de cambio.

Los precios inferiores a los costos de oportunidad, además de representar un subsidio regresivo a los usuarios de la gasolina y de las carreteras, han sido los principales responsables de que, durante la época en que el país fué importador neto, las finanzas de Ecopetrol y la contribución de la actividad petrolera al ahorro nacional fuesen tan precarias (Capítulo II). Más aún, durante la mayor parte de este período Ecopetrol tuvo que absorber en su totalidad el pago de los impuestos al fondo vial y a las ventas, dado que el precio al consumidor también fue inferior al precio internacional hasta 1981.

A partir de 1986, las pérdidas que Ecopetrol hace en la venta de gasolina y otros derivados importados han sido compensadas con las utilidades muy altas en la actividad exportadora. Sinembargo, han reducido los excedentes financieros en manos de Ecopetrol, y en consecuencia, a disposición del gobierno, disminuyendo, por lo tanto, el ahorro público total e incrementando el déficit fiscal consolidado. De otra parte, como se señaló atrás, éste precio más bajo conduce a un sobreconsumo, que reduce los excedentes exportables o hace incrementar las importaciones, agravando el problema señalado.

Una política de precios como la propuesta, además de limitar el consumo interno, reduciendo las importaciones de gasolina y/o aumentando las exportaciones de petróleo y combustóleo, y de permitir mayores niveles de ahorro público, de ingresos fiscales y de excedentes financieros de Ecopetrol, tendría otra serie de ventajas grandes para toda la actividad petrolera, a saber:

1) Desde el punto de vista del mercado de distribución de la gasolina y otros combustibles líquidos, facilitaría un proceso de desregulación y/o el establecimiento de márgenes más apropiados para los distribuidores mayoristas y minoristas de combustibles. De hecho, durante buena parte de la última década

los márgenes de los mayoristas y los minoristas se han estrechado en términos reales, con lo que pueden desestimular la inversión en éstas actividades y la introducción de cambios tecnológicos que puedan beneficiar a los usuarios.

El estrechamiento de los márgenes en términos reales ha tenido que ver en forma muy particular con el hecho de que el precio neto de impuestos es muy inferior al costo de oportunidad de los productos, puesto que en esas condiciones cualquier incremento adicional en el margen real de los distribuidores se hace a costa de incrementar la pérdida en la distribución de los combustibles importados y, en consecuencia, encuentra una especial resistencia por parte de Ecopetrol e incluso del Gobierno Nacional, que contaría con menores excedentes. Una solución para éste conflicto de interés, en cualquier caso, como se verá después, puede ser la de que éstos márgenes de distribución sean fijados por una entidad independiente. Hoy en día quedaron en manos de la Comisión Nacional de Energía,

2) Más importante aún, la adopción de este principio para fijar el precio del gas propano, en conjunto con la libertad de importaciones de éste producto, permitiría levantar la restricción de suministro que ha pesado sobre éste mercado desde hace muchos años. Esta restricción ha sido la responsable principal de que en muchas ciudades del país el sector residencial utilice de manera ineficiente la energía eléctrica y las gasolinas para fines de cocción, calentamiento de agua y enfriamiento del ambiente, en lugar de un combustible mucho más económico como es éste (véase Capítulo VI). En adición, ha obligado a instituir un sistema de racionamiento a través de cupos, cuyo otorgamiento se lleva a cabo de manera discrecional, con todos los inconvenientes que tal procedimiento conlleva.

3.) En el caso del gas natural, si se llegase a un interconexión con Venezuela (Capítulo VI) con una capacidad muy sustancial frente a las necesidades totales de consumo interno, se podría aplicar el mismo principio para la determinación futura de los precios de éste producto. Sin embargo, lo más probable es que un proyecto de esta naturaleza, de resultar viable, esté limitado en su capacidad de suministro, y en consecuencia, no se deben determinar los precios internos con éste criterio. En tal caso, con interconexión de todos los sistemas usuarios de gas, se haría un "pool" de costos de las distintas fuentes para determinar el precio del gas de acuerdo con su costo incremental. De lo contrario, habría que hacerlo regionalmente.

4). El mismo principio se debería utilizar para eventuales entregas de crudo para refinación privada (Capítulo VII) o para craqueo para propósitos de producción petroquímica (Capítulo VIII). En éstas circunstancias, a Ecopetrol le resultaría irrelevante venderlo en el mercado externo, o reducir sus importaciones, según sea el caso, o entregar el suministro al proyecto petroquímico o de refinación.

Como éstos proyectos requieren una garantía de suministro a largo plazo, la norma debería ser la de que se aplicará el precio FOB de exportación mientras Ecopetrol esté en capacidad de tener excedentes adicionales de exportación (y el precio se calcularía sobre sus exportaciones efectivas del mes anterior); o, en caso de no ser así, el precio sería el precio CIF de importación (y se calcularía sobre la base del precio efectivo de importaciones en el mes anterior).

5) Para el caso de corrientes intermedias de refinación para la industria petroquímica, la aplicación del principio exige calcular cuál sería su utilización alterna dentro del propio proceso de refinación (v.g. si permitiría producir más gas propano o gasolina) y con base en ese análisis determinar el costo de oportunidad respectivo. En esa forma habría una regla clara para el precio de suministro de materias primas que facilitaría el desarrollo de la industria petroquímica, bajo condiciones de garantía de suministro y sin que se otorguen subsidios por parte de Ecopetrol (Capítulo VIII).

En términos generales, el adoptar plenamente una política de precios iguales a su costo de oportunidad, según precios internacionales de los productos derivados del petróleo y del crudo mismo, así como de los equivalentes a precios internacionales en caso de corrientes intermedias de refinación, facilitaría el desarrollo de una participación más activa del sector privado en todas las etapas del proceso. De hecho, ésta sería una condición básica para poder tener participación del sector privado en la construcción de refinerías pequeñas o grandes, para la petroquímica y para otras actividades. (Capítulos VII y VIII)

6) Finalmente, ésta política permitiría reducir los graves efectos de contaminación atmosférica y de los recursos hídricos ocasionados por el consumo excesivo e ineficiente de ciertos productos refinados y petroquímicos (Capítulo IX)

La adopción de ésta política enfrenta un obstáculo importante en el hecho de que los únicos dos países latinoamericanos que tienen precios de los combustibles inferiores a los colombianos son precisamente Ecuador y Venezuela (Véase el Cuadro 4.3) En éste, como en otros campos sería conveniente buscar con esos dos países una armonización mínima de políticas, que a todos convendría.

V. MANEJO DE LOS EXCEDENTES PETROLEROS.

A. REGALIAS Y DESARROLLO REGIONAL Y LOCAL.

Las regalías constituyen, en principio, un pago por el valor del petróleo in situ, teniendo en cuenta que éste es un recurso no renovable. En rigor, ese valor debería ser igual al precio neto en boca de pozo (precio FOB de exportación menos costo de transporte a puerto menos costo de producción -incluyendo costos de exploración, costos de desarrollo y costos operativos de extracción- en el caso de crudos exportados; valor neto de los productos refinados -descontando el margen de refinación- menos costo de transporte a refinería menos costo de producción, en el caso de crudos destinados a refinación interna) menos la remuneración a la administración y al capital de riesgo. En la práctica, en Colombia y en el resto del mundo, el precio neto en boca de pozo se distribuye de diversas maneras entre el Estado y los inversionistas a través de las regalías, las cláusulas contractuales y los impuestos a la renta y a la remesa de utilidades. (Capítulo III)

En cualquier forma, los criterios anteriores deberían conducir a especificar tasas de regalías variables según los factores que determinan el precio en boca de pozo (volumen del yacimiento o de la producción; calidad del crudo; costo de transporte a puerto o a refinería; y precios internacionales). Lo más frecuente en otros países es aplicar tasas diferenciales según los tres primeros factores señalados.

Ahora bien, en principio las regalías deben pagarse al propietario del yacimiento, que en el caso Colombiano sería la Nación, con la excepción de unos pocos yacimientos a los que se les ha reconocido propiedad privada, de acuerdo con las normas vigentes. Sin embargo, por disposiciones legales, hoy en día 12 puntos porcentuales de la regalía están cedidos a los departamentos y a los municipios donde se encuentra ubicado el yacimiento.

La justificación de ésta cesión se encuentra en el hecho de que las comunidades regionales y locales aspiran a que la explotación petrolera (y minera) en su territorio contribuya de manera especial a su desarrollo socioeconómico. Esta aspiración resulta tanto mas fuerte y válida en cuanto se

trate, como ocurre con frecuencia, de municipios y regiones con bajos índices de desarrollo económico y de satisfacción de las necesidades básicas de su población.

De hecho, ésta cesión parcial de las regalías fortalece el proceso de descentralización del Estado y de sus recursos fiscales, en que se ha venido empeñando el país en el curso de la última década. Además, ha probado ser un soporte considerable a los Planes de Rehabilitación y de integración de los territorios nacionales a la vida económica de la Nación. Por último, debe observarse que, en la medida en que las comunidades vecinas perciban un claro beneficio de la explotación petrolera en su territorio, serán solidarias con la actividad de la empresa estatal y sus empresas asociadas, lo que facilitará sus operaciones y la seguridad de las mismas.

Por todo lo anterior, ésta cesión ha resultado conveniente, en términos generales. Sin embargo, ha presentado diversos problemas que le han restado eficacia y que deben ser resueltos:

1) El primero de ellos tiene que ver con el hecho de que no reconoce la aspiración de otras comunidades, las vecinas a las facilidades de transporte y exportación del crudo, a recibir también beneficios especiales de la actividad petrolera. Para comprender ésta aspiración, debe considerarse el hecho de que con frecuencia éstas comunidades han padecido bajos niveles de desarrollo y presencia del Estado y han fincado, en consecuencia, grandes expectativas en los beneficios que esperan recibir de la nueva actividad en su territorio. Durante el período de construcción de las facilidades ha aumentado el empleo y los ingresos locales y se han recibido algunos aportes especiales de las compañías ejecutoras. Después no quedan sino expectativas frustradas y algunos riesgos ecológicos.

El extender la participación de las regalías petroleras a éstos municipios tendría ventajas similares a las anotadas en el caso de los municipios donde se ubica la producción. A finales de 1986, como una opción alternativa que no requería de cambios legales, se estableció en Ecopetrol un programa de Ayudas a la Comunidad, dirigido en forma particular a éste tipo de municipios. Pese a la innegable contribución de éste programa, ha canalizado montos insuficientes y sujetos al manejo discrecional de la Empresa.

En principio se propone explorar la alternativa siguiente:

(i) La regalía del 12% se distribuiría entre municipios y regiones productoras, de una parte, y los municipios y regiones por los que atraviesa el transporte del crudo, de otra, en proporción inversa a los costos de transporte hasta el lugar de refinación o exportación. La distribución entre municipios a lo largo de la ruta respectiva se podría hacer en proporción a la longitud de los trayectos o en condiciones de igualdad. En ésta forma, se mantendría el principio de que la regalía para el productor debe ser proporcional al precio neto en boca de pozo, como fué establecido en el último Decreto reglamentario al respecto.

Debe observarse que los municipios por los que se transporta crudo en carroタンque también se beneficiarían de ésta repartición; lo que constituiría una suerte de compensación por los costos de mantenimiento de carreteras, congestión y riesgos ecológicos que éste tráfico les impone.

(ii) En el caso de los municipios y regiones donde se han establecido puertos de exportación, convendría más bien establecer una tasa de exportación. En éstos casos es particularmente importante que se obtenga un flujo significativo de recursos, en razón de la importancia de las instalaciones y la magnitud de los riesgos ecológicos.

Debe observarse que los municipios en donde se ubican facilidades de refinación se benefician de los gravámenes de Industria y Comercio, como ocurre con cualquier otra actividad de carácter industrial.

2) Han existido diversos problemas con la fijación de precios de liquidación de las regalías. En 1985 el Ministerio de Minas y Energía, ante la coexistencia de precios de liquidación de las regalías que variaban entre 1.50 y 14 dólares por barril, sin obedecer a ninguna racionalidad económica, dispuso su unificación gradual en 6.70 de dólar para equipararlo con el precio neto **promedio** en boca de pozo a la fecha. De ésta manera se pretendía obtener una mayor equidad en el tratamiento de las regiones productoras y evitar que la inestabilidad de los precios internacionales se transmitiera a las finanzas de los departamentos y municipios receptores.

Ante presiones regionales posteriores éstas normas se han modificado en varias oportunidades. En la última, se buscó una mayor aproximación al criterio del "precio neto en boca de pozo" y al mismo tiempo se produjo un incremento muy significativo del precio de liquidación en todos los casos.

En adición, se ha despertado un debate jurídico sobre las facultades del Ministerio de Minas y Energía en ésta materia.

Con el objeto de conseguir una mayor estabilidad en ésta materia sería conveniente fijar por ley el procedimiento de liquidación. Existen dos alternativas:

(i) Igualarlo al precio neto en boca de pozo. Esta sería la alternativa más correcta desde un punto de vista teórico, pero tendría dos inconvenientes:

(a) exigiría un proceso de cálculo sumamente engorroso y abierto a discusión;

(b) transmitiría a las finanzas de los departamentos y municipios productores toda la inestabilidad de los precios internacionales;

(ii) Estimar un precio promedio neto en boca de pozo, en dolares, bajo las condiciones de producción actuales, para un nivel de precios internacionales que se considere "normal" (v. gr. 18 dolares por barril) y actualizarlo con un índice de inflación en dolares. Convendría introducir alguna diferenciación según la calidad de los crudos (en tres o cuatro categorías). No se establecerían diferencias por costos de transporte, pero las regalías se distribuirían con los municipios por los que transite el crudo hacia las refinerías o puertos de exportación, en proporción al costo aproximado de transporte, como se sugirió arriba.

(3) Existen varios problemas asociados con la utilización de las regalías departamentales y municipales. El primero consiste en que la ley dispone que solamente pueden ser utilizadas en proyectos de inversión, lo que genera una inflexibilidad indeseable, teniendo en cuenta la alta participación que las regalías han alcanzado en los presupuestos de varias entidades territoriales (cuadro 5.1) Esta disposición se debería modificar para permitir cubrir cualquier gasto en programas sociales (educación, salud, seguridad social y vivienda) y disponer hasta de un cierto porcentaje (v.gr. 20%) en gastos generales de la administración municipal.

En segundo lugar, ha sido frecuente que los recursos se utilicen en forma ineficiente o en actividades de baja prioridad, con lo que la cesión pierde su justificación. Existen dos alternativas complementarias para evitar éste problema:

(i) Establecer un mecanismo de participación de organizaciones comunitarias, para la asignación de los recursos y la fiscalización de la ejecución de las obras. Este mecanismo ha sido utilizado con gran éxito por el Plan Nacional de Rehabilitación.

(ii) Inducir a los municipios a suscribir contratos de anticipo de regalías con Ecopetrol o de préstamo con la Findeter, con el atractivo de poder ejecutar programas de inversión más ambiciosos, pero que tienen que someterse a evaluación y control.

Por último, se han presentado casos de municipios o departamentos con recursos excedentarios frente a su capacidad de inversión. Se debería autorizar la inversión de éstos recursos exclusivamente en las siguientes opciones:

(i) Títulos de ahorro emitidos por la Findeter, a tasas de mercado, para ampliar las posibilidades de préstamo a otros municipios o regiones.

(ii) Empresas cuyo campo de acción trascienda la jurisdicción del ente territorial respectivo.

Finalmente, se debe señalar que existen mecanismos adicionales que faciliten un mayor impacto de la actividad petrolera sobre el desarrollo y bienestar de las regiones vecinas a las instalaciones petroleras. El primero consiste en estimular una política de contratación de ciertos servicios con organizaciones comunitarias y firmas locales, como en alguna medida lo ha venido haciendo Ecopetrol y algunas compañías asociadas. El segundo consiste en estimular la construcción de microrefinerías locales, cuando las condiciones económicas lo justifiquen, con el fin de abaratar y ampliar el suministro de derivados de petróleo en el área de influencia. Esta opción resulta particularmente importante en áreas productoras lejanas a las refinerías grandes y no interconectadas por poliductos y en los puertos de exportación.

B. LA PROMOCION DE LA MINERIA DE EXPORTACION.

Ecopetrol ha contribuido en el pasado en forma significativa al desarrollo de la minería de exportación. Su participación fué definitiva para el desarrollo del proyecto carbonífero de Cerrejón Norte y para la creación y supervivencia de

Carbocol. La exploración del Escudo de Guayana se inició gracias a su concurso financiero y técnico.

Su capacidad financiera y técnica debería continuar siendo utilizada para la exploración y promoción del desarrollo minero del Escudo de Guayana y para el desarrollo de la minería de metales preciosos en todo el territorio colombiano. El Gobierno decidió encomendar éstas tareas a una entidad que no tiene capacidad suficiente de llevarlas a buen término (la antigua Ecominas, hoy convertida en Mineralco S. A.) en lugar de haber procedido con los proyectos de la Empresa Colombiana de los Metales Preciosos o de la Empresa Minera del Guainía, como se había previsto anteriormente. Otra opción sería la de constituir para éstos fines una empresa mixta, con el concurso de capitales privados nacionales o extranjeros, con una importante participación financiera de Ecopetrol.

C. EL MANEJO DE EXCEDENTES Y LAS FINANZAS PUBLICAS.

La utilización de los excedentes petroleros está vinculada con el mecanismo de transferencias que se establezca entre ECOPETROL, la Nación y otras entidades públicas, así como con las prioridades de inversión de esas entidades y de la empresa misma.

Hasta 1973 se transfirieron porcentajes entre el 13.3% y el 22.8% de las utilidades de la empresa a la Nación en carácter de participación de utilidades. En 1974 se aplicó por primera vez un impuesto sobre la renta a la empresa (y se transfirió el 52.7% de las utilidades), pero éste fue "desmontado" en 1977, mediante el establecimiento de una deducción especial por inversiones, ante su crítica situación financiera.

Los nuevos mecanismos tributarios instituidos en 1986 permitían trasladar hasta un 50% de las utilidades de Ecopetrol al Tesoro Nacional y recuperaron para éste el 8% de regalía que corresponde a la Nación y que se había cedido a la empresa ante sus dificultades financieras en el período importador. Pero, además, en 1987 se encontraron con facilidad mecanismos adicionales para transferir los excedentes financieros de que dispuso la empresa, después de pagar impuestos y financiar sus inversiones, tales como el aporte a otras empresas y proyectos (CARBOCOL, RESURGIR, Proyecto Minero del Guainía, Plan Vial de Rehabilitación) y mecanismos financieros como los TREN, títulos

emitidos por el Banco de la República para captar excedentes financieros de Ecopetrol, Telecom y otras empresas públicas, con el propósito de respaldar las operaciones crediticias del FODEX.

El nuevo Estatuto presupuestal tiene el enorme inconveniente de que introduce un factor de incertidumbre para la planeación financiera de las inversiones de las Empresas Públicas y para las propias finanzas del Gobierno Central, puesto que ni la una ni el otro saben a priori con que porcentaje de las utilidades pueden contar. En adición, el Estatuto desestimula los esfuerzos por obtener una mayor eficiencia, que se traduzca en mayores utilidades, ya que lo mas seguro es que la empresa no podrá disponer de las utilidades marginales que obtenga.

Los instrumentos vigentes de canalización de excedentes presentan dos problemas adicionales. En primer lugar, las normas tributarias permiten utilizar la regalía del 8% y los impuestos a la renta para cubrir gastos corrientes del Gobierno Central. Como quiera que éstos recursos se obtienen mediante la explotación de yacimientos no renovables, su utilización en gastos corrientes conlleva una descapitalización neta de la economía colombiana. Deberían usarse exclusivamente, o en su mayor parte, para financiar inversión pública y gastos sociales, que equivalen a invertir en capital humano.

En segundo lugar, conducen a que se transmita a las finanzas públicas toda la inestabilidad propia de los precios internacionales del petróleo. Así, si en períodos de precios altos se utiliza la totalidad de los excedentes para incrementar el gasto corriente o iniciar inversiones que exigen sumas similares por varios años, cuando bajen los precios se precipitará una crisis fiscal que perturbará el manejo macroeconómico.

Este tipo de problemas se han presentado en varios países exportadores de crudo, tales como Méjico, Perú, Ecuador y Venezuela. En Colombia se alcanzaron a presentar algunos problemas de éste tipo en 1988, cuando se redujeron los precios del petróleo de 18 a 13 dolares por barril y se redujo el volumen exportado en razón de los atentados guerrilleros.

El país tiene experiencia en manejar la inestabilidad de los precios del café. Debería utilizar esa experiencia positiva, así como la negativa de sus vecinos

exportadores de crudo, para diseñar y poner en ejecución mecanismos apropiados de estabilización.

Específicamente, se debería instituir por ley un **Fondo de Estabilización Petrolera** que ahorre parte de los excedentes petroleros en épocas de precios altos y aporte al financiamiento de los programas de inversión de la empresa y del Gobierno Central en los períodos de precios bajos, garantizando así su continuidad y contribuyendo a la estabilidad macroeconómica.

Un diseño simplificado de las reglas de operación del Fondo sería el siguiente:

1) El Fondo tendría el carácter de una cuenta especial del Banco de la República y sería administrado por éste, con sujeción a una Junta Directiva presidida por el Ministro de Hacienda con participación del Ministro de Minas y Energía, del Jefe del Departamento Nacional de Planeación y del Gerente del Banco de la República.

2) Se fijaría una **banda** de precios FOB de exportación considerados como "normales". Esta banda sería expresada en dólares corrientes y se ajustaría anualmente con un índice de inflación internacional. La diferencia inicial entre su valor máximo y mínimo no debería superar los 3 o 4 dólares (v.gr. entre 14 y 18 dólares por barril).

3) Cuandoquiera que los precios FOB de exportación superen la cota máxima, en promedio anual, los ingresos correspondientes a la diferencia se llevarían al **Fondo** y se invertirían en moneda extranjera. En ésta forma, no podrían ser utilizados en ese año para aumentar importaciones o inversiones de Ecopetrol o del Gobierno Nacional.

4) Cuandoquiera que los precios FOB de exportación sean inferiores a la cota mínima, en promedio anual, se utilizarían parte de los recursos acumulados en el **Fondo** para ejecutar las inversiones previstas de Ecopetrol o del Gobierno Nacional y contribuir a mantener un nivel apropiado de importaciones globales. En principio, sería necesario permitir endeudamiento externo del Fondo para cumplir ésta función cuando no tenga recursos acumulados suficientes.

5) Las utilidades de Ecopetrol (descontando los ingresos extraordinarios que pasan a ser propiedad del Fondo de Estabilización) tributarían a una tasa fija, v. gr. del 50% al 70%.

En ésta forma se podría, en principio, mantener la continuidad de los programas de inversión de Ecopetrol y del Gobierno Nacional y contribuir a la estabilidad de las importaciones del país, sin que la inestabilidad de los precios internacionales del crudo conduzca a altibajos en su ejecución, a desequilibrios en las finanzas públicas y en el comportamiento de la demanda agregada, la tasa de cambio y la balanza de pagos, como ha ocurrido en otros países petroleros. Además, se recuperaría el incentivo a la eficiencia que se perdió con el nuevo Estatuto presupuestal y Ecopetrol y el Gobierno podrían planificar mejor su programación financiera.

Las reglas anteriores serían suficientes si se conociera con alguna precisión el valor esperado y la varianza de los precios del crudo. Como ello no es así, la fijación de la **banda** a uno u otro nivel puede conducir o bien a una acumulación exponencial de recursos en el Fondo o bien a un proceso exponencial de endeudamiento. Resulta necesario, entonces, permitir una revisión de la **banda** aproximadamente cada 5 años o diseñar alguna regla adaptativa según la evolución de los precios y/o de los activos y pasivos del Fondo. El Anexo al presente capítulo presenta dos alternativas al respecto y una serie de simulaciones sobre como habría sido su operación en los últimos 4 años.

Adicionalmente, puede ser conveniente permitir que el Fondo preste en dólares parte de sus activos acumulados al Banco de la República en condiciones de crisis cambiaria coyuntural, bajo limitaciones similares a aquellas con las que opera el Fondo Monetario Internacional, o, también, excepcionalmente, al Gobierno Nacional o a otras entidades públicas para recompra a descuento o pago anticipado de parte de su deuda externa. Este tipo de operaciones debería ser reglamentado y expresamente autorizado por la Junta Monetaria.

VI. POLITICA DE GAS.

A. RESERVAS DE GAS NATURAL

Las reservas de gas natural descubiertas en Colombia pasaron de 3969 GPC en 1970 A 8777 GPC en 1990 (con el 45% de las mismas ubicadas en Guajira) tal como se resumen en el cuadro 6.1

Las reservas probadas remanentes en la actualidad son de 4391 GPC (el 50% del total de reservas descubiertas) y su evolución en el período 1970-1990 se presentan en el cuadro 6.2 .

El 78% del total de las reservas probadas recuperables remanentes que tiene actualmente el país se ubican en el departamento de la Guajira (principalmente en el campo de Chuchupa localizado costa afuera), siendo los otros campos de interés actual los de Jobo-Tablón, Sucre-Castor, Payoa, Provincia, Lisama, Apiay, Neiva y Cusiana.

Del total de las reservas recuperables encontradas en la Guajira en 1977 se han utilizado el 22% hasta fines de 1989 mientras que para el total de la Costa Atlántica el uso de las reservas ha sido del 25% y para el Interior del 66%. En la actualidad las relaciones de reservas a producción (R/P) son de 32.5 años en la Costa y de 29.1 años en el interior.

En lo que respecta a nuevas reservas por descubrir en el país, los estimativos disponibles las ubican entre 3925 GPC (Ecopetrol, 1986) y 13300 GPC (Estudio Nacional de Energía, 1981), coincidiendo las diversas fuentes en señalar a la cuenca de la Guajira como las más promisorias (para la cual se estima la existencia de reservas adicionales recuperables de entre 1750 y 3780 GPC).

B. LA ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGETICOS.

El sector residencial colombiano consume, en términos calóricos, leña en un 63%, energía eléctrica en un 18.2% y derivados de petróleo en un 13.8%. Nótese las participaciones muy bajas de gas propano 7.3% y

especialmente de gas natural 1.6%. En los últimos diez años se produjo una disminución importante en el consumo de leña, un notorio aumento en el consumo de gas natural y electricidad y una reducción moderada en el consumo de gasolinas. En términos de consumo útil, el mayor peso lo tiene la electricidad (48.8%), lo sigue la leña (21%), el gas propano (15.8%), las gasolinas (6.7%) y el gas natural (3.8%).

Esta constituye una estructura absolutamente atípica, por la altísima participación de la energía eléctrica y de las gasolinas en el consumo residencial y la muy baja del gas propano y del gas natural. También es totalmente atípica la composición sectorial del consumo de energía eléctrica, con una participación de mas del 46% del sector residencial y de apenas el 35% del sector industrial.

En el consumo del sector industrial, el carbón ocupa el 41%, el gas natural el 20.9%, los derivados del petróleo el 20.9%, los derivados del petróleo el 20.7% (especialmente crudo y fuel oil -13.8%-) y la electricidad 16.9%. De 1980 a 1985 se observó una disminución en la participación del petróleo y sus derivados (especialmente del fueloil) y un aumento notorio del consumo de carbón y de electricidad. De 1985 a 1988 subió la participación del consumo de crudos pesados, revirtiendo las tendencias anotadas. También se encuentra una participación relativamente baja y con un crecimiento muy lento de gas natural y gas propano.

Los aspectos atípicos de la estructura de consumo, señalados atrás, corresponden a un patrón muy ineficiente de la utilización de energéticos en Colombia, en términos económicos. En efecto, el cuadro 6.3 muestra cómo los costos para la economía y los usuarios de atender los principales consumos residenciales (los usos de cocción) son mucho menores cuando se utiliza gas natural o gas propano, que cuando se usa para estos fines las gasolinas o la electricidad. Incluso la leña utilizada en el sector rural resulta más costosa que el gas propano cuando se tiene en cuenta el costo de oportunidad de la mano de obra utilizada en su recolección y eso sin tomar en cuenta los costos de la deforestación que se produce por éste concepto en numerosas áreas del país. (Ver estudios de Pesenca para la Costa Atlántica).

Teniendo en cuenta el costo económico del gas utilizado entre 1981 y 1989 en todo el país y el costo de oportunidad de los combustibles que ha desplazado,

la economía colombiana ha obtenido beneficios económicos netos de 5.422 millones de dolares, calculados en valor presente en 1990. Estos beneficios se originaron en un 50.7% por sustitución de Fuel Oil y ACPM en la generación de energía eléctrica; en un 41.3% por sustitución de Fuel Oil, ACPM y carbón para generación de vapor y calor en la industria; en un 4.3% por su uso en petroquímica; en un 2.5% por sustitución de electricidad, kerosene y leña en los hogares y en 0.2% por sustitución de gasolina en el sector transporte. Estas cifras habrían sido sustancialmente mayores si se hubiera extendido más rápidamente el suministro urbano en las ciudades atendidas, y a otros municipios y regiones.

En ése lapso de tiempo el beneficio unitario de la sustitución fué más alto, en su orden, en los sectores: 1) Doméstico; 2) Petroquímico; 3) Eléctrico; 4) Industrial (calor); 5) Transporte.

Sinembargo, la evolución previsible del mercado nacional e internacional permite estimar que en el futuro el país obtendrá mayores beneficios unitarios por el uso del gas natural:

1) En el sector doméstico para usos de cocción atendidos con electricidad o gasolinas, pero aún con gas propano (del orden de US\$4.50 a US\$5 por MBTU en éste último caso). Vale decir, aún si se liberan las importaciones de Gas Propano, como se propone más adelante, debe buscarse el mayor cubrimiento posible de redes de distribución urbana de gas natural en todo el país.

2) En la industria petroquímica, como materia prima.

3) Como Gas Natural Comprimido en el sector transporte (si se mantienen o amplían los diferenciales actuales entre el precio de la gasolina y el Fuel Oil en los mercados internacionales)

4) Para usos calóricos **no sustituibles por carbón** en la industria y en generación de electricidad.

5) Para ciertos usos calóricos **sustituibles por carbón** en la industria y en generación de electricidad.

6) En generación de energía eléctrica **sustituible por hidroelectricidad.**

Teniendo en cuenta el costo de oportunidad de agotamiento del gas, los últimos dos usos no serán convenientes en la mayoría de los casos.

C. LA RESTRICCION DE LA OFERTA.

La composición del consumo residencial varía mucho por regiones. El uso excesivo de gasolinas se concentra particularmente en Bogotá, en razón del suministro subsidiado de cocinol que ha tenido lugar en la capital por algo más de dos décadas. También se observa cómo la participación del gas natural y el gas propano es mucho más alta en la Costa y los Santanderes, en donde ha existido un suministro más abundante de estos energéticos.

En consecuencia, la razón de la estructura atípica ineficiente del consumo de energéticos en Colombia, no se debe tanto a distorsiones en la estructura de precios, o a hábitos de los consumidores, sino simplemente a que no se ha ofrecido un suministro suficiente de las alternativas más económicas, el gas natural y el gas propano, para la elección del usuario.

Los grandes yacimientos de gas natural de la Guajira descubiertos en 1973, han sido utilizados apenas en un 19% hasta la fecha, y en más de dos terceras partes en usos de generación eléctrica, que han gozado de un considerable subsidio. La utilización residencial, comercial y de pequeña y mediana industria ha sido muy baja, por cuanto la extensión de las redes urbanas fue muy limitada hasta 1986, concentrándose en unas pocas ciudades del litoral (Barranquilla, Cartagena, Santa Marta, y Riohacha) y en ellas en forma casi exclusiva en los barrios de ingreso alto. De igual forma, en los Santanderes, hasta 1986 el suministro de gas natural se limitaba a la ciudad de Bucaramanga, a pesar de que existía producción de gas en las inmediaciones de Barrancabermeja desde hace más de 50 años. En forma análoga, hasta 1986 no se había iniciado la utilización de gas natural comprimido en el transporte público, que permite ahorros de costos de más de un 30% con respecto a la gasolina, a más de que incrementa la vida útil de los motores y reduce considerablemente los efectos de contaminación ambiental.

Por su parte, el suministro de gas propano se ha mantenido limitado a la oferta doméstica y otorgando preferencia a los sectores residenciales de altos ingresos, al comercio y a la industria. En ninguna de las ciudades grandes del interior se ofrecía gas propano en los barrios populares.

Se estima que la demanda insatisfecha de gas propano es por lo menos igual al consumo actual. Ecopetrol no ha procedido a importar gas propano en razón de que su precio interno es inferior al internacional y ha mantenido restringida la oferta doméstica de gas propano, por cuanto un cálculo financiero privado le ha indicado la conveniencia de utilizar las corrientes de gas de sus refinerías para otros fines.

El rápido crecimiento de la demanda residencial por energía eléctrica en estas circunstancias, unido a su participación de más de un 45%, ha conducido a que en más de un 50% las enormes inversiones de expansión en generación y transmisión han tenido por destino la utilización residencial de la energía eléctrica, en particular en usos de cocción y calentamiento de agua. No solamente se constituye ésta circunstancia en un enorme desperdicio de recursos, sino que además, como no resulta posible cargar un costo tan alto al consumo energético básico de familias de ingresos medios y bajos, la estructura de tarifas de energía eléctrica subsidia de manera considerable éstos consumos, con lo cual contribuye a mantener un problema financiero de carácter estructural en las empresas del sector eléctrico.

D. LAS CAUSAS.

Las causas de esta situación son varias. La principal tiene que ver con el hecho de que Ecopetrol no ha considerado como una obligación el suministro de energéticos como el gas natural o el gas propano al mayor número de habitantes; vale decir, el suministro de gas no ha sido considerado por el Estado como un servicio público, de suministro obligatorio, como sí ocurre en el caso de la energía eléctrica y del agua. En estas circunstancias, al sector eléctrico se le ha impuesto una pesada carga, por lo que ha dejado de hacer la empresa Estatal de petróleos.

La razón última de ésta situación se encuentra en el hecho de que la planeación y la toma de decisiones en el sector energético ha ocurrido de manera compartimentalizada, sin ninguna integración. El sector eléctrico ha llevado a

cabo sus planes de expansión sin examinar las posibilidades de sustitución de la energía eléctrica por energéticos más económicos. El sector petrolero, por su parte ha llevado a cabo su planeación, en las vicepresidencias de Ecopetrol, a veces con escasa coordinación interna dentro de la propia empresa, y ciertamente con una coordinación mínima con el resto del sector energético. Lo mismo sucedió en el caso del carbón con Carbocol, que solamente a partir de 1986 comenzó a preocuparse de manera sistemática por el sector carbón como un todo, y no solamente por el Proyecto de Cerrejón Norte, sino que también lo ha hecho fundamentalmente con una visión subsectorial.

Naturalmente, la ausencia de una planeación integrada y de una coordinación de las políticas se ha debido a la debilidad técnica e institucional del Ministerio de Minas y Energía. Para superar este problema, que es común a la estructura de todos los ministerios, se propuso en el año de 1986 la creación de una Comisión Nacional de Energía, compuesta por el Ministro, el Jefe del Departamento Nacional de Planeación y los Gerentes de las principales empresas del sector, y que contaría con dos asesores al estilo de la Junta Monetaria, de muy alto nivel y apoyados por un staff técnico, que se ocupara de garantizar hacia el futuro una planeación integrada y una coordinación de las políticas del sector, entre sí y con el resto de las actividades del sector público y de la economía nacional. En 1989 fue aprobada la Ley de la Comisión y ha iniciado gestiones en fecha reciente.

La posibilidad de que se corrija la deficiente asignación de recursos descrita atrás depende ,así, de dos factores:

1) que la Comisión consiga consolidarse como el centro de toma de decisiones del sector energético, logre efectuando una planeación sectorial integrada y una coordinación efectiva de las políticas y decisiones de los distintas empresas que forman parte de él;

2) de que, en éste contexto, se adquiriera conciencia de que el suministro de gas natural y gas propano debe regirse por criterios de servicio público, similares a los que orientan el suministro de la energía eléctrica.

E. EL PROGRAMA DE GAS PARA EL CAMBIO

Las consideraciones anteriores condujeron en 1986, igualmente, al diseño de lo que se ha denominado el "programa de gas para el Cambio". Este programa buscaba, en primera instancia, un cubrimiento completo con gas natural de los centros urbanos del litoral Atlántico (incluidas las regiones meridionales de los departamentos de esa región) y del oriente colombiano, a través de la intensificación de las redes domiciliarias en las ciudades que ya se encontraban servidas por gasoductos, de la construcción de nuevos ramales para vincular nuevos municipios en la costa Atlántica, los Santanderes, el Huila y el piedemonte llanero. En una segunda fase proponía la interconexión de los principales centros de consumo, que permitirían atender un cubrimiento completo de la región, incluyendo la ciudad de Bogotá, y se convertiría en un estímulo considerable de la exploración de gas natural en todas estas áreas. El gas propano desplazado por este programa y los aumentos netos en producción previstos en el Plan Ecopetrol-Año 2000, permitirían cubrir el occidente del país, que presenta hoy los niveles más bajos de disponibilidad de sustitutos para la energía eléctrica.

Como consecuencia de éste programa, el número de instalaciones domiciliarias se elevó de 40.499 a 106.276 en la Costa Atlántica de Julio de 1986 a Julio de 1989; vale decir, se multiplicó por 2.62 veces. En el interior (Santander y Huila) aumentó de 46.539 a 79.742 en el mismo periodo, lo que equivale a un incremento del 71%.

En Julio de 1986 contaban con gasoductos los municipios de Riohacha, Santa Marta, Rodadero, Barranquilla, Sabanalarga, Cartagena, Sincelejo, Bucaramanga y Neiva. En los últimos 3 y medio años se han puesto en servicio los de Maicao, Ciénaga, Soledad, Malambo, Baranoa, Barrancabermeja, Piedecuesta, Villavicencio y Aipe. Además, están ya construídos los ramales a Montería y a Bogotá (desde Villavicencio).

Los proyectos en construcción en la Costa permitirán atender 29 nuevos municipios con un total de 65.490 instalaciones. Por su parte, las ciudades que cuentan ya con el servicio presentan un cubrimiento promedio de apenas el 33% y existen planes para duplicarlo.

En Neiva y Bucaramanga el cubrimiento actual es cercano al 75%; en Barrancabermeja, Villavicencio y Bogotá apenas se inicia. Con las reservas probadas en Apiay se podrán atender a lo sumo 200.000 familias de la capital por unos 10 años, cuando el potencial de consumo total, incluyendo la industria, el comercio y el transporte público, podría llegar a los 200 millones de pies cúbicos por día a finales de siglo, con enormes ahorros para los usuarios y para la economía nacional, gracias a la sustitución de energía eléctrica, cocinol, gasolina, destilados medios, gas propano y, eventualmente, fuel oil y crudos pesados, como lo demostrara el estudio de factibilidad del Proyecto del Gasoducto Central.

En adición, existen proyectos para extender el servicio a Cúcuta, Ibagué, Girardot y un número importante de municipios menores en Santander, Huila, Tolima y Cundinamarca.

F. EL CIRCULO VICIOSO DE LA POLITICA DEL GAS NATURAL.

Con la decisión de posponer el proyecto de gasoducto central, hasta tanto se disponga de reservas probadas adicionales significativas, la política de búsqueda y utilización del gas natural quedó metida en un círculo vicioso. Las grandes reservas de gas natural descubiertas en la Guajira solamente podrían ser utilizadas en la Costa Atlántica, en donde aún con un desarrollo muy intensivo de las redes de distribución urbanas y un mayor dinamismo en la construcción de proyectos petroquímicos que utilizan gas, el crecimiento esperado de la demanda total será relativamente bajo, en particular por cuanto las dos terceras partes del consumo actual corresponden al sector eléctrico y ,éste, de acuerdo con las simulaciones efectuadas por las autoridades del sector, verá disminuida en el futuro la utilización de gas, en cuanto entren en operación el segundo circuito de interconexión con el interior y, más aún, cuando entre en operación el proyecto de Urra I.

En estas condiciones, existirá un considerable desestímulo al descubrimiento de nuevas reservas de tamaño pequeño o mediano en la Costa Atlántica, la región con mayor potencial gasífero no explorado, por cuanto ante el lento crecimiento del mercado y la amplia disponibilidad de reservas ya descubiertas, la recuperación de las inversiones en búsqueda de nuevas reservas no sería recuperable en un plazo relativamente largo.

En otras palabras, no se estaría permitiendo el desarrollo de nuevos mercados de gas (como los del interior del país), en los que la economía nacional podría obtener enormes beneficios al sustituir energía eléctrica, gasolinas, fueloil y gas propano, porque no hay un volumen suficiente de reservas descubiertas que garantice poder abastecer la totalidad de los usos por un período superior a los 20 años. Pero, al mismo tiempo, ante ésta decisión y el lento crecimiento de los mercados en la Costa Atlántica, no habría estímulo para la exploración y descubrimiento de nuevas reservas.

La política de gas en Colombia quedaría así en una situación similar a la que se ha colocado la política en los Estados Unidos, donde, como señala el Oil and Gas Journal, al haber estrechado el mercado sólo permitiendo la utilización del gas en ciertos usos, supuestamente más nobles, porque se supone que existen restricciones de oferta, no se hace otra cosa que garantizar que prevalezcan las restricciones de oferta, puesto que para mercados tan estrechos no existe estímulo suficiente para explorar y desarrollar nuevas reservas de gas. Es lo que se denomina una "profesía que se autocumple" ("a self-fulfilling professy").

G. LAS OPCIONES DE POLITICA DEL GAS NATURAL.

Ante esta situación habría tres opciones de política:

1) Desarrollo del Mercado Nacional con gas de la Guajira y con la política actual de precios y de usos en la Costa.

Manteniendo la actual política de precios, se entraría a definir de manera más precisa lo que el país considera una relación crítica de reservas a producción, que por supuesto no debe ser tan baja como la que use para el petróleo (12 a 14 años), por cuanto el gas no se puede importar con la misma facilidad, pero que seguramente tampoco debe ser tan alta como el nivel actual, de 32.5 años en la Costa Atlántica y 32.2 años en el total del país.

Para introducir elementos técnicos en esta decisión, sería necesario estimar el costo económico que tiene el determinar diferentes niveles de reservas a producción, en términos de los usos potenciales de gas en regiones del interior que no se pueden atender, y en consecuencia de los sobrecostos en que incurre

la economía nacional por utilizar combustibles o energéticos más costosos (Véase el cuadro 6.4). Las autoridades políticas tendrían que evaluar la importancia de éstos costos económicos frente al mayor o menor grado de certidumbre en cuanto al abastecimiento futuro que implica tener distintas tasas mínimas de nivel de reservas a producción.

Las cifras del cuadro 6.4 sugieren que posiblemente este ejercicio, en las actuales circunstancias, llevaría a decidir la construcción del primer ramal del gasoducto central, hasta Barranca (con el fin de mantener la relación esperada de Reservas a Producción para el total del país por encima de 20 años hasta el año 2000) y a posponer el suministro a ciudades como Medellín y Bogotá hasta cuando se hayan encontrado reservas significativas adicionales de gas, lo que ocurrirá con baja probabilidad dado el desestímulo a la exploración que ésta situación supone.

2) Desarrollo del Mercado Nacional con gas de la Guajira y con precios iguales al costo de oportunidad del gas (Sustitución en la Costa)

Se reconocería que existe un patrón ineficiente, en términos económicos y aún energéticos, del uso actual del gas en la Costa, en el que, como ya se dijo, cerca de dos terceras partes está siendo consumido por el sector eléctrico, y una buena parte de la utilización del sector industrial, como en el caso de la industria del cemento, podría utilizar carbón en condiciones económicas casi comparables.

Los resultados de una simulación llevada a cabo (cuadro 6.5) para el presente estudio demuestran que, manteniendo relaciones de reservas esperadas a producción mayores a los 28 años en la Costa y a 20 años en el total del país, la ampliación de la utilización del gas en los mercados del interior, optimizando el uso del gas mediante una política de precios que los iguale a su costo de oportunidad, permitiría obtener beneficios netos adicionales muy significativos para la economía nacional (del 17%⁸ interconectando la Guajira con el Magdalena Medio y del 24% ampliando la interconexión a Bogotá y Medellín).

⁸ Con respecto al valor presente neto de los beneficios obtenidos al utilizar el gas únicamente en la Costa Atlántica.

Para provocar una sustitución del gas natural por carbón en la generación eléctrica, sería necesario, dada la actual situación financiera de CORELCA, trasladar el subsidio que hoy día se otorga a la utilización de carbón, como se hizo de manera parcial en el caso de Termo-Guajira. En ésta forma CORELCA y las autoridades eléctricas enfrentarían señales de precios apropiadas para utilizar los combustibles más apropiados en la generación eléctrica y podrían analizar hasta dónde conviene hacer inversiones de reconversión en las actuales plantas de Termo-Barranquilla y Temo-Cartagena para utilizar carbón en lugar de gas. Si los estudios demostraran la conveniencia de esta decisión, se liberarían cantidades apreciables de gas que podrían ser utilizadas para desarrollar los proyectos de conexión con los mercados del interior y en esta forma sería posible desarrollar éstos mercados, manteniendo niveles de reservas remanentes a producción suficientemente altas, pero optimizando la contribución del gas natural a la economía nacional.

Una decisión en este sentido, naturalmente, debería basarse en que los precios de gas en el interior sean mayores que los de la Costa, por el hecho de los mayores costos en transporte, así como definir con toda claridad la prioridad absoluta de los consumos remanentes en la Costa Atlántica en la eventualidad de racionamientos futuros, temporales o permanentes.

3) Desarrollo del Mercado Nacional con gas importado de Venezuela.

Una tercera alternativa, que constituye otra forma de romper el círculo vicioso, se basaría en la posibilidad de importar gas natural de Venezuela.

Las reservas venezolanas de gas natural son las novenas más grandes en el mundo. Las "probadas" alcanzan los 2.86 billones de metros cúbicos; añadiendo las "probables" y "posibles" ésta cifra asciende a los 6 billones (datos de 1988). La relación reservas probadas a producción era de 112 años a finales de 1988 y la de reservas totales a producción de 240 años. Tanto la producción como la relación de reservas a producción han venido en constante aumento: la primera pasó de 16.600 MMC (Millones de Metros Cúbicos) en 1976 a 25.436 MMC en 1988, mientras la segunda se elevó de 71 a 112 años durante ese período.

Comoquiera que la mayor parte del gas venezolano es asociado (el 85% de las reservas totales) y a pesar de que se ha puesto en aplicación una política agresiva de uso y transformación del gas (el gas atiende el 29% de todos los requisitos energéticos de la economía venezolana, frente a un 42% de los combustibles líquidos y un 29% de la hidroelectricidad y se espera que su participación ascienda a 33% en 1995), ha existido un exceso permanente de producción: el gas utilizado representaba apenas el 36.6% del producido en 1976 y el 56.7% en 1988; el resto se reinyecta o se quema.

En éstas condiciones la política oficial es la de: "1) Maximizar la sustitución económica de combustibles líquidos exportables; 2) Analizar las oportunidades para diversificar el mercado de gas a nivel nacional e **internacional**; 3) Aprovechar al máximo la capacidad de extracción de LNG"

Consecuente con el anterior planteamiento, se está llevando a cabo una ampliación considerable de la red existente de gasoductos troncales (4.125 kilómetros con una capacidad de transporte de 124 millones de metros cúbicos al día) y de distribución urbana (que cubren hoy 7 ciudades y 170.000 usuarios), así como de la industria petroquímica, con lo que el consumo interno aumentará en un 70% entre 1990 y 1995 y en un 18% adicional entre 1995 y el año 2000. Pero además, se llevará a cabo un proyecto de exportación de gas licuado, con una inversión de US\$ 3.100 millones, desarrollando un yacimiento nuevo de 710 millones de metros cúbicos en el Oriente del país.

En éstas condiciones, estaría en el interés mutuo de los dos países llevar a cabo una obra conjunta de interconexión, que permitiera la importación de cuantías apreciables de gas natural a Colombia, con un contrato de suministro a largo plazo que fije cantidades mínimas y máximas y los precios respectivos. A Venezuela le convendría vender cantidades significativas, aún a un precio moderado, de un combustible que por mucho tiempo no tendrá usos alternativos o que sería exportado como Gas Licuado a un precio neto muy inferior. Para éste propósito podría estudiarse la construcción de un gasoducto desde Maracaibo (donde están situadas el 23% de las reservas totales de gas y se estima que se dispondrá de una capacidad excedente de producción del orden de 200 millones de pies cúbicos durante la segunda mitad de la década) hacia los Santanderes o hacia la Costa, y en éste último caso interconectar la Costa con el interior del país.

Para Colombia constituiría una fuente alterna, un poco más costosa que sus propias reservas, que le permitiría desarrollar con toda la rapidez deseada los mercados del interior del país, sobre la base del precio de importación de Venezuela, obteniendo grandes ahorros económicos y estimulando la exploración del recurso. Al mismo tiempo, podría mantener la relación de reservas remanentes a producción propia que considere prudente. La demanda excedente se atendería con el gas importado.

En ésta forma, la opción de niveles más altos de reservas a producción, vale decir de una mayor garantía de autoabastecimiento futuro, tendría un costo fácilmente medible (el de una mayor factura de importaciones de gas), lo que facilitaría decidir hasta donde se desea llevar la producción propia. Se habría roto el círculo vicioso de "bajas reservas- no desarrollo del mercado- bajas reservas": sería posible atender todos los mercados del interior, realizando todas las ganancias económicas potenciales por sustitución de energéticos mas costosos; se estimularía la exploración de nuevas reservas en cualquier parte del país, porque habría mercados para absorberlas con rapidez; a tiempo que se mantendría una garantía suficiente de abastecimiento futuro, al no dejar bajar la relación de reservas a producción de un nivel previamente determinado.

La experiencia europea, norteamericana y del sur del continente, sirve de ejemplo para demostrar la conveniencia económica de éste tipo de proyectos para las partes, aún en casos en que se cubren distancias sustancialmente mayores, como ocurre entre los montes Urales y el centro de Europa Occidental, o se incurre en costos muy superiores, como ocurre con los gasoductos de Algeria a Italia y España.

Bajo el supuesto de que la Costa seguiría siendo atendida por sus propias reservas y con la actual política de precios y subsidios, el mercado potencial del interior del país susceptible de ser atendido con gas natural de Venezuela (una vez descontada la demanda atendida con los campos actuales) ha sido estimado por Ecopetrol entre 280 y 375 MPCD para el año 2000 (el valor superior corresponde al escenario con programa de GNC), tal como se resume en el cuadro 6.6..

El abastecimiento de demanda potencial significaría sustituciones, en diferentes proporciones, de energía eléctrica (US\$18.5/MBTU), cocinol

(US\$5.5/MBTU), ACPM/Kerosene (US\$4.0/MBTU), combustóleo (US\$2.0/MBTU) y gasolina (US\$5.5/MBTU) en forma tal que los beneficios unitarios brutos promedio en cada mercado se estiman a continuación :

BENEFICIOS BRUTOS PROMEDIO

	US\$/MBTU	US\$/MBTU
	CON GNC	SIN GNC
Barranca/Cocorná	2.0	2.0
Bogotá	7.3	6.5
Medellín	10.4	8.8
Cali	8.2	7.3

Las opciones de gasoductos para importación de gas natural venezolano tendrían un costo de inversión entre US\$M 345 y US\$M 565 como se desprende del análisis del cuadro 6.7.:

La evaluación preliminar (realizada bajo la hipótesis de que se justifique incrementalmente el suministro a Cocorná) y considerando un costo del gas de US\$1.5/MBTU (CIF Frontera Colombo-Venezolana) arroja beneficios netos para el país de por lo menos US\$ 157 Millones y hasta US\$ 1265 Millones, como se resume en el cuadro 6.8

4) Desarrollo del Mercado del Interior con Gas de Cuisiana

El yacimiento de gas de Cuisiana (Casanare) fué descubierto por la asociación ECOPETROL-BRITISH PETROLEUM. En la actualidad está siendo cuantificado, en forma tal que hacia finales de 1991 se podrán saber sus reservas probadas. Estimativos preliminares las sitúan entre 300 y 3000 GPC.

En forma similar a la opción de importación de Venezuela, se han estimado las siguientes opciones de mercado para este yacimiento:

COSTOS DE INVERSION DE OPCIONES DE INTERCONEXION CON CUISIANA

Gasoducto desde Cuisiana hasta	Longitud KM	Inversión (US\$M)		
		CON GNC	SIN GNC	GNC
1) Tunja-Bogotá	337	173		162
2) Tunja Bogotá				
Cocorná-Medellín	1216	544		507
Cali-CIB				

La evaluación preliminar de estas opciones, considerando un costo del gas de US\$1.5/MBTU en boca de pozo, arroja beneficios netos para el país de entre US\$M 333 y US\$M 1354 como se muestra a continuación:

BENEFICIOS NETOS DE ABASTECIMIENTO DESDE CUISIANA

OPCION	SUMINISTRO EN 1996		VALOR PRESENTE AL 12%	
	(MPCD)		US\$ M	
	CON GNC	SIN GNC	CON GNC	SIN GNC
1) Tunja-Bogotá	77	43	579	333
2) Tunja-Bogotá				
Cocorná-Medellín	296	230	1354	967

Cali-CIB

De los análisis anteriores es claro que la opción que resulta más atractiva dependerá de la disponibilidad que se establezca para las reservas de gas natural en el país (Cusiana) y de los precios y cantidades que puedan acordarse para la importación de gas natural de Venezuela.

H. OTROS ASPECTOS SOBRE EL DESARROLLO DEL GAS NATURAL

1. Precios al Productor.

El actual sistema de fijación de precios para las compras de gas en cabeza de pozo para nuevas reservas reglamentado en la Resolución # 061 de 1983 fijó en us\$2.00 el precio del gas natural libre en boca de pozo con la posibilidad de ser reajustado en proporción a las variaciones en los precios del Combustóleo. Este sistema tiene la ventaja de otorgar certidumbre a los inversionistas sobre las "reglas del juego", pero puede conducir a desestimular en unos casos la inversión en nuevos hallazgos y en otros a generar enriquecimientos extraordinarios, según el grado de complejidad que se encuentre en la explotación de las nuevas reservas. Tal vez conviene modificar la fórmula para tomar en cuenta, en alguna medida, los costos de transporte y el mercado de energía que podría ser atendido con el nuevo hallazgo.

2 Abastecimiento de nuevos segmentos del Mercado

Si bien es cierto que para el abastecimiento futuro de la demanda nacional de energía, el país debe considerar no solamente la posibilidad de utilizar recursos propios, sino también la alternativa de efectuar importaciones de Venezuela, los compromisos de compra en el mercado internacional deben establecerse con cantidades y condiciones flexibles (v.gr. fijando cantidades mínimas y máximas de importación, dentro de un rango relativamente amplio) que permitan el desarrollo del mercado del gas natural, pero no se conviertan en un desestímulo a la actividad exploratoria en el país.

Una decisión de política en este aspecto debería hacerse con base en un juicioso análisis de las siguientes alternativas de desarrollo de la utilización del gas natural en Colombia:

1) Iniciar de inmediato un programa amplio de penetración del gas natural, con precios que cubran sus costos de oportunidad en el centro del país en los sectores residencial, transporte (GNC), industrial y comercial y hotelero, contando para su oferta con las reservas probadas en el interior del país y teniendo como respaldo de estas reservas: (i) en primer lugar, las conocidas de la Costa Atlántica a través del proyecto del Gasoducto Central; (ii) en segundo lugar, las esperadas en los yacimientos que actualmente se están evaluando en el Casanare; y (iii) , en tercer lugar, la posibilidad de abastecer cierta porción del mercado nacional con importaciones.

2) Iniciar de inmediato negociaciones con Venezuela para comprometer el desarrollo de nuevos mercados del Centro del país con base, principalmente, en importaciones de ese país y posibles nuevos hallazgos locales. En este caso las definiciones sobre precios, programación tentativa de compras, márgenes de variación en los compromisos de largo plazo, debe hacerse sobre un catálogo de proyectos de aprovechamiento de este gas con base en razonables expectativas de penetración en cada sector de consumo.

3) Condicionar la penetración en nuevos segmentos del mercado al hallazgo de nuevos yacimientos en el país o a la realización de compromisos de importación. Con respecto a estas opciones es necesario tomar en consideración que: (i) unidades turbogas con costos de inversión del orden de los US\$400-450/KW y consumo específico de 13000-14500 MBTU-Kwh (y eventualmente plantas de ciclo combinado) abastecidas con gas natural, a costos inferiores a los US\$2.5/MBTU, durante su vida útil, podrían ser consideradas favorablemente en la expansión del sistema eléctrico;

(ii) Suministros de gas natural para generación de vapor, como el de Cocorná, serían susceptibles de ser evaluados con el fin de establecer la posible conveniencia de una cogeneración eléctrica.

3. Tarifas

Finalmente, se debe señalar que hasta hace poco las distribuidoras de gas venían fijando en forma autónoma las tarifas de venta a los usuarios. En consecuencia, coexistían estructuras y niveles totalmente diferentes, incluso entre empresas que atienden una misma ciudad, como ocurría en el caso de Bucaramanga. Mas aún, con excepción del caso de Gas Oriente, se venían

estableciendo pagos por consumos mínimos a niveles excesivamente altos, que introducían una considerable regresividad en la estructura de tarifas efectivas.

En los últimos años, con base en estudios recientes, el Ministerio y la Junta Nacional de Tarifas han iniciado un proceso de racionalización en la fijación de éstas tarifas, adoptando los criterios y estructuras que se están aplicando en el caso de los demás servicios públicos. Sin embargo, todavía queda mucho por hacer en éste campo.

Antetodo, se requiere coordinar las estructuras de tarifas del gas natural y la electricidad. En las ciudades en que haya un cubrimiento suficiente de gas natural se debe reducir drásticamente el intervalo inicial de consumo subsidiado de electricidad. Este hoy cubre los primeros 400 kwh mensuales y en algunas regiones hasta 800 kwh y no debería superar los 100 kwh cuando haya oferta suficiente de gas natural o **propano** -ver abajo-. De lo contrario se desestimularía la sustitución y las empresas de energía eléctrica antes que beneficiarse financieramente del proceso, se perjudicarían. Debe hacerse énfasis en que los problemas financieros del sector eléctrico de carácter **estructural** (hay otros de carácter coyuntural) se deben a que se le obliga a destinar más de un 50% de sus inversiones a atender el crecimiento de demandas del sector residencial, para luego tener que subsidiar sus consumos, cuando éstos podrían substituirse en más de un 70% por gas natural o propano sin subsidio.

I. POLITICA PARA EL GAS PROPANO.

Por su parte, al observar la evolución de la producción de GLP en el país en los últimos 12 años, se puede observar como ésta ha seguido un patrón de incremento muy errático, si bien con una tendencia media de crecimiento del 4.8% hasta 1986 y del 7.4% de ahí en adelante. Al analizar la evolución de los consumos regionales, se aprecia como se ha reducido la utilización del GLP en la Costa Atlántica, a medida que ha venido siendo sustituido por gas natural, y, en consecuencia, ha venido en aumento en el interior, al desplazarse hacia allí los excedentes disponibles en la Costa.

En el caso de Bogotá se puso en práctica desde finales de 1986 un programa de distribución en barrios populares con cilindros de 40 libras. A Julio de 1989 se estaban atendiendo 83.767 familias (32.000 cilindros mensuales) a

través de 85 expendios que cubrían 278 barrios. El reparto de cilindros de 40 libras llegó a representar el 19.1 % de las ventas de Colgás en 1989, poniendo en evidencia la magnitud de la redistribución del consumo de éste energético en la capital en los últimos años.

Este programa y el de suministro de gas natural a Bogotá desde Apiay tienen por principal objeto sustituir el consumo de cocinol en la capital, que es utilizado por mas de un 40% de las familias, en cuantía global de aproximadamente 3'500.000 galones mensuales. Las estadísticas indican que, en promedio, 6 personas quemadas con cocinol acuden diariamente a consulta externa, mueren 3 niños al día y 1 adulto a la semana y se destruye 1 vivienda a la semana, por ésta causa. En adición, debido al enorme subsidio, hay un racionamiento severo que conlleva largas colas, corrupción y manipulación política.

Dado el alto costo de la energía eléctrica y las gasolinas, tanto para la economía nacional, como para los usuarios, resulta fundamental adelantar éste tipo de programas en las ciudades del Oriente del país, en las que no se dispondrá de gas natural por largo tiempo.

Como se señaló atrás, se deberían efectuar las importaciones de GLP que se requieran para atender toda la demanda potencial, como ocurre en muchos países. Ello permitiría avanzar significativamente en la racionalización del patrón de utilización de energéticos en Colombia, así como la eliminación del sistema de cupos de GLP.

Debe observarse que el Caribe y la Costa del Golfo de Méjico tienen un mercado muy desarrollado y activo de importaciones y exportaciones de GLP. En particular, Venezuela está exportando 22.000 BD de GLP y planea incrementar ésta cifra hasta 42.000 en 1995 y 95.000 en el año 2.000. Se podría importar gas propano por vía terrestre para atender, v. gr., la demanda de los Santanderes y desplazar la oferta local hacia el Occidente del país y, complementariamente, por vía marítima de ésta u otras fuentes de suministro. Las facilidades portuarias (boyas y esferas de almacenamiento) no requieren grandes inversiones ni presentan dificultades operativas mayores.

Comoquiera que Ecopetrol no se ha mostrado interesado en poner en práctica ésta política, se recomienda liberar las importaciones de GLP y ,simultaneamente, abolir el sistema de cupos. Esta decisión llevará, inevitablemente, a equiparar el precio de venta doméstico con los precios CIF de importación, como debería ser.

Convendría una aplicación gradual de ésta nueva política. Para tal efecto se podría incrementar **progresivamente** el precio real del GLP para los usuarios residenciales según el promedio ponderado entre el precio actual (en términos reales) y los costos unitarios asociados a los aumentos de oferta importada, de tal forma que Ecopetrol no se vea obligado a subsidiar las importaciones, pero al mismo tiempo no se produzca un incremento muy brusco de los precios para esos usuarios. En forma paralela se debería reducir el subsidio al consumo de energía eléctrica que solo encuentra justificación en la ausencia de sustitutos apropiados, como se indicó atrás.

Asimismo, convendría formalizar y supervisar los consumos industriales de GLP, para los cuales resulta relevante fijar desde ahora los precios al nivel de su costo de oportunidad.

La política de liberación de importaciones y de precios competitivos del Gas Propano se podría complementar con programas de subsidio (en la dotación de cilindros y estufas) en los barrios populares y en municipios rurales, como se ha hecho en la ciudad de Bogotá.

El Estado, liberado de la obligación de suministro exclusivo y asignación de cupos, podría dedicar toda su capacidad al control de calidad y de seguridad, como debería ser.

J. ASPECTOS INSTITUCIONALES.

A diferencia del caso de la electricidad y la gasolina, la distribución de gas no es considerada en el país como un servicio público: el Estado y Ecopetrol no se sienten en la obligación de suministrar éstos combustibles a todos los ciudadanos, máxime si no les resulta rentable en términos financieros.

La distribución tiene lugar a través de un grupo de compañías mixtas y privadas, que hasta 1986 prestaban el servicio exclusivamente en los barrios de altos ingresos de unas cuantas ciudades. Las concesiones de gasoductos urbanos se asignan al primer proponente, según el viejo Código de petróleos. Hasta 1989 las tarifas de gas natural se fijaban para garantizar la rentabilidad de las empresas y sin atender a ninguna racionalidad de costos ni de consumos.

En éstas condiciones parece indispensable procurar una nueva normatividad para el gas, a través de una ley especial. La ley fijaría a Ecopetrol y a las empresas la obligación de atender toda la demanda potencial, así tengan que recurrir a las importaciones.

Asimismo, debería contemplarse una separación institucional del manejo del gas natural y propano:

(1) Una Empresa de Gas Natural de economía mixta encargada, a través de sus filiales (que deberían continuar también como empresas mixtas) de todos los aspectos del transporte y distribución del gas natural y, en barrios populares, del subsidio a programas de gas propano. Esta "holding" debería ser autónoma, como ocurre en la mayoría de los países, y no depender directamente de Ecopetrol como ocurre hoy tanto con Colgás como con Promigás.

(2) La distribución del gas propano debería estar en manos exclusivas de empresas del sector privado a las que se les permitiría importar libremente el GLP o comprarlo a Ecopetrol. Como ya se dijo, el sistema de cupos sería eliminado.

VII. POLITICA DE REFINACION Y TRANSPORTE

A. DEMANDA DE PRODUCTOS REFINADOS

La demanda actual de productos blancos se sitúa en unos 175 MBD (Miles de Barriles por Día), con la siguiente descomposición: 111 MBD de gasolina y 51 MBD de destilados medios, mientras que la producción anual actual es de 88 MBD de gasolina y 59 MBD de destilados medios. El déficit de 23 MBD en el suministro de gasolina es satisfecho con importaciones y se exporta un excedente de 8 MBD de ACPM. En adición, la producción de propano es de 13 MBD, mientras su consumo está limitado a la capacidad de producción. Como se señaló atrás, sin limitaciones de suministro la demanda podría situarse en el doble de la actual.

Según pronósticos de Ecopetrol, en el año 2000 la demanda de gasolinas llegaría a 165 MBD y la de destilados medios a unos 72 MBD. De no expandir la capacidad de refinación (ver abajo), en el año 2000 se importarían 74 MBD de gasolina (44.5 % de la demanda nacional) y 12 MBD de destilados medios (17% de la demanda nacional). Las importaciones de ACPM comenzarían a partir de 1994.

La demanda total pronosticada de productos blancos se distribuye regionalmente de la siguiente forma:

REGION	A Ñ O	
	1995	2000
Bogotá	76 MBD	91 MBD
Central (Medellín, La Dorada)	29 MBD	33 MBD
Occidente (Mariquita y Sur, Manizales, Cartago, Yumbo, B/ventura)	54 MBD	64 MBD
Oriente	16 MBD	18 MBD
Norte	38 MBD	47 MBD
TOTAL	213 MBD	253 MBD

B. EXPANSION DE LA CAPACIDAD INSTALADA.

Con las ampliaciones en curso en el CIB (Complejo Industrial de Barrancabermeja), la capacidad de refinación nacional será de 237.5 KB/D distribuidos así:

CIB	163 MBD
Ref. Cartagena	70 MBD
Tibú y Orito	4.5 MBD

Con esta capacidad se espera que la producción de gasolina para 1990 sea de 88 MBD, lo que correspondería al 37 % de la carga de las refinerías.

Recientemente, el CONPES autorizó adelantar los estudios de ingeniería y diseño de una refinería de media conversión con una capacidad inicial de 75 MBD, situada en la Región Central, con una inversión de US\$ 650 millones. La nueva refinería entraría en operación a fines de 1994, según el cronograma propuesto; la fecha de entrada más probable sería en 1996.

Con la instalación de ésta refinería se reducirán las importaciones de gasolina a 15.7 MBD en 1996 y se continuará con excedentes exportables de ACPM y fuel oil. Hacia el año 2000 se importarían 40 MBD de gasolina y la exportación de ACPM desaparecería. El proyecto contempla la posterior adaptación de ésta refinería a una de alta conversión, con una capacidad de carga de 100 MBD, con lo que se eliminarían los anteriores déficits. La ejecución del proyecto demandará las siguientes inversiones, en millones de dólares de 1989, y sin incluir intereses durante el período de construcción:

Unidades de Proceso	314
Elementos Externos y Servicios Industriales	246
Terrenos, Regalías, Catalizadores, Conexión	
a Oleoductos y puesta en marcha.	50
Imprevistos	40
Total Inversión	650

En el cuadro 7.1 se presentan los costos de inversión en poliductos si no se construye la refinería y se comparan con los que se harían con una refinería de 50 MBD de baja conversión y con la refinería convertida a alta conversión y aumentada su capacidad de carga a 100 MBD .

Los estudios de factibilidad de éste proyecto arrojaron un valor presente esperado de beneficios netos (para la evolución más probable de precios internacionales del petróleo crudo y sus productos refinados) de 504 millones de dólares, frente a la alternativa de importar la totalidad de la demanda excedente de gasolina y productos blancos. La tasa interna de retorno estimada del proyecto, para distintas sensibilidades a los costos de inversión y a diferenciales entre productos blancos y combustibles, varía en un rango entre 15.5% y 19%. Estas cifras serían aún mayores si se contabilizarán los beneficios de disponer de un mayor suministro de gas propano, frente a la política actual de limitar su consumo a la oferta interna.

Se analizó también la opción de procesar crudo colombiano en refinerías del Caribe, pero se encontró que tendría un valor presente de costos incluso superior a la de importar todos los faltantes de gasolina y productos blancos, como consecuencia del doble flete en que se incurriría y del bajo rendimiento en productos blancos de éstas refinerías.

La localización en el Magdalena Medio presenta dos ventajas sobre otras:

1) Minimiza el valor presente de los costos de inversión y operación de la red de transporte de oleoductos y poliductos.

2) Permite la utilización de grandes volúmenes de crudos pesados del área de Cocorná (del 35% al 50 % de la carga de la refinería), que en otra forma se utilizarían como sustitutos de combustible o crudos pesados de otras regiones (crudo Castilla de los Llanos) o no se utilizarían por mucho tiempo. En efecto, los estudios del área demuestran que con inversiones de US\$350 millones se pueden recuperar en Cocorná 232 Millones de barriles (58% de las reservas in-situ), con una producción de 30 MBD (versus MBD actuales) y un costo por barril producido de US\$6 por barril. De ésta manera, el proyecto tiene el efecto adicional de valorizar las reservas de crudos pesados en el país, contribuyendo a

estimular su búsqueda (ver sección II), y de ampliar las reservas de crudo utilizables en el corto y mediano plazo, permitiendo mayores exportaciones de crudos ligeros y reduciendo el riesgo de desabastecimiento.

Auncuando aún no se ha definido la localización precisa, éstos argumentos indican que su ubicación óptima está lo más cerca posible de los campos de Cocorná y del cruce, en Vasconia, del oleoducto de los Llanos, del Oleoducto Colombia en construcción (Vasconia-Coveñas) y de los oleoductos y poliductos que unen el Valle Superior del Magdalena con el Magdalena Medio y la refinería de Barrancabermeja.

En cuanto a la escogencia de tecnología, los primeros estudios (Bechtel y Ecopetrol) sugerían la construcción de una refinería de alta conversión, que minimizara la producción de combustóleo y maximizara la de gasolina y productos ligeros. Sin embargo, los análisis posteriores (ADL y Econometría) demostraron que ésta opción no se justificaba por ahora, por sus mucho mayores requerimientos de inversión, riesgos tecnológicos y los problemas asociados con la utilización del coque residual.

Se evaluó asimismo la opción de construir varias refinerías mas pequeñas en áreas productoras. Si bien algunas de ellas presentan beneficios económicos netos (ver abajo), no sustituyen en conjunto con ventaja al proyecto aprobado por su menor rendimiento en productos blancos y por no aprovechar economías de escala.

Para definir la ejecución de este proyecto el CONPES tuvo en cuenta, además de lo anterior, el hecho de que no compite por recursos de crédito externo con otros proyectos públicos o privados, pues su financiación externa se puede obtener de fuentes que no presentan restricciones, tales como gobiernos y proveedores y de que Ecopetrol dispondrá del flujo de fondos requeridos para los gastos en pesos sin afectar los otros programas de inversión prioritarios (exploración y desarrollo de yacimientos, propios o en asociación) ni las transferencias al Gobierno por diversos conceptos. (véase atrás)

1. Comparación de Opciones de Abastecimiento de Productos Blancos.

Con el fin de comparar la decisión tomada, con otras alternativas de abastecimiento, en el presente estudio se llevó a cabo una evaluación económica

aproximada de los costos asociados a cada una de las alternativas consideradas. Este análisis se llevó a cabo a partir de informaciones de ECOPETROL sobre pronósticos de demanda de combustibles por regiones, de las reservas de petróleo crudo por zonas productoras, y de informaciones obtenidas del Estudio de Factibilidad adelantado por ADL sobre los costos de transporte, obtención de productos blancos de cada opción, costos de inversión y de operación y mantenimiento. Se plantearon las siguientes opciones de abastecimiento de productos blancos que demandará el país:

- a) Seguir importando los faltantes de productos (Caso de Referencia).
- b) Ampliar de la capacidad de refinación en Cartagena en 75.000 barriles/día.
- c) Instalar una nueva refinería de mediana conversión en el centro del país con una capacidad de 75.000 Barriles/día.
- d) Instalar una refinería de alta conversión en el centro del país con una capacidad para cargar 75.000 Barriles/día.
- e) Para algunas regiones se analizó la viabilidad preliminar de instalar pequeñas refinerías.

Para el análisis de la bondad económica de las opciones de aumentar la capacidad de procesamiento de 75.000 barriles/día contra la posibilidad de seguir abasteciendo los faltantes con importaciones, se hicieron análisis de sensibilidad al diferencial de precios entre el combustóleo y el de la gasolina en costa del golfo de Méjico y a la disponibilidad de petróleo crudo nacional para la carga de las refinerías existentes durante el período de evaluación.

Para el diferencial de precios entre el combustóleo y la gasolina se adoptaron los valores de 7.50, 9.00, y 11.00 US\$/Barril.

Para el análisis de sensibilidad a las reservas de petróleo crudo nacional se tomaron los siguientes dos casos:

- 1 El nivel de hallazgos esperado permite mantener la producción requerida para la carga de las refinerías durante todo el período de evaluación.

En el cuadro 7.2 se presenta un resumen de los cálculos obtenidos del valor presente de los beneficios y costos para todas las opciones planteadas, para esta hipótesis de nivel de producción de petróleo crudo nacional, para los posibles niveles de diferencial de precios asumidos.

2 Se asume que no hay nuevos hallazgos y la disminución de la producción por agotamiento de las reservas se sustituyen por importaciones de petróleo crudo.

En el cuadro 7.3 se presenta el resumen de los cálculos de los beneficios y costos de las diferentes opciones evaluadas para las diferentes hipótesis de diferencial de precios .

En el cuadro 7.4 se presenta un resumen de las tasa internas de retorno y del valor presente de los beneficios netos de cada opción respecto al caso de referencia.

Como se observa, independientemente de la situación de evolución de las reservas nacionales de petróleo crudo las opciones que contemplan la instalación de la refinería en el centro del país resultan económicamente atractivas. Este resultado se explica básicamente por las siguientes dos razones:

La primera es que con estas opciones se valorizan las reservas del crudo pesado de Cocorná que de otra manera no tienen una posibilidad clara de explotación con niveles de precio internacional como el registrado en los últimos años, debido a sus altos costos de extracción unido a sus altos costos de transporte, lo que hace que su valor de oportunidad sea muy bajo en el yacimiento.

La otra razón radica en que la infraestructura actual y en desarrollo favorece la localización en el centro del país ya que en el peor de los casos en que fuera necesario acudir a importaciones para cargar parcialmente la nueva refinería, los oleoductos actuales o en proyecto utilizados para sacar productos para la exportación podrían ser utilizados para las importaciones de los faltantes que se llegaren a presentar.

En cambio, la alternativa de ampliar la refinería de Cartagena, aunque requiere de una menor inversión por aprovechar parte de la infraestructura de la

actual refinería, no resulta atractiva para los diferenciales de precios considerados.

Aunque la alternativa de la refinería de alta conversión presenta un mayor beneficio neto, su mayor inversión unido a la mayor tasa interna de retorno de la refinería de mediana conversión justifican la decisión tomada por el Consejo Económico de Política Económica y Social de autorizar la ejecución del proyecto correspondiente a la refinería de mediana conversión la cual podrá ser mas adelante pasada a alta conversión.

C. OTRAS OPCIONES DE ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA FUTURA.

La viabilidad económica de la nueva refinería depende en forma fundamental de los diferenciales entre los precios de los productos blancos, el crudo y el fuel oil. En el pasado estos márgenes han evolucionado en forma cíclica y volátil entre US\$ 17.20 en 1979 y US\$ 1.73 en 1987 (ambos valores en US\$ de 1989).

El margen promedio en frontera de los precios de la gasolina con el crudo en los últimos 12 años fué de US\$ 5.91. En los últimos 5 años fué de US\$ 3.20. Los bajos márgenes recientes se explican por el exceso de capacidad instalada en la región, como consecuencia del boom en inversión en refinerías que se presentó a continuación de la crisis de 1979-1980, y solo cubren los costos variables de refinación y una pequeña porción de los costos del capital. Recientemente se ha notado una tendencia al alza de los márgenes, en razón de que los excedentes en capacidad de refinación se están estrechando y que no hay muchas inversiones en refinación, en curso o previstas, debido a la experiencia de bajos márgenes en los años pasados. La presencia de éstos "ciclos" en los márgenes ha sido una característica de la industria desde hace varias décadas.

En la región central colombiana los márgenes se ven acrecidos por el efecto adicional de los altos costos de transporte desde la costa al interior para la gasolina importada, que tiene un costo incremental promedio de largo plazo de alrededor de US\$ 4, y del crudo desde los campos productores hasta el puerto de exportación. Sin embargo, tal cosa no ocurre en las regiones Norte (Costa Atlántica) y Valle, en donde los costos de transporte interior son mucho menores.

Esta situación sugiere analizar la posibilidad de que en los planes futuros se evalúen alternativas que impliquen situaciones mixtas, tales como la ampliación de capacidad de refinación para el interior e importación mediante contratos de largo plazo para suministrar los faltantes de gasolina al Occidente y la Costa Atlántica.

De otra parte, dada la estructura de la demanda de productos, con los incrementos en la capacidad de refinación se presentará un excedente exportable de ACPM que también tiene que llevarse a puertos desde el interior con un costo de transporte relativamente alto. Parece conveniente, entonces, orientar la política de precios hacia una que refleje mejor los costos de oportunidad marginales del país, tal y como se discutió en la sección IV, con lo cual se puede maximizar el beneficio de la refinación local.

D. MINIREFINERIAS.

La instalación de minirefinerías para el abastecimiento de productos blancos de algunas regiones parece conveniente, así tengan un alto costo unitario de refinación, ya que éste puede ser menor que la suma de los costos de transporte de crudo hacia afuera y de los derivados que se importan hacia la región. Tal podría ser el caso localidades como Arauca, Neiva, Yopal, Coveñas y Tumaco.

Las minirefinerías consisten en una planta de destilación primaria atmosférica; tanques de almacenamiento para el crudo que va a ser cargado, los derivados, el crudo residual; instalaciones para servicios industriales; laboratorio; mezcladores de aditivos para mejora de octanaje y conexiones al oleoducto existente.

La capacidad de éstas destilerías se limitaría para minimizar los excedentes de sus productos blancos (gasolinas, queroseno, JPA, ACPM). El crudo reducido se mezclaría con el crudo producido en la región y sería transportado a puerto de exportación o a las refinerías de Barrancabermeja o Cartagena, donde sería refinado. De ésta forma, el crudo reducido tendría un valor mayor que el del combustóleo, aunque afectaría negativamente el precio del crudo no mezclado.

Para ilustrar la viabilidad de esta alternativa, a continuación se presenta un análisis preliminar de una eventual minirefinería que se instale en la ciudad de Neiva para procesar crudo liviano de San Francisco, con una capacidad de carga de 15000 barriles por día.

Aunque no existen análisis técnicos preliminares que permitan identificar aspectos básicos tales como:

Porcentaje de Productos Blancos que se podrían obtener de la carga de crudo San Francisco.

Costo de inversión requerida para el esquema de refinación correspondiente a la producción esperada de productos blancos.

Costos de Operación (combustibles, mejoradores, servicios industriales) y de Mantenimiento,

Se adoptaron algunas hipótesis para poder hacer una evaluación económica muy preliminar de este proyecto, contra la alternativa de seguir teniendo el abastecimiento de productos blancos de la región desde la refinería de Barrancabermeja, utilizando en su último trayecto el poliducto Gualanday-Neiva, el cual se encuentra utilizado al límite de su capacidad, por lo que en este caso sería necesario efectuar inversiones para aumentar su capacidad de transporte.

Para compensar la falta de información precisa sobre los parámetros técnicos, en la evaluación económica preliminar se consideraron análisis de sensibilidad a los siguientes aspectos:

Al diferencial de precios entre el combustóleo y la gasolina en el mercado internacional. Se hicieron cálculos para 7.50, 9.00, y 11.00 US\$/barril.

Al porcentaje de productos blancos que se podrían obtener con el esquema de refinación asumido. Se hicieron cálculos para el 40% y el 50% de productos blancos.

Al precio del crudo reducido el cual sería mezclado con el crudo virgen para ser enviado a exportación pudiendo afectar levemente el valor de éste último. Se adoptaron dos hipótesis:

- Que el crudo reducido adquiriera un valor igual al promedio entre el crudo virgen y el combustóleo.

- Que el crudo reducido tenga el mismo valor del combustóleo.

Al valor de los costos de inversión.

Los cálculos básicos se hicieron para una inversión de 45 millones de dólares (con los mismos costos unitarios de la refinería del Amazonas de CEPE en Ecuador) y se hicieron análisis de sensibilidad con inversiones de 15 (estimativo hecho por el Ingeniero José Barake, en el documento "Demanda de Gasolina Motor. Ventaja de las Minirefinerías" de Marzo de 1987), 24 y 30 millones.

Los costos de mejoradores fueron tomados del informe de ECOPETROL "Abastecimiento de Productos Blancos en Colombia (1988-2000)" de Diciembre de 1987.

Los costos de transporte fueron calculados a partir de los análisis e informaciones básicas de Arthur D. Little en el estudio "Evaluation of Colombia's Light Product Supply Options" de Abril de 1989, y de informes de Ecopetrol sobre los costos de transporte interno.

Los resultados encontrados (Cuadro 7.5) muestran que para algunos de los análisis de sensibilidad los resultados son ampliamente favorables mientras que para otros no son atractivos.

Con lo anterior no es posible recomendar claramente la construcción de este proyecto, pero si se encuentra de la mayor conveniencia adelantar un estudio de factibilidad técnica y económica.

Un análisis similar al anterior se llevó a cabo para una microrefinería en Yopal con capacidad para cargar 1000 barriles diarios y una producción de 400 barriles diarios de productos blancos. En este caso se obtuvieron los siguientes resultados:

a) Para una inversión de 3 millones de dólares(US\$ 3000/ Barril-día)

	M A R G E N (U S \$)		
	<u>7.50</u>	<u>9.00</u>	<u>11.00</u>
VPN En Millones de US\$	-1.79	-0.33	1.61
TIR %	-1.7	8.3	16.9

b) Para una inversión de 1.5 millones de dólares (US\$ 1500/barril-día)

	M A R G E N (U S \$)		
	<u>7.50</u>	<u>9.00</u>	<u>11.00</u>
VPN En Millones de US\$	-.54	0.91	2.85
TIR %	3.9	17.8	30.5

En adición a lo anterior, la construcción de una o dos refinerías de éste tamaño podría resultar definitiva para evitar la ampliación del poliducto de Pozos Colorados, que parecería necesaria ante las posibles demoras en el proyecto de 75 MBD en el Magdalena Medio.

E. MANEJO DE LA DEMANDA.

La forma mas eficaz de solucionar la satisfacción de las necesidades de la sociedad en materia petrolera, es la de establecer un planeamiento con enfoque en la demanda. En efecto, la demanda de energía es una demanda derivada: la comunidad no demanda gasolina o G.L.P, sino kilómetros -pasajero, kilómetros-tonelada de carga, o comidas cocinadas. En éste contexto, además de la adopción de la política de precios de eficiencia propuesta en la sección II, la

ejecución de programas de mejoramiento del transporte masivo y del tránsito, el establecimiento de regulaciones para el control del medio ambiente, etc, tienen una altísima rentabilidad social. Esta debe ser una de las principales tareas de la Comisión Nacional de Energía, como lo ordena la Ley que la creó.

F. EL CONCURSO DEL CAPITAL PRIVADO.

Aunque resulta claro de los estudios de factibilidad de ampliación de la capacidad de refinación que Ecopetrol tendría la capacidad financiera de emprender los proyectos requeridos, podrían existir alternativas de inversión de recursos públicos con mayor rentabilidad social.

Esta situación permite plantear, para un análisis posterior más detallado, la alternativa de que la expansión de la capacidad de refinación pueda ser adelantada por inversionistas privados o al menos por sociedades mixtas en las cuales el riesgo del negocio sea compartido.

Como ejemplos donde se puede tener participación del capital privado se visualizan:

1) La construcción y explotación de minirefinerías que sean económicamente viables. Debe tenerse en cuenta que la nueva refinería del Magdalena Medio tendrá un período de construcción de por lo menos 5 años y que su capacidad se copará a los pocos años de operación. Dada la complejidad de los procesos de contratación a que está sometida Ecopetrol, parece poco conveniente y probable que se encargue de éstos proyectos pequeños.

Se considera que en ésta actividad, con reglas claras en materia de precios y comercialización de los productos y en la forma de valorizar el crudo residual, se podría obtener, con grandes ventajas, la participación de capital privado, bien sea de los productores, a través de los contratos de asociación, que pueden valorizar mejor su producto, o de inversionistas privados nacionales independientes. A corto plazo conviene estimular la construcción de algunas de ellas a través de los contratos de Asociación respectivos, así sea fijandoles un "processing fee"; de hecho, en muchos países los contratos de exploración y explotación **obligan** al inversionista privado a montar minirefinerías para atender demandas locales.

2) La importación de productos deficitarios en el país, como ya se señaló en el caso del Gas Propano. En esta actividad podrían participar directamente las empresas encargadas de la distribución de los combustibles y del gas.

3) La construcción, explotación y posterior traspaso a Ecopetrol de refinerías de mayor tamaño, como la proyectada para el centro del país. En este caso la propiedad final de la refinería sería del Estado y ésta sería pagada con una tarifa de refinación fija (de ninguna manera con un esquema de "cost-plus" que no estimularía la optimización económica de los procesos de refinación) durante un cierto período de explotación a cargo del contratista ejecutor del proyecto. En éste caso Ecopetrol tendría ingerencia en la definición de los crudos a cargar, para optimizar el "slate" de productos.

4) Mejor aún, la participación o asociación con Ecopetrol en la construcción y explotación de nuevas refinerías de tamaño mediano o grande.

En éste caso los precios de los productos deberían relacionarse con los de frontera, referidos al mercado de Costa del Golfo (U.S.), descontando adicionalmente el costo de transporte a puerto, como se indicó en la Sección IV. Así los riesgos relacionados con el margen de refinación, el mercado de los productos y la disponibilidad de crudo para la carga de la nueva refinería serían de la empresa refinadora. Bajo éste esquema, que se considera en principio más conveniente que el anterior, se debe evitar el pago de márgenes fijos de refinación por cuanto ello eliminaría los riesgos de los inversionistas y no estimularía la optimización del "slate" de carga y de productos, ni de las operaciones internas de la refinería. Pero, al mismo tiempo, se requieren reglas claras de fijación de precios para el crudo y los productos, ya que de lo contrario se sometería a los inversionistas a decisiones discrecionales que incrementarían sus riesgos financieros de manera exagerada e innecesaria.

Dado que la nueva refinería se justifica, en buena parte, por la posibilidad de aumentar la producción de crudo Cocorná, para el asociado de Ecopetrol (Texaco) sería de gran interés la instalación de ésta nueva refinería y ello podría conducir a su eventual participación en los riesgos de capital inherentes a su ejecución, ya que ésta le permitirá obtener un mejor provecho de la Asociación.

Sinembargo, la **valorización** del crudo Cocorná que genera el proyecto -y que en buena parte lo justifica económicamente-debe ser aprovechada por el Estado y no trasladada al inversionista privado. Esta consideración sugiere que en éste caso particular puede ser más conveniente que Ecopetrol ejecute el proyecto en un 100%.

Por el contrario, la posibilidad de construir nuevas refinerías en asociación puede constituir un estímulo importante para la búsqueda de nuevas reservas de crudos pesados (ver Sección II)

A largo plazo conviene desligar las actividades de producción y refinación, estableciendo reglas claras para la fijación de los precios en cada actividad, de tal manera que el precio del crudo y sus productos esté relacionado con su valor de oportunidad (como se indicó en la sección IV) y se induzca competencia y mayor eficiencia en el sector de refinación.

G. EL SISTEMA DE TRANSPORTE

En el país se ha venido desarrollando una importante red de transporte constituida por oleoductos que transportan el petróleo crudo desde los campos productores hasta las refinerías o hasta puerto para la exportación, poliductos que llevan los productos de la refinación desde las refinerías o desde puerto hasta los centros de consumo, un combustoleoducto que transporta desde Barrancabermeja hasta Cartagena los excedentes exportables de combustóleo y gasoductos que transportan el gas natural proveniente de los campos productores hacia los centros de consumo. Esta red se complementa con el transporte por vía marítima, fluvial y terrestre.

En los últimos 5 años el transporte por oleoductos de petróleo crudo ha pasado de 74.2 MBD en 1984 a 390.2 MBD en 1989, debido a la entrada en operación en 1986 del oleoducto Caño Limón-Coveñas, que transportó durante 1989 189.2 MBD, al aumento en la producción de crudo en los departamentos de Huila y Meta, cuya producción es llevada a la refinería de Barrancabermeja, y, en el curso del último año a la entrada en operación del Oleoducto Central de los Llanos, con capacidad de 107 MBD, que a finales de 1989 se encontraba transportando 32.7 MBD. La red de oleoductos pasó de 8371 km. en 1986 a 10351 km. en 1989, de los cuales 6939 pertenecen a Ecopetrol .

Por su parte, el transporte de productos refinados pasó de 344.9 MBD en 1984 a 424.6 MBD en 1989 con un crecimiento relativamente equilibrado en la carga de los diferentes poliductos.

El transporte terrestre pasó de 13.8 MBD en 1984 a 20.8 MBD en 1989, con una importante participación del transporte de los crudos del Casanare a Barrancabermeja y de Apiay a La Dorada. Desde cuando entró en operación el Oleoducto Central de los Llanos, desde el piedemonte llanero por vía terrestre se transporta únicamente crudos pesados de Castilla.

A su vez, el transporte fluvial pasó en el mismo período de 21.8 a 22.2 MBD, correspondientes en su mayor parte al transporte de combustóleo de Barrancabermeja a Cartagena.

Por vía marítima se transportaron durante 1989 15.1 MBD, correspondientes en buena parte al desplazamiento de productos de la refinería de Cartagena hacia el puerto de Pozos Colorados (Santa Marta), para ser posteriormente bombeados al centro del país por el poliducto Pozos Colorados-Barrancabermeja.

Para poder desarrollar el creciente potencial de producción del pie de monte llanero y del Huila, se construyó el Oleoducto Central de los Llanos hasta Vasconia y una serie de ramales que conectan con éste los yacimientos del Meta y el Casanare; se reforzó la capacidad del oleoducto Dina-Vasconia-Barrancabermeja, mediante la instalación de estaciones de compresión; y se ha iniciado la construcción del denominado Oleoducto Colombia, entre Vasconia y Coveñas, con una capacidad de transporte de 150 MBD, y un nuevo oleoducto entre Dina y Vasconia, con capacidad de 130 MBD. Este último está siendo construido íntegramente con inversión privada (Hocol e Intercol), mientras para la del Oleoducto Colombia se estableció una sociedad anónima entre Ecopetrol (49%) y las compañías privadas interesadas en movilizar su potencial de producción.

H. POLITICA DE TRANSPORTE

Conviene subrayar la importancia que tiene una rápida respuesta del desarrollo de sistemas de transporte ante nuevos hallazgos. La carencia o falta de capacidad de los oleoductos obliga a posponer el desarrollo del potencial de producción, con sus efectos sobre generación de nuevas divisas y ahorro público y reduciendo la tasa interna de retorno de la actividad exploratoria, lo que se constituye en un desestímulo a ella. En adición, conduce al transporte por carretera, con los costos respectivos de congestión y mantenimiento de éstas vías.

En el reciente acelerado desarrollo que ha tenido ésta actividad de la industria petrolera, para responder al creciente potencial de producción, se ha tropezado con diversas dificultades.

En primer lugar, la Contraloría General de la República ha sostenido que éstas y otras inversiones de Ecopetrol constituyen "obra pública" y, en consecuencia, deben someterse íntegramente a las disposiciones del Estatuto 222. La experiencia demuestra que la aplicación de éstas normas puede conducir a atrasos considerables, como ocurrió en el caso del Oleoducto Central de los Llanos. Resulta conveniente considerar la adopción de un estatuto especial de contratación para Ecopetrol y otras empresas públicas que permita el desarrollo de éste tipo de proyectos en forma mas eficiente y comercial.

De otra parte, el artículo 1o del Decreto 128 de enero 11 de 1986 (que fué recientemente suspendido por el Consejo de Estado) estableció que "la operación y mantenimiento de los oleoductos definidos como de uso privado por el Código de Petróleos destinados al transporte de crudos y terminales, cuyo funcionamiento se inicie con posterioridad a la vigencia de este Decreto, se efectuará a través de la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL." Los oleoductos y terminales que estuvieran en operación en la fecha del anterior Decreto, continuaron sometidos a las normas bajo las cuales iniciaron sus actividades.

Esta norma podría haberse constituido en un desestímulo a la inversión privada en nuevos oleoductos y dar lugar a situaciones que no convienen a ninguna de las partes. Tal es el caso del nuevo Oleoducto Dina-Vasconia. Las compañías no entienden porque Ecopetrol debe operar un oleoducto financiado

íntegramente con sus propios recursos y a Ecopetrol no le conviene destinar personal y esfuerzos administrativos a ésta tarea. Ecopetrol solicita, en consecuencia, que se le pague una tasa de servicios que le genere ingresos netos y las compañías se oponen a ello.

En síntesis, no parece necesaria ni conveniente la aplicación generalizada de éste tipo de normas. Aparentemente, cuando se expidió se buscó antetodo que Ecopetrol operara el Oleoducto Caño Limón-Zulia-Coveñas, construído a través del Contrato de Asociación respectivo. En los contratos de asociación se ha hecho explícito que la compañía asociada opere el yacimiento y las facilidades de producción, y éste principio se aplicó a los ramales que los conectaban con la red de oleoductos, pero no se había previsto la eventualidad de la construcción y operación de un oleoducto de gran envergadura. Quizás lo más conveniente sea disponer en futuros contratos que el operador de instalaciones distintas a las de producción (oleoductos, refinerías, etc.) llevadas a cabo a través del Contrato, pueda ser Ecopetrol, una de las compañías asociadas o un tercero, a elección de las partes, mediante las mismas normas que regulan las relaciones del operador del yacimiento con el Comité Ejecutivo de la Asociación.

Algo similar ocurre con la fijación de tarifas y la repartición de costos, en particular para el transporte de las regalías. En el caso del Oleoducto Caño Limón-Zulia-Coveñas se ha presentado una triple disputa: la Contraloría General de la República sostiene que Ecopetrol debe cubrir solamente la mitad de los costos totales, Ecopetrol ha venido pagando la mitad de los costos de inversión y el 60% de los costos directos de operación y Occidental considera que el transporte de regalías debe pagar tarifa plena. Conviene aclarar de manera definitiva ésta situación en contratos futuros.

En el caso del Oleoducto Colombia, se optó por la siguiente fórmula: el porcentaje de participación de cada socio en el capital de la sociedad le genera el derecho de transportar un volumen de petróleo igual mismo porcentaje aplicado a la capacidad del oleoducto, así como la obligación de cubrir el servicio de la deuda con aportes fijos proporcionales a su participación. Los costos de operación son pagados en proporción directa al uso que efectivamente le dé cada socio, si éste es inferior o igual a su derecho. Los volúmenes transportados por encima del derecho de cada socio son pagados a una tarifa preferencial del 80 % de la tarifa acordada para el transporte de crudo a terceros. Este acuerdo parece

razonable para una compañía mixta, pero no podría ser aplicado al transporte de regalías de los oleoductos desarrollados mediante el Contrato de Asociación.

En forma más general, conviene aclarar la aplicación de las disposiciones del Código de Petróleos (artículos 56 y 57) para la fijación de las tarifas para terceros y para pago de impuestos. Según el artículo 56:

"El Gobierno, de acuerdo con los contratistas de exploración y explotación o de oleoductos, o de acuerdo con los explotadores de petróleo de propiedad privada, fijará las tarifas de transporte, teniendo en cuenta :

1. La amortización de capital invertido en la construcción.
2. Los gastos de sostenimiento, administración y explotación.
3. Una ganancia equitativa para el empresario, que se fijará entre éste y el Gobierno, sobre la base de las utilidades que en otros países, y especialmente en Estados Unidos tengan las empresas semejantes de oleoductos, y teniendo en cuenta también el desarrollo económico de los campos petrolíferos servidos por el oleoducto de que se trata."

La falta de reglamentación de éstas normas ha dado lugar a que se utilicen períodos de recuperación de las inversiones muy cortos, a que se reconozca tanto cargos de depreciación como gastos financieros y a un cúmulo de diferencias de interpretación. Mediante modificación del Código, se debería precisar que el cálculo de la tarifa contemple exclusivamente los siguientes conceptos:

- a) Gastos de Operación, administración y mantenimiento estimados según información histórica y debidamente comprobados para las actualizaciones.
- b) Una reserva para depreciación anual calculada por el método de la línea recta con una vida útil de 30 años, sobre el valor de inversión actualizado.
- c) Una rentabilidad razonable sobre el capital invertido.

VIII. POLITICA DE DESARROLLO DE LA INDUSTRIA PETROQUIMICA

A. CARACTERIZACION

La industria química permite una importante transferencia de conocimientos, tecnología y capital; la elevación y mejoramiento de la capacitación técnica del recurso humano; y el aprovechamiento de los recursos naturales. Suministra insumos a otras actividades productivas y sus productos resultan esenciales para la vida actual. Es importante no sólo por su dinamismo y potencialidad propios sino porque es un sector básico de la producción muy interrelacionado con el resto de la economía.

A medida que los países prosperan aumenta el consumo de los productos químicos en forma mas que proporcional a la de otros productos. Su relación con el crecimiento económico es mayor en las primeras etapas del desarrollo económico. La producción química depende mucho del nivel de actividad económica y contribuye al dinamismo de ésta.

La petroquímica es parte importante de la industria química intermedia y se caracteriza por usar derivados del petróleo o del gas natural, o que proceden de ellos, como sus principales materias primas. Los productos petroquímicos son, en general, a su vez, materias primas para otros productos industriales: fibras textiles, plásticos, fertilizantes, manufacturas de caucho, detergentes, pinturas, solventes, colorantes, plaguicidas, productos farmacéuticos, etc. Su fabricación en términos económicos competitivos influye de manera definitiva en el desarrollo de estos últimos sectores. A su vez, éstos condicionan el de la industria petroquímica.

1. PRODUCTOS PETROQUIMICOS

Con frecuencia los productos que constituyen la industria petroquímica se dividen en tres grupos, a saber:

a) Básicos

Se incluyen bajo esta denominación aquellos productos obtenidos de la primera transformación de los hidrocarburos derivados del petróleo o del gas natural. Los petroquímicos básicos son la principal materia prima de los intermedios y de los

finales y, por lo tanto, su demanda está en relación directa con el desarrollo de la producción de estas dos últimas agrupaciones de petroquímicos.

Dentro de esta división sobresalen dos familias de productos: las olefinas y los aromáticos. La primera la conforman el etileno, el propileno y el butadieno; la segunda, el benceno, el tolueno y los xilenos.

Una de las características más notables de su producción radica en que en ella inciden de manera significativa el tamaño de la planta, presentándose importantes economías de escala y el adecuado aprovechamiento de los coproductos y subproductos obtenidos conjuntamente. Estos últimos dependen de la materia prima utilizada.

b) Intermedios

Esta denominación se da a los productos obtenidos en las etapas intermedias de transformación de los petroquímicos básicos en petroquímicos finales. En este grupo quedan incluidos algunos "monómeros". Dentro de ellos resaltan por su diversidad de aplicaciones el estireno, el dicloruro de etileno, el cloruro de vinilo, el acetato de vinilo y el metacrilato de metilo. Además de los citados también sobresalen la caprolactama, el acrilonitrilo, el etilenglicol, el ácido tereftálico y el dimetiltereftalato que son insumos de importancia para las fibras textiles sintéticas. Estas alcanzan, en la actualidad, una tercera parte de las fibras consumidas por la industria textil en el mundo.

c) Finales

Son aquellos productos obtenidos por un proceso químico a partir de los petroquímicos básicos o intermedios y que se emplean como materia prima en otros sectores diferentes del petroquímico, como son, entre otros, el de fibras textiles sintéticas, el de transformación de materias plásticas y el de artículos de caucho.

En la fabricación eficiente de la mayoría de los productos catalogados como finales aunque se presenta un efecto importante de las economías de escala, no tan significativo como en los casos de los productos básicos e intermedios.

Por la importancia que tienen en la industria que los consume, dentro de los productos finales destacan, de manera preferencial, el poliestireno, el caucho estireno butadieno, el cloruro de polivinilo tipo suspensión, el polietileno de baja densidad, el polietileno de alta densidad y el polipropileno.

d) :Cadenas:

En esta industria suele hacerse referencia a líneas o cadenas de producción petroquímica. Un ejemplo de lo que se entiende por este concepto es la cadena compuesta por Etileno-Dicloruro de Etileno (EDC)-Cloruro de Vinilo Monómero (VCM)- Cloruro de Polivinilo (PVC).

2. MATERIAS PRIMAS PETROQUIMICAS

Las olefinas y los aromáticos se obtienen a partir del procesamiento de gases de refinería, destilados líquidos y residuos de refinería. Sin embargo, la industria petroquímica emplea también como materias primas los hidrocarburos constituyentes del gas natural.

El gas natural se procesa para separar sus componentes que son en distinta proporción (según sus características y procedencia):

a) El metano, que se utiliza como combustible o para la producción del gas de síntesis del que se obtienen varios productos químicos, entre los que merecen especial mención el amoníaco por su importancia en la fabricación de úrea y otros fertilizantes nitrogenados y el metanol.

b) El etano, que es la base más apropiada para producir etileno cuando se desea obtener una mínima cantidad de subproductos.

c) El propano y el butano, que se emplean como combustibles al formar parte del gas licuado de petróleo, pero que también pueden procesarse para producir las olefinas. Adicionalmente, el butano por medio de un proceso llamado deshidrogenación se convierte en butadieno, materia prima para la fabricación de los cauchos sintéticos de mayor consumo.

d) La fracción restante corresponde a la nafta, mejor conocida como gasolina natural, que no puede emplearse directamente como combustible pero que constituye una excelente materia prima para la industria petroquímica.

B. EVOLUCION Y TENDENCIAS GENERALES DE LA INDUSTRIA PETROQUIMICA MUNDIAL

En análisis realizados en los últimos años por distintos organismos internacionales y locales de países industrializados y en desarrollo, se detacan los siguientes aspectos a considerar en el desenvolvimiento futuro de la industria petroquímica:

a) La recesión económica de comienzos de la década del ochenta produjo una baja drástica de la demanda de productos petroquímicos. Los países industrializados fueron los más afectados y tuvieron que reducir su capacidad instalada operativa mediante el cierre de plantas. Los elevados costos de producción y la imposibilidad de subir los precios afectaron la rentabilidad de la producción y llevaron a mejoras en los procesos, ahorros de energía, fusiones de compañías y racionalización de las operaciones mediante especialización de la producción en unos casos y diversificación en otros.

La contracción de la demanda en los países en desarrollo no fue tan severa. Además de no ser necesario el cierre de plantas fue posible continuar con los planes de expansión, aun cuando algunos sufrieron un diferimiento.

b) El incremento en las reservas de gas y de petróleo a escala mundial y los precios relativos de los mismos, hacen prever que estos recursos seguirán siendo las principales fuentes de materias primas para la industria química en el decenio de 1990 y probablemente hasta bien entrado el siglo XXI.

c) Desde la pasada década, la industria petroquímica ha mostrado una tendencia creciente a la integración vertical motivada por el interés de aprovechar economías de escala y reducir costos de producción y de transporte.

d) Se estima que en el futuro predominará un mayor grado de internacionalización en la producción petroquímica. Una parte creciente de la capacidad de producción, en especial de productos petroquímicos de consumo masivo, se desplazará hacia las fuentes de las materias primas iniciales y de la energía. Surgirán nuevos

centros petroquímicos en las naciones ricas en petróleo y gas y se incrementará la actividad productiva y exportadora de petroquímicos en países que cuenten con mercados, interno y externo, y con capacidad de venta internacional aunque no dispongan de abundantes recursos naturales locales; es el costo de oportunidad de las materias primas básicas el que determinará la intensidad de este proceso.

Simultáneamente, los productores tradicionales, los países industrializados, se especializarán cada vez más en materiales con mayor valor agregado tecnológico, en los cuales tienen ventaja comparativa además de contar con el mayor mercado los mayores márgenes de utilidad se encuentran en estos productos.

C. EVOLUCION Y SITUACION ACTUAL DE LA PETROQUIMICA EN COLOMBIA

El desarrollo de la industria química en Colombia es, en general, incipiente y parte importante de su demanda es satisfecha con importaciones. Las compras externas de productos químicos en 1988 fueron del orden de 1.200 millones de dólares, algo más del 26% de las importaciones totales del país. Por su parte, las exportaciones ascendieron en el mismo año a 216 millones de dólares, el 4.3% de las ventas externas globales, destacándose las de materiales petroquímicos que han pasado a ocupar los primeros renglones en las exportaciones nuevas.

La industria petroquímica colombiana empezó en los primeros años de la década de los sesenta con la construcción de pequeñas plantas para la producción de amoníaco, úrea y fertilizantes compuestos, a partir del gas natural de Payoa y Provincia, y de negro de humo obtenido de alquitrán aromático. En los años siguientes se inició la fabricación de algunos petroquímicos intermedios y finales, tales como el cloruro de polivinilo tipo suspensión, el poliestireno, el anhídrido ftálico y los principales plastificantes derivados de éste.

A finales de la década de los sesenta y comienzos de los setenta entraron en operación, en el Complejo Industrial de Barrancabermeja, varias plantas para la producción de etileno, a partir de gases de refinería, así como de algunos aromáticos (benceno, tolueno, ortoxileno y xilenos mezclados), ciclohexano, alquilato detergente y polietileno de baja densidad. Asimismo, se constituyó en Barranquilla la empresa Monómeros Colombo-Venezolanos que produce caprolactama, nitrato de amonio y fertilizantes compuestos, y, en Cartagena, las

plantas de Amocar y de Abocol destinadas a la producción de amoníaco y fertilizantes, respectivamente.

Desde 1975 hasta 1987 el desarrollo de la industria local fue muy modesto, como consecuencia de diversos factores, externos e internos, siendo los principales:

- 1) La caída de los precios de la mayoría de los productos petroquímicos en los mercados internacionales, a tiempo que aumentaban los precios del petróleo crudo, con lo cual se redujeron de manera apreciable los márgenes de rentabilidad de la industria a escala internacional;
- 2) Las altas inversiones en petroquímica efectuadas por países de la OPEP, con base en sus grandes reservas de gas y los excedentes financieros provenientes de sus ventas de petróleo crudo, que permitían proveer la continuidad de bajos márgenes de rentabilidad para la industria;
- 3) La pérdida de la condición de exportador y aún del autoabastecimiento petrolero del país y la consecuente crisis financiera de Ecopetrol que llevó también a replantear las prioridades en las actividades y desarrollos de la empresa.

Ante estos hechos ni Ecopetrol ni los inversionistas privados estuvieron interesados en desarrollar nuevos proyectos.

De otra parte, Colombia como miembro de los acuerdos de integración regional y subregional, participó en la negociación de dos instrumentos que comprometían y orientaban, en cierto modo, el desarrollo de la petroquímica en el país. Fueron ellos:

- a) el Acuerdo de Complementación sobre la Industria Petroquímica (Acuerdo de Complementación No. 6 de la ALALC), suscrito en julio de 1968 por Bolivia, Colombia, Chile y Perú y, posteriormente,
- b) el Programa Sectorial de Desarrollo de la Industria Petroquímica o Decisión No. 91 de la Comisión del Acuerdo de Cartagena, aprobada en agosto de 1975 por los entonces miembros del Grupo Andino incluido Chile. Algunos de estos compromisos expiraron a finales de los años ochenta pero otros siguen vigentes.

En uno y otro caso, se asignaron unas producciones a los países participantes en estos acuerdos sectoriales y se distribuían sus mercados con el compromiso explícito de no adelantar, durante un determinado tiempo, la fabricación de productos que no les hubieran sido asignados. En la Decisión No. 91, las ventas intrasubregionales de las producciones previstas cuentan con unos márgenes de preferencia derivados de la aplicación de un arancel frente a países distintos de los andinos y la existencia de una desgravación y liberación completas entre los miembros de la subregión.

En los últimos años, sin embargo, las tendencias de los precios internacionales han sufrido una variación sustancial, con una notable mejoría en los márgenes de rentabilidad de la industria, a tiempo que el país ha recuperado su capacidad de producir excedentes petroleros. En adición, el tamaño del mercado permite ya el aprovechamiento de economías de escala para la fabricación de algunos productos. En estas condiciones ha vuelto a renacer el interés, tanto de Ecopetrol como de la industria privada, en la producción de algunos petroquímicos finales, intermedios y básicos. La mayoría de los nuevos proyectos está siendo desarrollada en la zona industrial de Mamonal, en Cartagena, por parte de inversionistas privados.

De esta manera se han generado dos polos de desarrollo petroquímico en el país:

1) El Complejo Industrial de Barrancabermeja en el que, aprovechando corrientes de refinería y el gas de Payoa-Provincia, Ecopetrol produce 100 MTA (Miles de Toneladas Anuales) de etileno, utilizadas parcialmente por Policolsa para la fabricación de 55 MTA de polietileno de baja densidad; 25 MTA de benceno, 23 MTA de tolueno, 19 MTA de xilenos mezclados, 9.6 MTA de ortoxileno, 30 MTA de alquilato detergente y 28 MTA de ciclohexano; y Ferticol (constituída por Ecopetrol, Caja Agraria y la Federación de Cafeteros) produce 15 MTA de urea.

2) Mamonal en Cartagena, centro en el cual se ubican varias plantas de empresas privadas: la de PVC suspensión de Petroquímica Colombiana, que ha ampliado la capacidad de producción de PVC de 42 MTA en 1980 a 134 MTA en 1990; la de amoniaco de Amocar; la de abonos compuestos de Abocol; la de negro de humo de Cabot; las de poliestireno de Dow que está ampliando su capacidad a 45 MTA y la de Dexon con 10 MTA; la de polipropileno de Propilco con capacidad de 120

MTA. Estas dos últimas plantas iniciaron producción en 1990 junto con otras dos de Dow para la obtención de polioles poliéteres y resinas epóxicas.

En adición a las instalaciones anteriores, se cuenta con la fábrica de caprolactama y fertilizantes compuestos de Monómeros Colombo-Venezolanos en Barranquilla; con las plantas de Andercol en Medellín y de Carboquímica en Bogotá para la producción de anhídrido ftálico, plastificantes y otras resinas; la fábrica de Colcarburo en Bogotá para la obtención de PVC suspensión; otra planta instalada en Cali para la producción de negro de humo y con siete plantas para la fabricación de fibras sintéticas textiles: de poliéster, de poliamida (nylon 6) y de polipropileno; tres plantas productoras de neumáticos y no menos de 500 industrias para la transformación de plásticos y procesamiento de cauchos sintéticos, en diferentes ciudades del país.

D. DEMANDA DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS

Si bien inicialmente la producción petroquímica local estuvo destinada a satisfacer la demanda interna y a exportar unos excedentes, en buena parte del decenio de los ochenta las exportaciones de PVC suspensión, poliestirenos, caprolactama, negro de humo y gránulos de poliéster, alcanzaron volúmenes importantes, destacándose entre los productos no tradicionales de exportación más significativos del país.

De acuerdo con el estudio publicado por ACOPLASTICOS, para estimar la demanda de productos petroquímicos en Colombia se analizó y proyectó su consumo interno aparente y se consideró el comportamiento de las exportaciones realizadas y las previstas según proyectos específicos ya definidos.

En el cuadro 8.1 se muestran los resultados obtenidos para los petroquímicos finales. A partir de estas proyecciones y de los planes definidos de exportación, se estimó la demanda potencial de productos intermedios que se presenta en el cuadro 8.2. A su turno, sobre esta base se calculó la demanda total de petroquímicos básicos que aparece en el cuadro 8.3. Las cifras de demanda de intermedios y básicos se determinaron con base en coeficientes técnicos de las cadenas de producción petroquímica, dadas las tecnologías vigentes de mayor utilización.

Estas demandas presentan un potencial de sustitución de importaciones de unos 255 millones de dolares en 1990 y de unos 433 millones en el año 2000.

E. LA INDUSTRIA PETROQUIMICA COLOMBIANA FRENTE A LA APERTURA COMERCIAL

La apertura comercial es uno de los elementos centrales del nuevo modelo de desarrollo del país, con el que se busca la inserción internacional de la economía colombiana, orientación seguida hoy por la mayoría de los países en desarrollo.

La activa participación de Colombia en convenios internacionales, bilaterales y multilaterales en materias económicas, y en el área comercial en particular, genera diversas circunstancias adicionales que es preciso considerar. En este sentido, cabe señalar que el proceso de apertura de la economía nacional se desarrolla, de manera simultánea y con distinta intensidad, en varios niveles, el del Grupo Andino, el Latinoamericano y el general frente a los restantes países.

Aparte de la reactivación de los procesos de integración regional y subregional, se han ampliado y diversificado nuestras relaciones económicas bilaterales y multilaterales. Son de destacar, por su especial trascendencia, los programas que se adelantan entre Colombia y Venezuela, así como entre Colombia, Venezuela y México en el llamado Grupo de los Tres. Sus objetivos principales son una interrelación más amplia y dinámica de las economías, el liderazgo de la integración hemisférica y la proyección conjunta ante los bloques económicos regionales, sin perjuicio de las relaciones económicas internacionales de cada uno de los países.

Las anteriores iniciativas tendrán influencia significativa en materia energética y mayor en la industria química que en otros sectores industriales. Ello debido a la disponibilidad de recursos naturales de los países, al potencial y ventajas relativas para su mejor aprovechamiento y a las decisiones propias de política de desarrollo económico y social, global y sectorial.

Dada la universalidad del proceso de apertura comercial, desde finales de 1990 no existen restricciones para-arancelarias que afecten la importación de productos petroquímicos a Colombia. Los gravámenes arancelarios aplicables varían con el

origen y procedencia de los productos importados, según se trate de compras de los miembros del Grupo Andino o de la ALADI / o de países diferentes de los anteriores.

1. TRATAMIENTO GENERAL

Los gravámenes arancelarios frente a terceros países son los mayores aplicables a las importaciones y están comprendidos en el rango de 2 a 30% según el grado de elaboración de los productos y la existencia o no de fabricación local. De conformidad con el programa de modificaciones arancelarias estas tarifas oscilarán entre 0 y 25% en 1992 y entre 0 y 15% en 1993 y 1994.

2. ALADI

Son dos los instrumentos de la ALADI más directamente relacionados con el intercambio de bienes dentro de la región: la Preferencia Arancelaria Regional (PAR) y los Acuerdos de Alcance Parcial (AAP).

La PAR es un instrumento multilateral mediante el cual los miembros de la ALADI se otorgan recíprocamente unos descuentos arancelarios para la importación de productos de la región. Estas rebajas se aplican con referencia al gravamen arancelario que se debe pagar por la importación de tales productos desde terceros países. Se exceptúan del otorgamiento de esta ventaja los productos incluidos en la lista de excepciones de los respectivos países. Este mecanismo multilateral de liberación del comercio intrarregional es progresivo y debe llegar en una fecha aún no definida a la desgravación completa para la totalidad de las mercancías.

Los AAP son convenios transitorios entre países, cuyas obligaciones y derechos comprometen sólo a los firmantes. Pueden versar sobre distintas materias y deben estar abiertos a la adhesión, mediante negociación, de otros miembros de la ALADI. Colombia ha suscrito acuerdos de alcance parcial bilaterales de carácter comercial con Argentina, Brasil, Chile, México, Paraguay y Uruguay. Algunos de ellos incluyen productos petroquímicos con rebajas arancelarias temporales para su importación a Colombia.

3. GRUPO ANDINO

Los productos petroquímicos de mayor importancia e interés para los países miembros del Grupo Andino están incluidos, casi en su totalidad, en la Decisión No. 91 de la Comisión del Acuerdo de Cartagena referente al Programa Sectorial de Desarrollo de la Industria Petroquímica. Esta Decisión se encuentra en revisión actualmente y se espera llegar a acuerdos sobre la misma en el primer trimestre de 1991. Uno de los temas ya definidos es el relacionado con la libertad total vigente en régimen y gravámenes para el intercambio intrasubregional.

En cuanto a la protección arancelaria a la producción subregional, los niveles previstos del arancel externo común son del mismo orden de magnitud de los definidos en Colombia. Un tema de especial consideración es el relacionado con la competencia comercial entre productores de la subregión, debido a las condiciones diferentes vigentes para la producción doméstica según la política sectorial de los países.

4. GRUPO DE LOS TRES

La intensificación de las acciones gubernamentales en las relaciones económicas de Colombia con Venezuela y México, que buscan una mayor integración de sus economías en distintos campos de actividad, siendo uno de ellos el aumento de un intercambio comercial libre, pueden tener importantes efectos sobre el futuro desarrollo petroquímico de nuestro país.

Se trata de dos naciones ricas en gas y petróleo, con unas economías apoyadas en el desarrollo y mejor aprovechamiento de los mismos. Son grandes exportadores mundiales de petróleo, Venezuela como miembro de la OPEP y México fuera de la organización. Las tendencias de la industria petroquímica mundial resultantes de los cambios vividos en los últimos 20 años, llevan a fortalecer la aspiración de estos dos países de ser proveedores internacionales de varios productos petroquímicos, para lo cual tienen grandes ventajas naturales comparativas: abundancia, calidad, ubicación y costo de los recursos de hidrocarburos. Dentro de este propósito nacional, han determinado esquemas claros y estables para la participación de los sectores público y privado, nacional y extranjero, en el desarrollo de los petroquímicos básicos, intermedios y finales.

El papel esencial del estado es el de abastecedor cierto de las materias primas iniciales y de los básicos en condiciones muy competitivas. Corresponde a los inversionistas privados, locales y del exterior, adelantar en empresas mixtas o nacionales las producciones subsiguientes en escalas y condiciones que garanticen también la competitividad externa y que, aparte de sustituir eficientemente importaciones, generen corrientes crecientes de exportaciones para consolidar la posición de estos países como proveedores internacionales confiables.

La política de fomento al desarrollo petroquímico comprende tratamientos favorables en materia tributaria y crediticia, así como a la inversión y tecnología extranjeras en cuanto a su ingreso al país y a las cargas impositivas que les son aplicables.

Los planes de desarrollo petroquímico que habían sufrido retraso por las dificultades de sus economías internas y por la limitación de recursos financieros, como consecuencia de los problemas de la deuda externa, han resurgido recientemente con más vigor como resultado de los mayores ingresos gracias a los mejores precios de exportación del petróleo y sus derivados.

F. PROYECTOS PARA EL SUMINISTRO DE LOS REQUERIMIENTOS FUTUROS DE PETROQUIMICOS

1. EL COMPLEJO DE OLEFINAS Y AROMATICOS EN MAMONAL

a. El Proyecto

El proyecto de mayor envergadura bajo estudio para complementar el abastecimiento de productos petroquímicos básicos, consistiría en la instalación de un destilador atmosférico, un "cracker" para producir olefinas y aromáticos y dos plantas de polietileno, una para la producción de polietileno de alta y lineal de baja densidad y otra para la fabricación de polietileno de baja densidad convencional, ubicadas en principio en la zona industrial de Mamonal. Por esta razón, el proyecto se presenta a continuación con algún detalle. Su análisis permite identificar diversos aspectos de la política de desarrollo de la industria petroquímica, que se discuten en forma más general en el literal G.

El primer estudio realizado en 1989, evaluó la factibilidad de un "cracker" que utilizara como materia prima nafta vírgen o propano importado. Posteriormente se determinó la conveniencia de utilizar como materia prima una mezcla de nafta vírgen, kerosene y diesel obtenidos de la destilación atmosférica de crudo Caño Limón. Se examinaron seis esquemas alternativos de producción y se concluyó que el proyecto sería viable siempre y cuando exista demanda local para el propileno y el etileno producidos. El propileno sería utilizado en especial para la fabricación de polipropileno, por parte de la empresa Propilco que hoy usa materia prima importada, y el etileno en las nuevas plantas de polietilenos que se construirían con el cracker.

El último estudio de factibilidad concluido en 1990, recomendó la construcción de un cracker de mayor tamaño que requeriría 47.580 BD de Crudo Caño Limón. La torre de destilación atmosférica produciría 6.600 BD de nafta, 8.500 BD de kerosene y 11.000 BD de diesel, que serían utilizados como carga del cracker y 21.240 BD de crudo reducido, que sería exportado o vendido localmente. Con esta carga (equivalente a 1.223.4 MTA), el cracker produciría: 335 MTA de etileno; 173 MTA de propileno; 1.46 MMPCA / de hidrógeno; 207.5 MTA de fuel oil, susceptibles de exportarse; 107.3 MTA de butanos mezclados y 229.9 MTA de gasolina de pirólisis que podrían ser adquiridos por la refinería de Cartagena como parte del "pool" de gasolina, reduciendo las importaciones de ésta en 6.280 BD.

Adicionalmente 42.75 MTA de butanos mezclados y 107.42 MTA de gasolina de pirólisis podrían ser destinados, mejorando la rentabilidad del proyecto, a la producción de butadieno y aromáticos así: 42.75 MTA de butadieno; 86 MTA de benceno, 16.42 MTA de xilenos y 5 MTA de ortoxileno.

El etileno se utilizaría así: 125 MTA en la planta de polietileno de alta y de lineal de baja densidad; 125 MTA en la planta de polietileno de baja densidad convencional (que complementarí la existente de 55 MTA en Barrancabermeja); 50 MTA en la planta de óxido de etileno para obtener etilenglicol y, eventualmente, 35 MTA en una planta de cloruro de vinilo a partir de dicloroetano importado. El propileno se distribuiría en 120 MTA para la planta de polipropileno de Propilco, 16 MTA para una de óxido de propileno y derivados y 20 MTA para una de alcohol isopropílico.

La construcción de las plantas de polietilenos aumentaría considerablemente la tasa interna de retorno esperada del proyecto global y mejoraría su rentabilidad. Con ellas la capacidad instalada superaría la demanda doméstica proyectada por ACOPLASTICOS hasta cerca del año 2000, de modo que en sus primeros diez años de operación el proyecto tiene un contenido importante de ventas externas, que exigen una mayor competitividad internacional.

Se estima que el topping y el cracker requieren una inversión de US \$477 millones y las plantas de polietileno uno de \$186 millones en dólares de 1990. Con un período de construcción de 4 años, el valor total ascendería a \$725 millones de dólares corrientes. Difícilmente habría otro proyecto industrial en el país en los próximos años con un nivel de inversión similar, y con un impacto promocional parecido sobre la estructura industrial colombiana, ya que sin duda estimularía el desarrollo de otros proyectos de petroquímicos intermedios y finales y en sectores usuarios de los mismos.

b. Relaciones con Ecopetrol.

La realización del proyecto requeriría definir los términos en que Ecopetrol adquiriría algunos productos (los butanos mezclados, la gasolina de pirólisis y, tal vez, el crudo reducido) pero, por sobretodo, aquellos en que estaría dispuesto a suministrar crudo Caño Limón. Lo deseable sería estructurar un acuerdo de suministro de largo plazo que resulte equitativo para ambas partes. Como quiera que no existe garantía de que Ecopetrol disponga de los volúmenes requeridos de excedentes de crudo ligero durante la vida útil del proyecto, o al menos durante un período suficientemente largo, el acuerdo podría establecer cláusulas de precios iguales al costo de oportunidad para Ecopetrol, del siguiente tenor:

- 1) El proyecto pagaría el precio FOB promedio de las exportaciones de crudo del bimestre anterior, siempre y cuando Ecopetrol disponga de excedentes exportables una vez satisfechas las necesidades del cracker.
- 2) En caso contrario, pagaría el precio CIF promedio de importación de petróleo del bimestre anterior, corregido por eventuales diferencias de calidad entre el crudo importado y el suministrado.

En adición, la Junta Monetaria debería garantizar a Ecopetrol el acceso a divisas del Banco de la República por un monto equivalente al de las ventas al proyecto, de modo que para la empresa estatal resulte indiferente, desde el punto de vista cambiario, atender las necesidades del proyecto, exportar o sustituir importaciones de crudo.

En forma similar, los productos vendidos a Ecopetrol deben tasarse a su costo de oportunidad, de importación o de exportación, según sea el caso.

En razón de estas interrelaciones y de los requisitos de capital de riesgo, los promotores del proyecto se encuentran interesados en que Ecopetrol se vincule con una participación accionaria del orden del 20%. Si esta participación llegara a resultar indispensable para dar viabilidad al proyecto, debería ser seriamente considerada por el Gobierno con el objeto de contribuir a su definición.

2. OTROS PROYECTOS PETROQUIMICOS

Es importante señalar que existen otros proyectos posibles de producción nacional de propileno, etileno y polietilenos, que en caso de desarrollarse paralelamente con el anterior complejo llevarían a una mayor dependencia de exportaciones de estos productos o sus derivados.

En primer lugar, se pueden producir 34 MTA de propileno a partir de corrientes de gases de la Refinería de Cartagena. De hecho, Propilco se encuentra negociando con Ecopetrol los términos de compra de estas corrientes y de venta de algunos subproductos, sobre la base de establecer el costo de oportunidad de unos y otros.

En cuanto al etileno y al polietileno, existe la posibilidad de producir 138 MTA del primero y 60 MTA adicionales del segundo en Barrancabermeja (el resto del etileno se utilizaría en la planta existente, ampliando su capacidad en 15 MTA), a partir de corrientes de refinería. Ecopetrol dispone de un estudio de factibilidad al respecto realizado por el Stanford Research Institute (SRI) en 1986 y con base en él abrió, a principios de 1988, un concurso privado para la compra de etileno y la financiación de la planta respectiva a cargo de compañías particulares que por esa época habían manifestado interés en producir polietileno en Barrancabermeja. Los pliegos de la convocatoria especificaban la fórmula de precio y, en adición, exigían que la firma contratante ofreciera sin pago participación accionaria y poder de

decisión a Policolsa en la planta de polietileno, como parte de la contraprestación por el suministro de la materia prima. Las compañías interesadas encontraron excesivas estas exigencias. El proyecto, sin embargo, podría llevarse a cabo bajo otros arreglos.

El estudio del SRI recomendaba acometer también plantas de producción de propileno (66 MTA) y polipropileno (60 MTA) para consumo doméstico, señalando la existencia de importantes ahorros "sinérgicos" al desarrollar ambos proyectos. Ecopetrol considera que podría producir en el CIB hasta 86 MTA de propileno. Es importante anotar que si bien el estudio de SRI consideró alternativas de localización, lo hizo sobre la base de que la materia prima sería de producción doméstica. Como en Cartagena no se disponía de capacidad suficiente (sólo para 34 MTA de propileno), la producción y el transporte del propileno faltante desde Barrancabermeja hacía más costosa esta opción. Por el contrario, los estudios encargados por las empresas privadas, que contemplaban la posibilidad de utilizar propileno importado y capacidades de planta mayores para la producción de polipropileno, destinando a la exportación parte de su producido, recomendaron la ubicación en Cartagena tal y como se llevó a cabo.

Conviene señalar esta diferencia de óptica que ha caracterizado los enfoques de Ecopetrol y del sector privado en relación con la industria petroquímica: mientras la empresa estatal ha dado prioridad a la consideración de proyectos que utilicen sus materias primas y cubran esencialmente el mercado doméstico, las empresas privadas han estado más dispuestas a utilizar materia prima importada (en forma complementaria o sustitutiva de eventuales materias primas locales) y han orientado sus proyectos en parte hacia el mercado exterior. Ello ha significado también diferencias acerca de la ubicación económica más adecuada de las instalaciones productivas correspondientes.

En adición, Ecopetrol considera que de la nueva refinería se podrían obtener unas 40 MTA de propileno, que estarían disponibles para la producción de óxido de propileno y alcohol isopropílico.

En el campo de los aromáticos para los cuales se estima también un crecimiento considerable en la demanda potencial, Ecopetrol plantea que podría lograrse su abastecimiento, incluídas las 80 MTA de para-xileno solicitadas por Monómeros Colombo-Venezolanos para 120 MTA de ácido tereftálico, mediante algunos

ajustes en las instalaciones actuales de Barrancabermeja y la construcción de una planta moderna de aromáticos, de capacidad similar a la del CIB, pero localizada en la Costa. Con ella se obtendría también el benceno necesario para el proyecto de estireno de interés de Dow. La materia prima de esta planta de aromáticos sería nafta vírgen, aproximadamente 12.000 BD, disponibles en la refinería de Cartagena, cuya utilización para petroquímica representaría la importación sustitutiva de gasolina, con la ventaja de una producción equivalente de petroquímicos altamente valorizados.

3. FERTILIZANTES

Desde mediados de la década de los 70 se han llevado a cabo varios estudios de factibilidad de una planta de amoníaco y úrea de gran capacidad (2.000 a 2.500 toneladas por día), a partir de gas de la Guajira, que permitiría atender la demanda doméstica y exportar excedentes, aprovechando las economías de escala que caracterizaban las tecnologías entonces conocidas. Los estudios demostraban que si se dispusiera de cantidades suficientes de gas en el interior, esta opción sería superior por cuanto minimizaría los costos de transporte del producto hasta las áreas de consumo.

Recientemente se han desarrollado plantas eficientes de 500 a 700 toneladas día, con requisitos entre 15 y 20 MMPCD de gas, que deben instalarse lo más cerca posible de los centros consumidores. Su desarrollo, por supuesto, depende de la disponibilidad de gas en el interior del país.

G. POLITICA DE DESARROLLO PETROQUIMICO

Varios de los proyectos antes relacionados podrían resultar excluyentes si se toma en consideración el mercado doméstico sustancialmente. Ello por cuanto éste resulta muy inferior a la capacidad que se instalaría de llevarlos todos a cabo. De allí, que uno de los aspectos fundamentales para el desarrollo de estos y de otros proyectos petroquímicos potenciales consiste precisamente en definir hasta dónde Ecopetrol debe adelantar directamente nuevos proyectos y hasta dónde el sector privado debe llevar la iniciativa y absorber los riesgos de inversión y qué tipo de relaciones contractuales, en materia de precios y condiciones de suministro de la materia prima y de venta de algunos subproductos, debe establecer Ecopetrol con las empresas particulares interesadas.

A finales de 1987, el CONPES dió prioridad a la iniciativa privada, precisando que no deberían existir subsidios en el suministro de materias primas por parte de Ecopetrol y que esta empresa podría participar en la ampliación de capacidad de producción de petroquímicos básicos, de preferencia en asociación minoritaria con el sector privado.

No obstante, estos criterios no han resultado suficientes para definir un marco que oriente con claridad el desarrollo de la industria. En primer lugar, se hace necesario especificar que, como en el ejemplo del Complejo de Mamonal bajo estudio, los precios de suministro de materia prima y de compra de subproductos por parte de Ecopetrol han de establecerse en relación con sus niveles en el mercado internacional, medidos no a precios de ocasión sino de contratos de mediano plazo, con fórmulas razonables de revisión de los mismos. De igual manera, deben incluirse cláusulas de garantía de compra y abastecimiento que den seguridad a la operación tanto de Ecopetrol como de la empresa usuaria o productora de los materiales de que se trate.

Este criterio equivale a determinar, para productos transables internacionalmente, precios FOB de exportación cuando existan excedentes exportables y precios CIF de importación cuando existan déficits de producción doméstica, una vez tomadas en cuenta las necesidades y/o la producción de los proyectos bajo consideración. Para productos no transables (corrientes de refinación y otros) se hace necesario precisar su uso alternativo y el costo de los productos transables respectivos, deduciendo los márgenes de procesamiento. Entre este costo alternativo para Ecopetrol y el que represente su utilización en el proyecto petroquímico puede existir un margen considerable. Esta valorización de las materias primas como consecuencia del proyecto se distribuiría entre las partes, mediante fórmulas flexibles que no vayan a impedir el desarrollo del proyecto, como ya sucedió en el caso del de polietileno en Barrancabermeja, y que favorezca la competitividad internacional de las producciones.

Un instrumento eficaz para dar aplicación a este marco de referencia para el desarrollo petroquímico lo constituye sin duda la Comisión Nacional de Energía, creada mediante la Ley 51 de 1989 con el objeto de organizar y regular la utilización racional e integral de las distintas fuentes de energía, de acuerdo con los requerimientos del país. Una de sus funciones en el campo de los

hidrocarburos es justamente la de aprobar los programas de construcción y expansión de refinerías y plantas petroquímicas en que participe el capital público. Además, la Comisión debería ser el ente encargado de definir la participación que Ecopetrol debe tener en cuanto a la promoción e incluso su inversión en el sector petroquímico.

Un tema importante que debe revisarse para contribuir a esta nueva orientación en el desarrollo de Ecopetrol, es el relativo a su tratamiento particular en materia cambiaria que lleva a la empresa a condicionar sus acciones y políticas a su propio balance de divisas. En ocasiones, ante la necesidad de generarse unas divisas puede ser preferible para Ecopetrol exportar en lugar de atender la demanda doméstica y aún en casos en que sus ventas externas sean a precios inferiores a los niveles internacionales corrientes.

De todas maneras, para el desarrollo de la industria resulta fundamental la disposición de Ecopetrol a facilitar estas negociaciones. Para ello se requiere una actitud más abierta de los dirigentes y técnicos de la empresa al respecto. Es necesario recordar que Ecopetrol, en razón de las condiciones bajo las que se creó y operó durante sus primeros 30 años, ha sido una empresa con una fuerte "vocación" refinadora y petroquímica y que, por el contrario, solamente desde hace poco ha comenzado a desarrollar una necesaria vocación de empresa exploradora. Este tema, se vincula directamente con las prioridades que se debe establecer para la acción y utilización de recursos de Ecopetrol.

Ecopetrol debe asumir el papel de promotor del desarrollo petroquímico: debe estimular al sector privado a que invierta en esta industria facilitándole el acceso a materias primas, sin subsidio, y acompañándolo en los riesgos de inversión cuando ello resulte indispensable para la materialización de los proyectos de mayor tamaño. Esta tarea exige un proceso de concertación, que facilite la adopción de decisiones coherentes en el sector. Así, por ejemplo, es conveniente buscar un consenso sobre la mejor opción para que el país pueda desarrollar la producción de olefinas y aromáticos básicos. De acuerdo con la discusión anterior, si se opta por el Complejo de Cartagena, Ecopetrol debería abstenerse, por un tiempo, de promover el desarrollo de otros proyectos similares. De no haber acuerdo en esta materia, por cuanto como se vió antes existen enfoques divergentes, sería útil que Ecopetrol y las empresas privadas convinieran en contratar, en forma conjunta, un estudio sectorial que examine comparativamente

las alternativas y facilite el consenso, con el fin de superar la actual situación de indefinición en relación con una política nacional para el desarrollo de la industria petroquímica en el contexto de la internacionalización de la economía colombiana. Esta propuesta podría concretarse mediante la creación del Comité Nacional de Industria Química con participación de los sectores público y privado. Estaría conformado por representantes de la Comisión Nacional de Energía, del Ministerio de Desarrollo Económico, del Departamento Nacional de Planeación, del Ministerio de Comercio Exterior, de Ecopetrol, del IFI y del sector privado, la Asociación Nacional de Industriales, la Asociación Colombiana de Industrias Plásticas y empresarios de las industrias química y petroquímica.

IX. POLITICA AMBIENTAL Y PLANEACION ENERGETICA⁹

A. IMPORTANCIA Y OBJETIVOS

La preocupacion mundial por la proteccion ambiental es un fenomeno reciente. En los paises industrializados las acciones sistematicas de control de contaminacion y proteccion de los recursos naturales tienen menos de treinta años. En el pais solo en los ultimos anos las organizaciones han comenzado a cumplir los lineamientos de proteccion del medio ambiente establecidos en la decada de los setenta. En la mayoría de los casos el control de la contaminacion de las aguas y la atmosfera generada por las diferentes actividades humanas no ha sido prioritaria para el pais. Los grandes centros urbanos (Bogota, Cali, Medellin y Barranquilla) no cuentan con sistemas de tratamiento de aguas residuales, disposicion de residuos solidos o con mecanismos para el control de la contaminacion atmosferica. Actualmente importantes sectores generadores de residuos con altas cargas organicas o toxicas tales como, como la industria de las curtiembres, la industria quimica (agroquimicas, pesticidas, carboquimicas, y petroquimicas), industria metalmecanica (galvanoplastia) o la industria de procesamiento de alimentos y bebidas (licoreras, cervecerias, frigorificos y mataderos) solo han iniciado acciones incipientes para el manejo de sus residuos. Uno de los sectores industriales que ha liderado la ejecucion de actividades de proteccion ambiental ha sido la industria petrolera, particularmente las grandes compañías multinacionales. Dentro de la contaminacion generada por la industria petrolera el control de incidentes como los derrames accidentales de petroleo, inducidos por sabotajes, esta fuera de su manejo. Ahora bien, existe, aun dentro de la industria petrolera nacional, un gran camino por recorrer para alcanzar niveles internacionales en el control de la contaminacion y la conservacion y manejo adecuado de los recursos naturales.

1. Contaminación y salud

Durante las ultimas dos décadas la salud de los colombianos ha estado afectada significativamente por la contaminación ambiental. Para el periodo 1970 - 1985 algunas de las causas mas importantes de morbilidad y mortalidad en la

⁹ Los autores alradecen la colaboracion, informacion y comentarios, a este capitulo, que recibieron de los doctores Raul Gonzales, Luis Pulido, Joaquin Escobar, Jaime George, Jorge Luis Grosso, Bernardo Garcia, Hernan Orjuela, Ernesto Carrasquilla y Gerardo Vina.

población colombiana se relacionan directamente con la contaminación hídrica y atmosférica (Gráfica 9.1- 9.3). Estadísticas de la encuesta nacional de salud presentan como enfermedades mas importantes las de origen hídrico, como la gastroenteritis y la diarrea, las enfermedades respiratorias y las cancerígenas. Estas últimas se deben en un gran porcentaje a problemas de contaminación ambiental.

La producción y el consumo de hidrocarburos generan procesos de contaminación agudos. La quema de combustibles fósiles es la principal fuente de contaminación atmosférica. Adicionalmente, un porcentaje alto de productos petroquímicos son cancerígenos (EPA, 1981).

2. Biodiversidad y explotación de hidrocarburos.

Colombia es uno de los países que posee mayor biodiversidad, esto es, mayor número de especies animales y vegetales (Myers, 1988). Las actividades de exploración y producción de hidrocarburos se adelantan coincidentalmente en regiones del país que presentan altos niveles de biodiversidad, como son el piedemonte de la Cordillera Oriental y la Cuenca del Magdalena. (Mapas 9.1 y 9.2).

Los siguientes estimativos dan un idea del potencial económico asociado con la biodiversidad: el mercado de peces ornamentales (50% de los cuales se exportan desde América Latina) se estima en 1.5 billones de dolares (Prescott y Allen, 1982); para 1980 se comercializaron 8.3 billones de dolares en medicinas desarrolladas a partir de propiedades de especies vegetales ; en 1985 se mercadearon 43 billones de dolares en productos farmacéuticos y cosméticos desarrollados a partir de especies vegetales tropicales (Office of Tecnology Assessment, 1986; Wilson y Frances, 1988).

El alto nivel de biodiversidad colombiano está asociado con la existencia de ecosistemas ricos, pero a la vez frágiles (Cuadros 9.1 y 9.2). El valor de una hectárea de bosque húmedo tropical en el piedemonte amazónico occidental ha sido estimado en USD \$6330 por hectárea, con base en la producción de látex y frutas en cantidades tales que se permita su regeneración y producción sostenida (Petters, Gentry, 1989 et al.) El valor económico de chucuas y pantanos (cuadro 9.3), debido a la sumatoria de los servicios ecológicos prestados (control de inundaciones, pesca comercial, caza deportiva, y recreación) se ha estimado entre USD \$2429 y USD \$6000 acre (Costanza, 1988). La importancia y valor de los

ecosistemas tropicales se evidencia con las operaciones de conversión de deuda externa por protección de la naturaleza, que han aprovechado países con programas de conservación ambiental como Costa Rica, Ecuador y Bolivia (Repetto, 1987) .

3. Protección ambiental e internacionalización de la economía.

El proceso de internacionalización de la economía mundial impone restricciones a la oferta y demanda de recursos y productos para y provenientes de la industria petrolera. Numerosas entidades financieras internacionales, bilaterales y multilaterales, han condicionado sus préstamos a la ejecución de estudios ecológicos previos a la iniciación de proyectos de inversión (BID, Banco Mundial). Asimismo, a raíz de consideraciones ambientales se ha reducido la demanda a nivel mundial de productos petroquímicos altamente contaminantes como la gasolina con plomo, el fuel oil (especialmente con contenidos altos de azufre), aromáticos como el benceno, solventes como el tricloroetileno (TCE) o el dicloroetileno (DCE) y detergentes no-biodegradables a base de alquilbencensulfonados (ABS) (Elkington 1987). La responsabilidad civil de los arrendatarios de cargueros de petróleo (como en algunos casos ECOPETROL) puede ascender a sumas billonarias, como en el caso del derrame en Puerto Valdez, en el que la EXXON ha perdido miles de millones de dólares, equivalentes a las exportaciones de crudo colombianas de dos años. Aun la demanda por algunas exportaciones, como las de flores Colombianas, han sido afectadas por campañas de divulgación en países Europeos de las prácticas agrícolas contaminantes predominantes en el país. En otros casos, los incidentes de contaminación causados por transnacionales están siendo juzgados en tribunales de los países de origen de sus casas matrices, como ha sucedido con la intoxicación con isocianato de etilo en Bhopal (Borownder, 1985) o se presentaran demandas ante juzgados de tribunales de esos países como en el caso de la contaminación con clorpirifos (Lorsban 4E) causada por Dow Chemical Co. en la Bahía de Cartagena (Botero M., 1990).

Como un indicativo de la importancia creciente de la protección ambiental, se debe señalar que éste fué el tema dominante en la conferencia mundial de Energía de 1989 y los que habían caracterizado históricamente esta conferencia, la oferta y los precios de la energía, fueron prácticamente eliminados de la agenda de discusiones. Asimismo, el desarrollo tecnológico de la industria petrolera mundial, en respuesta a la preocupación de las sociedades industrializadas, se ha

concentrado en mitigar los efectos contaminantes que generan las actividades petroleras (Sección X).

4. Objetivos

En concordancia con la discusión anterior, los objetivos de una sana política ambiental de la industria petrolera deberían enfocarse prioritariamente hacia:

1) La protección de la salud humana de los usuarios del petróleo y sus derivados, de los pobladores de zonas afectadas por contaminación generada por el consumo de combustibles fósiles y de los empleados y habitantes de zonas de influencia de la industria petrolera.

2) La protección de los recursos naturales nacionales y el medio ambiente natural donde se llevan a cabo las actividades petroleras.

3) Facilitar la internacionalización de la industria petrolera nacional mediante la incorporación de medidas de control de contaminación.

B. INTEGRACION DE LA PLANEACION ENERGETICA Y AMBIENTAL

La búsqueda, producción y transporte de hidrocarburos tienen efectos adversos de importancia sobre el ambiente que deben ser previstos y mitigados a través del uso de tecnologías adecuadas y de la apuesta en marcha de planes de contingencia. Las consideraciones ambientales deben incorporarse desde las primeras fases de planeación y diseño de las obras y programas (ver numerales 9.B.3 y C abajo).

Sin embargo, los mayores efectos de contaminación se producen cuando se utilizan y transforman los hidrocarburos. Como consecuencia, el mecanismo más eficiente para reducir los niveles de contaminación consiste en disminuir la utilización de hidrocarburos, en particular de los más contaminantes (gasolinas, bencenos, etc.). La integración de consideraciones ambientales en la planeación y la política energética lleva, por lo tanto, a acentuar la importancia de políticas y programas de conservación energética y de sustitución del uso de combustibles fósiles por gas y por fuentes no convencionales. De manera complementaria se han de tomar medidas para mitigar la contaminación generada por el uso de hidrocarburos en los diferentes sectores económicos, así como, la causada por las actividades de producción y distribución de recursos energéticos.

1. CONSERVACION DE ENERGIA.

No es exagerado afirmar que el país ha carecido de políticas y programas de conservación energética, cuando existe una vasta gama de ellas que tienen una relación beneficio-costo positiva, aún sin tomar en cuenta su impacto ambiental.

En primer lugar está la política de precios. El incremento de precios en los setenta desencadenó la ejecución de programas públicos y privados de conservación y sustitución de derivados de hidrocarburos en los países industrializados. El impacto en el diseño y preferencia por vehículos, electrodomésticos, sistemas de alumbrado y técnicas de construcción y manufactura ahorradoras de energía fué tan notable, que la relación del consumo de energía al PIB se redujo drásticamente e incluso, por ejemplo, la utilización de gasolinas en los EEUU disminuyó en términos absolutos en más de un 20% en el curso de 6 años.

En el capítulo IV se presentan los argumentos que sustentan la adopción de precios internos iguales a los internacionales más impuestos al consumo. Estos últimos, además de los generales (v.gr. IVA), deben incluir el equivalente de un "cargo por el uso de vías" (road users charge) para los combustibles utilizados en el transporte automotor **e impuestos diferenciados según los efectos contaminantes de los derivados del petróleo.**

Resulta particularmente preocupante que ECOPETROL esté subsidiando el precio de aromáticos y disolventes cuya toxicidad y efecto sobre la salud humana y el medio ambiente son devastadores. Subsidios como el del precio de Ecopetrol al benceno (Cuadro 9.4), que han alcanzado niveles del 30% incentivan el uso indiscriminado e ineficiente de estos productos, así como el contrabando de productos al exterior. Tampoco es conveniente la presencia de subsidios al polietileno, cuya biodegradabilidad es muy baja.

En adición, existen diversas medidas adicionales para incentivar la puesta en marcha de procesos y equipos eficientes, la disminución de las pérdidas de energía y el reciclaje de residuos.

Consideremos, como ejemplo, el caso del sector transporte, que es el principal causante de la contaminación atmosférica. Los bajos precios de la

gasolina y la ausencia de normas ha promovido la conformación, a través del tiempo, de un parque automotor ineficiente en el país. La eficiencia de automotores livianos no alcanza los 20 Kilómetros por galón y la eficiencia del parque automotor pesado no alcanza los 10 Kilómetros por galón (INTRA, 1990). Esta cifra es inferior a la de los países de la OECD, en donde en promedio un vehículo utiliza un galón cada 48 Kmts/ (Bleviss y Walzer, 1990) . El aumento de eficiencia en el uso de combustibles a niveles como los que alcanzan automotores modernos, 45 Kmts/ galón significaría ahorros equivalentes a 80,000 barriles diarios de gasolina. De los 125000 barriles diarios de gasolina que consume el parque automotor nacional, emite al aire por combustión defectuosa cerca del 15%, esto es 18750 barriles. Con motores eficientes y mecanismos de recuperación de vapor es factible reducir estas emisiones a un máximo de 3000 barriles diarios (ICP, 1990)

La conformación de un parque automotor más eficiente se puede conseguir con un paquete de medidas: (1) una política de precios de los combustibles como la propuesta (ver capítulo IV); (2) el aumento en los impuestos que se cobran a la venta y uso de automotores en proporción inversa a su eficiencia en el uso de energéticos; (3) la redistribución de la oferta de gasolinas en función de su octanaje y la altura sobre el nivel del mar de la zona en donde se utilice el combustible, de tal manera que en las regiones con alturas menores a 1200 m.s.n.m. se usen gasolinas de mayor octanaje y en las regiones con mayor altura sobre el nivel del mar se usen gasolinas con menores octanajes a los actuales; (4) la imposición de normas de eficiencia y consumo de combustible por automotores. El ahorro conseguido con la eliminación del subsidio a la gasolina, equivalentes a 2. 4 millones de dolares diarios (precios de Julio de 1990), permitiría pagar en pocos años la renovación de la totalidad del parque automotor nacional.

La demanda de combustibles para el transporte, y por ende la contaminación ambiental, se pueden reducir además mediante la establecimiento de sistemas de transporte masivo y la puesta en marcha de: (1) reglamentos efectivos de zonificación de usos del suelo y zonificación urbana; (2) aumento de la velocidad promedio de vehículos y agilización del tráfico mediante la pavimentación de vías y la puesta en marcha de sistemas de señalización; (3) planes racionales de circulación y adecuada determinación de rutas de buses; (4) aumento en la capacidad de los buses y vehículos de transporte publico; (5) aumento en la capacidad de vías de transporte y construcción de vías peatonales

y de ciclovías; (6) escalonamiento del horario diario de trabajo (diferentes horas de entrada o salida dependiendo del tipo de actividad económica), (7) programas de "car-pooling" en que se reglamente el número mínimo de personas por vehículo y se le de prioridad a los vehículos de alta ocupación.

En Colombia, dentro de las pocas medidas recientes de planificación del transporte urbano que tienen incidencia en la reducción de la contaminación atmosférica se cuentan el sistema de transporte masivo de Medellín (el que, sin embargo, probablemente lo consigue a un costo económico excesivo) y la adecuación del sistema de carriles exclusivos y paraderos para transporte público en un segmento de una de las principales vías troncales de Bogotá. Este último caso, en que se da prioridad a vehículos de transporte público en la Avenida Caracas, tiene un costo estimado de 29 millones de dólares, para una duración de 20 años, y presenta beneficios por 49 millones de dólares, desagregados así: (1) disminución de la demanda de transporte público en 260 buses equivalentes a 11.7 millones de dólares; (2) ahorro de 12.500 barriles/ año de gasolina y USD\$ 0.3/pasajero-hora y (3) reducción en el tiempo de viaje por pasajero estimado en USD\$ 5,67 /año / pasajero (OEA,1990) . De manera complementaria, el programa de adecuación de paraderos para el transporte público que se ha iniciado en Bogotá tiene un costo de 1 millón de dólares y representa beneficios equivalentes a 3.7 millones de dólares, incluyendo un ahorro de 20.000 barriles de combustible por año.

2. PROGRAMAS DE SUSTITUCION

Continuemos considerando el ejemplo del sector transporte. El cuadro 9.5 presenta una comparación del uso de diferentes combustibles. El uso de metanol, etanol, gas natural, LPG o de electricidad como combustible de automotores, significa una disminución notoria en los niveles de emisión de contaminantes atmosféricos. El precio del metanol a partir de residuos vegetales o animales (USD 0.90 - 1.10) es similar o menos costoso que el de la gasolina (EPA, 1990). El uso de etanol, producido al fermentar caña de azúcar, en el Brasil, es competitivo con la gasolina cuando el precio de esta supera los USD 24.00/ barril (Goldenberg, 1990). De acuerdo con la OEA (1990), el uso de motores diesel (con el respectivo control de emisiones de partículas suspendidas) en buses aumenta su eficiencia en un 45-55% en relación a los de gasolina. Actualmente el costo de la electricidad o del LPG como combustible automotor está por encima de

los precios internacionales de la gasolina, pero se espera que estos costos sean competitivos al finalizar este siglo.

El gas natural se utiliza exitosamente como combustible de automotores en varios países, como por ejemplo en el Canadá (British Columbia). El octano del gas natural alcanza niveles del 130 y el costo equivalente de un galón oscila entre 50 y 80 ctvs de dolar (Precios de Octubre de 1990). Aun en áreas con gran altitud como la ciudad de Bogotá, la eficiencia y potencia de motores que usan gas natural es similar a las de motores a base de gasolina (ICP, 1990) . Comparado con la gasolina, el uso de gas natural como combustible genera menos óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono e hidrocarburos precursores del smog fotoquímico. El uso de gas natural como combustible prolonga la vida útil de los motores, las bujías y de los aceites lubricantes. La vida útil del motor alcanza promedios de 800,000 Kilómetros. El costo de conversión de un motor de gasolina a uno de gas natural oscila entre USD 800 y 1500 dolares, que se recuperan en un periodo de 10 meses con el ahorro debido a los menores precios del gas y al menor gasto en mantenimiento de los motores. Estimativos de la OEA (1990) indican que el uso de gas natural para sustituir ACPM o gasolina en regiones con acceso a este hidrocarburo (p.e. Costa Atlántica) permitiría reducir en 10,000 barriles el consumo diario de gasolina motor. El impacto sería mucho mayor si el uso del GNC (Gas Natural Comprimido) se extiende al interior del país (Capítulo VI).

Ahora bien, en sectores como el residencial, el uso de hidrocarburos, tales como el kerosene, en sustitución de la leña y biomasa tradicionalmente utilizada ofrece ventajas significativas para la salud humana. La combustión incompleta de la leña, en los procesos de cocción de alimentos, genera 17 contaminantes distintos, entre los cuales se encuentran 14 cancerígenos; a nivel agregado el potencial cancerígeno de estas emisiones es 50 veces superior al generado por las emisiones de hidrocarburos en combustiones no completas de combustibles fósiles. Un kilogramo de leña consumida produce 2.4 gramos de partículas, 6.7 gramos de compuestos orgánicos volátiles, y 22 gramos de monóxido de carbono.

En términos más generales, existen diversas opciones de sustitución de energéticos contaminantes por energéticos más 'limpios', en particular por las denominadas fuentes no convencionales (energía solar, eólica, biogás, etc). La planeación energética debe precisar cuando el uso de éstos sustitutos debe promoverse, bien sea por que resultan más económicos o porque la diferencia en

costos se compensa por su menor efecto contaminante. Debe también identificar que instrumentos deben utilizarse para estimular su producción y uso. - En cualquier caso es claro que con el objeto de minimizar accidentes potenciales debidos al uso de combustibles, el gobierno ha de promover el uso de combustibles mas seguros como el gas natural en sustitución del cocinol .

Como ejemplo, estudios desarrollados por la Corporación de las cuencas de los Ríos Bogotá, Ubaté y Suarez en 1985 (CAR, 1985) demostraron la posibilidad de generación de gas natural a partir de procesos de metanogenesis de residuos solidos municipales de la ciudad de Bogotá y algunos municipios de la Sabana. El coeficiente de generación estimado alcanza 0.11 M3/ kg de residuo solido dispuesto en un relleno sanitario diseñado y operado de una manera técnica. La ciudad de Bogotá genera 5000 toneladas diarias de residuos solidos los cuales producen aproximadamente 0.5 millones de metros cúbicos de gas natural día, equivalentes a 17.5 millones de pies cúbicos al día, suficientes para satisfacer la demanda para cocción de alimentos de 260,000 familias.

3. CONTROL DE LA CONTAMINACION GENERADA POR EL USO DE HIDROCARBUROS POR LA SOCIEDAD.

El uso que da la sociedad colombiana a los recursos energéticos producidos y procesados por la industria petrolera causa porcentajes altos de accidentalidad debidos al inadecuado manejo y disposición de sustancias y residuos peligrosos (tóxicos, reactivos químicamente, corrosivos o explosivos) y contaminación atmosférica (oxidos de nitrógeno, plomo, oxidos de azufre, aromaticos, ozono y partículas) y contaminación hídrica (grasas y aceites, aromaticos, y detergentes poco degradables).

El uso inseguro de hidrocarburos genera un gran numero de accidentes e incendios en el país. A manera de ejemplo, se resaltan los problemas asociados con el uso de cocinol en los hogares con menores ingresos. Las estadísticas indican que en la capital , en promedio, 6 personas quemadas con cocinol acuden diariamente a consulta externa, mueren 3 niños al día y 1 adulto a la semana y se destruye 1 vivienda a la semana, por ésta causa.

El uso de sustancias peligrosas generadas por la industria del petroleo y la petroquímica también genera problemas de toxicidad en los humanos, esto es particularmente cierto para los compuestos orgánicos volatiles como los combustibles, el benceno, el tolueno , el xileno, el ciclohexano y el ortoxileno.

La accidentalidad debida al uso inadecuado de recursos energéticos se debe minimizar mediante; (1) la normatización y aplicación de normas de seguridad industrial para el diseño, construcción, inspección, pruebas, mantenimiento de las estaciones de medición, los tanques de almacenamiento, las líneas de servicio, y cilindros, recipientes o redes de distribución domiciliaria de combustibles. (2) la dotación efectiva de sistemas de control de incendios, tanto a nivel urbano como a nivel rural.

- Dentro de los productos petroquímicos que han sido identificados como cancerígenos se encuentran el benceno y algunos solventes clorados. Por esta razón el uso del benceno como materia prima de thinner, solventes, pegantes, betunes, etc., ha de prohibirse como lo esta en la mayoría de los países.

- Una de las mayores causas de contaminación de acuíferos en países industrializados es la filtración de combustibles, solventes y sustancias químicas de tanques de almacenamiento ¹⁰. -Se ha de iniciar el diagnostico del alcance de la contaminación de suelos y cuerpos de agua superficiales y subterráneos debido a la filtración de tanques de almacenamiento de combustibles y solventes.

- El gobierno (particularmente a través de Ecopetrol) debe formular e implementar un programa de manejo de sustancias peligrosas que incluya la identificación y el suministro de información técnica de manejo, disposición final, efectos sobre la salud humana y el medio ambiente de materiales y sustancias peligrosas que manufacturadas, diseñadas, ofrecidas, distribuidas directa o indirectamente, emitan o produzcan agentes físicos peligrosos.

Contaminación Atmosférica. La combustión incompleta de hidrocarburos debido a su consumo por el transito automotor y la industria constituye una de las principales causas de los altos niveles de contaminantes atmosféricos, el calentamiento del planeta, la acidificación de los suelos, la contaminación de cuerpos de agua y de las áreas urbanas. Las emisiones de transporte son las

¹⁰ En los países industrializados uno de los programas de control de contaminación que mas demanda recursos de capital es el de la recuperación de sitios contaminados con estas sustancias peligrosas. El costo promedio de descontaminación de solamente uno de estos sitios en los Estados Unidos asciende a 120 millones de dolares (cifra muy superior al presupuesto anual de inversión en exploración de Ecopetrol). En promedio en Norteamérica el costo de descontaminación de un sitio con residuos peligrosos dispuestos (USD1200/ metro cubico) de una manera inadecuada puede alcanzar costos de 10 a 100 veces mayores a los que representaria su adecuado manejo previo .

principales contaminadoras con plomo¹¹, monoxido de carbono¹², aromaticos¹³, ozono¹⁴, oxidos de azufre y nitrogeno, y oxidantes fotoquimicos como los hidrocarburos.¹⁵ El Cuadro 9.6 presenta el total de contaminantes atmosféricos emitidos a la atmosfera en el país en 1985. Las figuras 9.4 y 9.5 presentan los valores máximos de promedios anuales observados en muestreos desarrollados por el Ministerio de Salud entre 1979 y 1980, para anhídrido sulfurico y partículas en suspension. Un muestreo ejecutado por la agencia japonesa de cooperacion JICA de contaminantes atmosfericos en la ciudad de Bogota (JICA, 1991) encontro que los limites permitidos de concentracion de monoxido de carbono, oxidos de azufre y oxidos de nitrogeno se excedia durante el mayor porcentaje de tiempo. Del analisis de las concentraciones medidas de ozono en los principales centros urbanos del país. se concluye que la norma primaria vigente de 0.12 ppm es excedida en el país en la mayoría de los centros urbanos.

El total de hidrocarburos contaminantes que escapan a la atmosfera provenientes del parque automotor se estima en 1'690.000 Kilogramos, equivalentes a 11.166 gramos por vehiculo. Las emisiones por vehiculo en Colombia son mayores en un orden de magnitud a las de vehiculos en Norteamerica (EPA, 1981) en razón a la inexistencia, en el país, de controles de contaminación atmosférica de fuentes móviles. En el país el principal causante de estas emisiones contaminantes lo constituye el transporte liviano con el 64% de las emisiones de monoxido de carbono, el 60% de los hidrocarburos, el 51.7% de los oxidos de nitrogeno, el 55% de las partículas y el 33% de los oxidos de azufre.

¹¹ El Plomo es altamente toxico para los seres humanos afecta las celulas rojas, el sistema nerviosos y el sistema renal y esta asociado con la generacion de cancer y la reduccion de la fertilidad.

¹² Niveles de Monoxido de Carbono de 200 partes por millon impiden el transporte de oxigeno en la sangre, arritmia cardiaca y muerte en 15 minutos

¹³ En razon a la dificultad en la combustion de aromaticos, el aumento de sus concentraciones en los combustibles es directamente proporcional al aumento de emisiones de aromaticos. Aromaticos como el benceno son altamente toxicos y cancerigenos. La EPA establece que no existe un nivel minimo seguro de exposicion humana a este compuesto (Octane Week, 1990, ref:ICP, 1990).

¹⁴ Concentraciones de ozono mayores a 1 ppm en el aire generan enfermedades cardiovasculares severas.

¹⁵ Hidrocarburos como el benceno, el tolueno, el xileno y los fenoles son cancerigenos.

Equipo de control de emisiones de automotores. El Legislativo ha de formular normas exigiendo: (1) el uso de convertidores cataliticos de "tres vías"¹⁶ en los automotores con el objeto de controlar de una manera directa la emisión de contaminantes tóxicos para la salud humana (tales como el dióxido de azufre y el monóxido de carbono entre otros). El equipo de control de emisiones automotrices ha de tener una vida útil mínima de 10 años o 100,000 Kmts. (2) En los principales centros urbanos del país (Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla) se debe exigir el uso de "Canisters" en los vehículos para atrapar los compuestos orgánicos volátiles que ese evaporan durante el proceso de llenado del tanque de combustibles; de manera complementaria en estas ciudades se ha de exigir a las estaciones de distribución de combustibles la instalación de compresores para atrapar estos los gases evaporables en el proceso de llenado del tanque de combustible. (3) como parte la revisión anual de automotores un examen de las emisiones por debajo de las normas establecidas (4) recirculación de gases de combustión y reinyección de combustible evaporado en carburador y tanque de gasolina.

Reformulación de Gasolinas: - El porcentaje de benceno en la gasolina se ha de alcanzar valores máximos del 1% y el de los aromáticos al 25%. El RVP (reid vapor pressure) ha de estar por encima de 8.0 psia y el porcentaje de olefinas por debajo del 15% (actualmente en el país el porcentaje de olefinas en las gasolinas regular y extra supera el 28%) (U.S. Clean Air Act, 1990 ref. Cala:1990)

-Se debe evitar la importación de gasolinas que contengan tetraetilo de plomo y se debe acometer un estudio beneficio (Salud Pública) / costo de utilizar nuevos procesos de mezcla de aditivos, ruptura catalítica y reformado catalítico de nafta virgen en todas las refinerías nacionales, para evitar concentraciones de tetraetilo de plomo en las gasolinas que se utilicen en el país y por ende, reducir la emisión de plomo, debida a la combustión de automotores, a la atmósfera. A corto plazo, se debe prohibir el envío de gasolinas a las que se les haya adicionado plomo a los principales centros urbanos nacionales (Bogotá, Cali, Medellín, Barranquilla). La distribución de gasolinas con plomo en zonas rurales con poca densidad de población y niveles bajos de contaminación atmosférica impone menores riesgos a la salud humana.

¹⁶ los catalizadores transforman el monóxido de carbono a dióxido de carbono, los hidrocarburos a dióxido de carbono y agua, y los óxidos de nitrógeno a nitrógeno (N₂) y oxígeno (O₂).

- A corto plazo se debe iniciar el uso de mezclas o aditivos a base de MTBE, ETBE, TAME, metanol o etanol para el manejo del octanaje en las refinerías de Tibú y Orito y en los casos de mantenimiento de las unidades cracking en las refinerías existentes. Como ya se dijo, el precio del etanol y metanol hacen atractivo el uso de estas sustancias para la mejora del octanaje y para reducir las emisiones de contaminantes atmosféricas generadas por el tráfico automotor (Stump, Knapp, Ray, 1990) .

Fuel Oil El alto contenido de azufre en el fuel oil ha rebajado la demanda de países industrializados por este combustible, pues su combustión genera gases como el dióxido de azufre que en condiciones propicias de PH reacciona para formar ácido sulfúrico, el cual cae como lluvia ácida aniquilando ecosistemas. Para garantizar el porcentaje de participación colombiana en el mercado de fuel oil y controlar las emisiones de SOx el contenido de azufre de este combustible deberá estar por debajo del 0.05%.

En cuanto a **contaminación hídrica**, generada por el consumo de productos refinados por la industria petrolera nacional algunos son de especial interés. De una parte cerca del 90% de los aceites lubricantes usados contaminan cuerpos de agua superficiales y subterráneos. De otra parte el país ha venido utilizando detergentes basados en ABS que han sido prohibidos hace más de 2 décadas en otros países -recientemente la Comisión Nacional de Energía ordenó (sin resultado favorable) a Ecopetrol el cierre definitivo de la planta de alquilos, por ésta y otras razones. Las gráficas 9.6 y 9.7 presentan las concentraciones de grasas y aceites y detergentes residuales en el río Bogotá para los años 1986-1989.

Políticas. Se requiere el establecimiento de normas que prohíban el uso de detergentes no biodegradables, así como la descarga directa de aceites lubricantes usados. Con el objeto de concertar soluciones al problema de contaminación hídrica de los Ríos Bogotá, Medellín y Cauca, Ecopetrol (a través del ICP), Colciencias, las empresas públicas municipales y las corporaciones regionales deberían establecer un programa de investigación aplicada, a fin de definir, a corto plazo, soluciones que beneficien al país a este respecto.

- Las autoridades sanitarias nacionales han de establecer programas para controlar la descarga de aceites gastados a las alcantarillas o a los cuerpos de agua superficiales o subterráneos y reciclar estos aceites gastados..

4. CONSIDERACIONES AMBIENTALES EN EL DISEÑO Y EJECUCION DE PROYECTOS Y PROGRAMAS.

Desde 1974, el gobierno Colombiano adoptó como mecanismo de planificación ambiental el sistema de evaluaciones de impacto ambiental (Carrizosa, 1978, 1981). El Código de Recursos Naturales Renovables, expedido en 1974, fue el primer reglamento en Latinoamérica en incluir previsiones para la ejecución de declaraciones de efecto ambiental y estudios ecológicos y ambientales **previos** a la ejecución de proyectos de desarrollo. Su objetivo es la consideración **simultánea** de aspectos técnicos y económicos con la de consideraciones ambientales (Abracosa y Ortolano, 1987) . Sin embargo, de los proyectos adelantados por la industria petrolera nacional entre 1974 y 1990, solamente un porcentaje mínimo de ellos han presentado declaraciones de efecto ambiental. Más aún, la mayoría de los estudios se han desarrollado con posterioridad a la planeación o la ejecución de los proyectos. Cabe anotar que en los últimos años, en especial las grandes compañías multinacionales petroleras, han iniciado la ejecución sistemática de estos estudios ecológicos y ambientales. De acuerdo con funcionarios de la industria petrolera encargados de acciones de protección ambiental, así como de funcionarios de entidades regulatorias, las declaraciones de efecto ambiental y las evaluaciones de impacto ambiental se han limitado, por lo general, a la descripción somera de listas de especies vegetales y animales y a la emisión de conceptos subjetivos sobre la magnitud e intensidad de los impactos ambientales. **En consecuencia, el objetivo de la incorporación de las variables ambientales en los procesos de toma de decisión, planeación, y diseño de los proyectos de la industria petrolera nacional está aun por obtenerse.**

Tradicionalmente, el diseño y la localización de obras de infraestructura petrolera no ha involucrado variables ambientales y de seguridad industrial. Como ejemplos:

- La localización de la segunda refinería nacional se encuentra en el sitio con mayor demanda y potencial turístico en el país (bahía de Cartagena).

- El trazado del oleoducto más importante (Caño Limón- Coveñas) cruza parques nacionales (parque Tama), reservas naturales (Selva del Catatumbo) y cuerpos de agua superficial ecológicamente frágiles como la Ciénaga de Zapatosa y el Golfo de Morrosquillo.

-La localización de la terminal de combustibles con mayor capacidad se encuentra en una zona densamente poblada de la capital (Puente Aranda) y su reubicación en Mancilla (Facativá) ha encontrado toda clase de obstáculos.

Parte fundamental de los estudios de impacto ambiental debe corresponder a la identificación de los efectos sociales y económicos sobre las poblaciones localizadas en la zona de influencia de los proyectos de inversión (Ahmad y Sammy, 1985; Hirji y Ortolano, 1990) . La población de comunidades indígenas , en el país, se estima en cerca de 450.000 personas divididas en 81 grupos lingüísticos diferentes. El Mapa 9.3 muestra la localización de resguardos y zonas indígenas. Las actividades de exploración y producción de hidrocarburos han afectado directamente las poblaciones indígenas de los Llanos orientales así como de la zona del Catatumbo. El efecto de éstos proyectos sobre sus comunidades ha incluido la declinación de sus culturas propias, la introducción de enfermedades , el empobrecimiento y la migración hacia zonas mas pobres¹⁷ (Carrizosa y Hernandez., 1990).

Si bien es cierto, en los ultimos años los grandes proyectos petroleros han incorporado el analisis de variables socioeconomicas en las declaraciones de efecto ambiental, no solamente las comunidades indígenas se han visto afectadas por los proyectos petroleros que se han adelantado en el país. Las comunidades circunvecinas a los proyectos de desarrollo han enfrentado procesos coyunturales de inflación, variaciones drásticas en la demanda de empleo, incapacidad de las empresas de servicios públicos para atender el aumento de la demanda, y expectativas de desarrollo frustradas. La falta de la debida consideración a éstos aspectos ha incidido en la tolerancia e incluso en la complicidad de comunidades circunvecinas con la acción terrorista contra instalaciones petroleras.

C. EFECTOS AMBIENTALES DE LAS ACTIVIDADES PETROLERAS

En el anexo ambiental se presenta una descripción detallada de los efectos contaminantes más importantes de las actividades de exploración, producción, transporte y refinación en nuestro país. Se concluye que, con la excepción de algunas de las grandes compañías extranjeras, el resto no ha

¹⁷ Algunos estudios recientes adelantados por las compañías petroleras incluyen este componente como por ejemplo los correspondientes al oleoducto Cano-Limon Covenas y el de la Nueva Refinería.

desarrollado ni los estudios, ni las acciones de monitoreo o prevención, que permitan evitar los efectos ambientales más deletéreos de éstas actividades sobre el medio ambiente y los recursos naturales del país. En términos generales ésta apreciación resulta también válida para el caso de Ecopetrol, si bien en los últimos años la empresa ha iniciado acciones de importancia en el campo ambiental. Probablemente, la causa mas importantes de esta situacion ha sido la poca capacidad tecnica y operativa, y el escaso control, vigilancia y aplicacion de la ley por parte de las entidades gubernamentales encargadas de regular y proteger el medio ambiente.

La actividad en la que menor atención se ha prestado a las consideraciones ambientales es la de exploración. El uso de explosivos y la tala indiscriminada para las lineas sísmicas (apenas para un porcentaje poco significativo de ellas se han efectuado estudios de impacto ambiental), el uso de lodos altamente tóxicos, la quema incontrolada de petroleo residual y la ausencia de "casing" (para la proteccion de acuíferos¹⁸⁻⁻) en los pozos exploratorios (solamente para un minimo de ellos se han efectuado estudios de protección ambiental), constituyen prácticas ya abandonadas en muchos otros paises.

En la fase de producción están presentes algunos de éstos problemas, pero además es usual el vertimiento incontrolado de aguas de formación (que en muchos paises deben ser reinyectadas al subsuelo). Apenas un pequeño numero de los campos en producción cuenta con sistemas efectivos para el tratamiento de aguas residuales y solamente algunas de las companias extranjeras han adelantado acciones completas de protección ambiental para las actividades de produccion.

En la actividad de transporte es usual el cruce de corrientes hídricas sin protección ambiental adecuada y el uso indiscriminado de materiales de construcción de la región. Tan solo para el oleoducto Caño Limón-Zulia-Coveñas existe un plan operativo de contingencia de control de derrames de hidrocarburos que cuenta con recursos humanos y físicos apropiados. El numero de derrames de hidrocarburos ocasionados por acciones terroristas no parece tener a solución con la puesta en marcha de políticas sectoriales diferentes a las del aumento de impuestos ad-valorem para cubrir los costos de descontaminacion generados por

¹⁸ En los paises industrializados se considera importante proteger acuíferos en los cuales las concentraciones de cloruros sean menores a varios miles de miligramos por litro (EPA, 1981).

estos incidentes. Las figuras 9.8 y 9.9 presentan la cantidad de petróleo derramado en la zona del oleoducto Cano Limón- Covenas, así como, los costos de control y recuperación en que se ha incurrido.

Las refinerías colombianas no cuentan con controles modernos de contaminación atmosférica (lo que resulta crítico en el caso de Barrancabermeja); las de Cartagena, Tibú y Orito no disponen de plantas de tratamiento de aguas residuales; hay contaminación de acuíferos por mal manejo de residuos oleosos y no existen controles para la propagación de ruidos. Solamente a partir de 1987 se inició un programa de identificación de contaminantes en aguas subterráneas, emisiones atmosféricas y ruidos en Barranca y Cartagena. Con pocas excepciones en las diferentes actividades sectoriales (sistema de disposición de residuos de Caño Limón y análisis de factibilidad de reinyección de residuos peligrosos en el CIB) no existen sistemas adecuados de disposición de residuos peligrosos de la actividad petrolera, cuando en otros países se destinan grandes sumas a éstos procedimientos.

En adición, se subraya el efecto sobre la salud humana de continuar utilizando tetraetilo de plomo en cerca del 20% de la gasolina que se consume en el país y el alto contenido de azufre en el fuel-oil producido en Colombia.

En consecuencia, se hace necesario adoptar las siguientes definiciones:

Ecopetrol debe adoptar como política propia la realización de estudios de impacto ambiental previos a la definición de todos y cada uno de los proyectos de inversión propios y exigirlos en el caso de las compañías asociadas. El alcance de estos estudios ha de permitir a la industria la escogencia de tecnologías y productos que minimicen la contaminación. Por ejemplo, entre otros, el uso de lodos de perforación sin metales pesados altamente tóxicos como el cromo, o el mercurio ; el recubrimiento con casing de todos los pozos hasta niveles en donde se prevenga la contaminación de acuíferos; o la instalación de equipos para la retención de emisiones atmosféricas.

- La localización de plantas , facilidades de producción y distribuidoras de combustibles debe regirse por lineamientos claros de Planificación Urbana y Seguridad Industrial, de tal manera que se minimice el riesgo a los pobladores de las áreas de influencia de proyectos petroleros.

- A corto plazo, las compañías petroleras nacionales, incluyendo en primera instancia a Ecopetrol, han de comenzar a cumplir, de manera integral y exhaustiva, la legislación ambiental nacional¹⁹. Dentro de las acciones prioritarias se encuentran la instalación de sistemas de tratamiento de aguas residuales cuyos efluentes se ajusten a los estándares establecidos, el montaje de sistemas de control de contaminación atmosférica (particularmente en las refinerías) que eviten la emisión de compuestos tóxicos y la puesta en marcha de sistemas modernos de disposición de residuos sólidos y residuos peligrosos.

- La Ley y el Gobierno deben establecer mecanismos para cuantificar las externalidades económicas debidas al daño de recursos naturales renovables causado por actividades de la industria petrolera, así como para identificar la responsabilidad civil de las compañías petroleras -incluido Ecopetrol- y reglamentar las cuantías de indemnización a usuarios de recursos naturales contaminados. Con el objeto de garantizar el pago de operaciones de descontaminación se puede exigir, tal como se hace en los países industrializados, la suscripción por parte de las compañías petroleras de seguros financieros en cuantías no menores a los costos potenciales del control de contaminación.

- Se deben establecer programas de monitoreo ambiental (particularmente monitoreo en la fuente y zonas de influencia de instalaciones petroleras) que permitan el seguimiento sistemático, y la adopción de medidas correspondientes, para aminorar el impacto contaminante de las diferentes actividades petroleras. Estos programas han de incluir el seguimiento, en las poblaciones y en zonas de influencia de proyectos y actividades petroleras considerando (1) las condiciones de salubridad; (2) la economía local; (3) la oferta y demanda de servicios públicos; (4) la calidad físico-química y bacteriológica de los recursos hídricos y atmosférico; (5) la ecología poblacional de las comunidades bióticas. Algunas compañías extranjeras (Estevez y Plazas, 1990) (Carrasquilla, Sanchez, y Vina, 1986; Orjuela, 1990, Sarmiento, 1990) y Ecopetrol (Vina, 1990, Cardenas y

¹⁹ Es innegable que algunas compañías petroleras han iniciado la formulación y ejecución de actividades de protección ambiental para algunos de sus proyectos (este es el caso de Hocol, Occidental o de algunas unidades de Ecopetrol). Sin embargo, el cumplimiento procedimental sistemático de la legislación ambiental nacional no se ha institucionalizado en la industria petrolera nacional, y lo que es peor la gran mayoría de compañías petroleras (en general asociadas con Ecopetrol) no han desarrollado ninguna actividad de protección ambiental

Sanchez, 1990) han adelantado planes de monitoreo que pueden servir como guía para los que se desarrollen en el futuro.

- A nivel interno las diferentes compañías petroleras han de establecer programas rigurosos para el manejo y disposición de sustancias y residuos peligrosos (Orjuela, 1990). Estos programas han de incluir: (1) identificación de las sustancias utilizadas en las operaciones de la compañía; (2) determinación del tipo de riesgo de cada sustancia peligrosa; (3) inventario de sustancias y residuos peligrosos incluyendo información relevante a toxicidad, primeros auxilios, precauciones a tomar en caso de ingestión, inhalación o incendio, composición y métodos de disposición; (4) establecimiento de procedimientos para el registro, almacenamiento, uso de materiales y disposición final de los residuos que se generen (5) diseño y construcción de sistemas técnicos de recolección, transporte y disposición final de residuos peligrosos producidos; como se ha hecho en Caño Limón.:

- En cuanto se refiere a la seguridad industrial (y siguiendo el ejemplo de las grandes compañías multinacionales) la gerencia de las empresas de manejo de hidrocarburos se ha de responsabilizar de la protección de la vida de los trabajadores y de la seguridad industrial de la fuerza de trabajo y los usuarios de los productos que las compañías manejan y distribuyen. Dentro de la estrategia empresarial de las compañías de gas y petróleo nacionales se ha de dar prioridad a la protección de la salud de los trabajadores industriales, de las comunidades en zonas de influencia de las actividades industriales, así como, de los usuarios de los productos que estas compañías generan.

- Simultáneamente a los programas de capacitación y entrenamiento en el adelanto seguro de las actividades de trabajo, un programa de seguridad industrial para el desarrollo de actividades de manejo de hidrocarburos debe incluir: (1) un análisis de riesgo y seguridad en el trabajo; (2) procedimientos de investigación y análisis de accidentes e investigaciones; (3) procedimientos de reporte, notificación, procesamiento y análisis de estadísticas; (4) dotación y exigencia de uso del equipo de protección personal a la fuerza de trabajo; (5) formulación y puesta en marcha de planes de emergencia; y (6) montaje sistemático y periódico de inspecciones y auditorías de evaluación del cumplimiento de las metas de protección del programa de seguridad industrial. Las grandes compañías petroleras tienen amplia experiencia en el montaje y

ejecucion de este tipo de programas y podrian brindar asesoria a las empresas que no poseen esta tecnologia.

E. ASPECTOS INSTITUCIONALES.

1. Aspectos Generales

El país tiene desde 1974 un marco legal bastante desarrollado para la protección ambiental (cuadros 9.7 y 9.8) . Diferentes estudios (Colciencias-U.S.AID,1990) , sin embargo, concluyen que la legislación ambiental no ha estado acompañada por una capacidad de gestión institucional efectiva por parte del Estado. Como ya se indicó, el Código de Recursos Naturales Renovables y de Protección del Medio Ambiente exige la ejecución de estudios ecológicos y ambientales con anterioridad a la ejecución de proyectos de desarrollo; pero, del total de proyectos de hidrocarburos desarrollados a partir de 1974, menos del 5% han adelantado los estudios y evaluaciones exigidos por ley. Los Decretos reglamentarios de la ley sanitaria nacional y del código de recursos naturales exigen la expedición de permisos por parte del INDERENA, el Ministerio de Salud, y las Corporaciones Regionales de Desarrollo para la concesión de aguas, el vertimiento de aguas residuales, la emisión de contaminantes atmosféricos y la explotación de materiales de arrastre. De los proyectos petroleros desarrollados en el país, solamente el Proyecto de Producción de Caño Limon cuenta con todos y cada uno de los permisos exigidos por la ley.

Así, aunque existen vacíos en la legislación ambiental nacional vinculada con la industria de hidrocarburos (en aspectos como el manejo y transporte de sustancias y residuos peligrosos, el control de la contaminación de aguas subterráneas, los niveles máximos permisibles de emisiones de gases contaminantes y consumos de combustible de los vehículos automotores, planes de contingencia de control de derrames de hidrocarburos, el alcance y contenido de las declaraciones de efecto ambiental, las audiencias publicas de participación comunitaria en la evaluación de impactos ambientales de proyectos de desarrollo, los métodos de cuantificación de externalidades por contaminación, la responsabilidad civil de contaminadores y los mecanismos de restauración) es prioritario que antes de emitir nuevas regulaciones, el gobierno comience por hacer cumplir la legislación vigente. La aplicación de la legislación ambiental ha de establecerse indistintamente para las empresas gubernamentales y privadas. Antes bien, las empresas estatales han de dar ejemplo cumpliendo las leyes y promoviendo su cumplimiento por las compañías privadas.

2. Agencias Reguladoras

Diversas entidades tienen competencia para regular y vigilar el cumplimiento de la legislación ambiental nacional. Las entidades nacionales encargadas de la administración y regulación del medio ambiente natural son el Ministerio de Salud, el Inderena, la Dirección Marítima y Portuaria del Ministerio de Defensa, y las Corporaciones Regionales de Desarrollo (Carrizosa, 1981; Arboleda, H., Guaqueta W., Pineda D., Sanchez E., y Vela G., 1982). De acuerdo con Colciencias-U.S.AID (1989:262) "las instituciones en Colombia manejan el ambiente y los recursos naturales en forma aislada [y] ..sin coordinación". Otros estudios realizados al respecto (Mejia, Millan y Perry, 1982; Mejia, Millan y Perry, 1986; USAID et al., 1990) coinciden en identificar la debilidad institucional, la duplicidad de funciones, la descoordinación entre las entidades nacionales de protección ambiental. De igual forma existe descoordinación y confusión a nivel interno en estas entidades gubernamentales, pues la legislación les ha asignado funciones contrapuestas, de una parte como ejecutoras de proyectos de infraestructura y de otra como reguladores y controladores del impacto ambiental de estos proyectos. Esta situación se ilustra con el caso del proyecto hidroeléctrico de Salvajina en donde la Corporación del Valle del Cauca (CVC) fue a la vez el ente ejecutor de la obra y a la vez regulo y, por supuesto, aprobó las evaluaciones de impacto ambiental que ella misma formulo. La deficiente capacidad reguladora del Inderena se ejemplifica con el hecho de no haber expedido una sola licencia ambiental entre 1974 y 1989 (Colciencias-USAID, 1990:266).

Con el objeto de iniciar un proceso de coordinación a nivel central y formular acciones coherentes en el campo ambiental, en 1986 (Decreto 3152) , el gobierno asigno al Departamento Nacional de Planeación la formulación de la política ambiental nacional. Sin embargo, solamente a partir del primer semestre de 1991, el DNP ha asumido esta responsabilidad. Consultores y entidades nacionales e internacionales (Carrizosa, 1981; PNUD, 1982; Mejia, Millan y Perry, 1985) han propuesto crear un departamento administrativo de manejo de los recursos naturales renovables (DARNAR)., que tendría funciones normativas, mientras la ejecución y control de la política ambiental se descentralizaría en manos de las Corporaciones Regionales de Desarrollo y, en algunas instancias, de los municipios.

3. Entidades del Sector

Las entidades del orden central del sector energético que están relacionadas con la protección del medio ambiente son el Ministerio de Minas y Energía, la Comisión Nacional de Energía y el Departamento Nacional de Planeación. El Ministerio tiene una sección de protección del medio ambiente encargada de "coordinar con las entidades oficiales, el mantenimiento del balance ecológico y la preservación del medio ambiente en desarrollo de las actividades de explotación y comercialización de recursos mineros, petroleros y energéticos", que ha concentrado sus esfuerzos en la administración de recursos naturales renovables en áreas de actividad minera y por tanto aun no ha iniciado el proceso de coordinación que le corresponde en lo que respecta a hidrocarburos. De manera similar el DNP ha concentrado sus esfuerzos en la evaluación del impacto macroeconómico de los programas del sector energético, sin involucrar la consideración de variables ambientales en su formulación o adelanto.

Recientemente se han concentrado las acciones de planificación energética nacional en la Comisión Nacional de Energía. La decisión ambiental mas importante adoptada a la fecha por la comisión ha sido el cierre de la planta de alquilos en donde se producía la materia prima de los detergentes alquil-benzen-sulfonados. La Comisión debe ocuparse en forma sistemática de que las consideraciones ambientales se integren en los procesos de planeación de las entidades del sector.

3. Ecopetrol y las compañías privadas.

Con excepción de algunas de las grandes compañías extranjeras, las compañías que componen la industria petrolera nacional no cuentan con unidades de coordinación corporativas en protección ambiental. Esta deficiencia es critica a nivel gubernamental, en donde Ecopetrol asigno las labores de investigación aplicada y consultoria de protección ambiental al ICP y actualmente esta conformando un grupo de protección ambiental para que coordine las actividades de refinación y petroquímica. Sin embargo, actividades prioritarias como son exploración, producción y operaciones asociadas no cuentan con el soporte de unidades especializadas.

La falta de interés, personal idóneo y recursos físicos dentro del las unidades gubernamentales encargadas de negociar y administrar los contratos de

asociación con compañías multinacionales ha llevado a que mas del 90 % de las compañías petroleras nacionales no cumplan con las leyes de protección ambiental establecidas en el país desde 1974..

La industria petrolera nacional, tanto Ecopetrol como las compañías transnacionales. deberían asignar recursos humanos especializados a fin de coordinar el adelanto de las actividades de protección ambiental anteriormente descritas. Para el efecto esta sección propone esquemas organizativos para establecer los incentivos y estructuras requeridas para fijar las prioridades y políticas propuestas.

Numerosos estudios (American Petroleum Institute, 1982; API, 1987) han recomendado la estructuración a nivel central de grupos en protección ambiental con funciones corporativas para las compañías petroleras. ADL (1990) recomendó una estructura similar a ECOPETROL ⁹. La ejecución de labores corporativas de protección ambiental de ECOPETROL se ha restringido debido a la localización de la unidad de protección ambiental de ECOPETROL en Piedecuesta, como una unidad de investigación aplicada y de consultoria, lo que ha restringido la solicitud de sus servicios por parte de diferentes unidades de ECOPETROL y sus asociadas. La actividad investigativa en protección ambiental que estructuro el ICP durante sus tres primeros años de creación ha sido virtualmente desmantelada. El numero de investigadores asignados así como el numero de proyectos de investigación aplicada se ha reducido en mas del 60% y la mayoría de los especialistas que quedan se han dedicado a prestar servicios de consultoria en franca competencia con compañías privadas y gubernamentales establecidas en el país con ese objeto social.

Dado que el gobierno nacional participa en la mayoría de proyectos petroleros que se desarrolla en el país a través de Ecopetrol, se considera prioritario organizar la ejecución de actividades de su programa de protección ambiental como se propone a continuación. Las diferentes recomendaciones coinciden en vincular la nueva unidad de asuntos ambientales para que reporte directamente a la Presidencia de la empresa. Con el objeto de estructurar esta nueva unidad, este estudio propone fusionar las diferentes actividades relacionadas con la administración moderna de control de perdidas (protección ambiental, control de perdidas de energía, seguridad industrial y salud ocupacional). Dentro de la concepción actual de protección ambiental se incluye el desarrollo comunal, la planificación socioeconómica, la coordinación con los

agentes de planificación regional de la inversión pública y los aportes regionales de la industria. La unidad (preferiblemente a nivel de Vicepresidencia o oficina staff de la Presidencia) de desarrollo integral incluiría las actividades de: protección ambiental, relaciones con la comunidad, seguridad industrial, y salud.

4. Inversión Extranjera y Protección Ambiental.

Al país le conviene no solamente el capital de riesgo y la tecnología de exploración o producción de las compañías privadas extranjeras, como se discutió en el Capítulo II, sino también de su tecnología en protección ambiental. Es de lamentar que la industria petrolera nacional no se haya beneficiado de los avances tecnológicos desarrollados por las asociadas. En los últimos tres años, la única actividad de protección ambiental que ha desarrollado la Vicepresidencia de operaciones asociadas ha sido la evaluación parcial del sistema de tratamiento de aguas de producción del campo de Cano-Limon instalado en 1986.

Se ha convertido en lugar común la aseveración de funcionarios oficiales de acuerdo a la cual la aplicación de regulaciones ambientales conlleva costos excesivos que desincentivan la inversión extranjera en la industria petrolera nacional. Estudios desarrollados en Norteamérica (Leonard, 1984) han demostrado de manera contundente que el costo de las inversiones en protección ambiental en que incurren las compañías transnacionales es marginal y no influye en las decisiones de localización de actividades o plantas en países en desarrollo. Más aún, para la adquisición de empresas contaminantes (como las petroleras) es práctica común (en los países desarrollados) el acompañar el avalúo económico con un avalúo de responsabilidades civiles debidas a contaminación ambiental generada o potencial producidas por las actividades adelantadas por la empresa a adquirir.

Se recomienda que:

- El esquema de incentivos para atraer capital extranjero incluya ventajas para la aplicación de la tecnología de protección ambiental que practican las compañías multinacionales en sus países de origen.

- Con anterioridad a la reversión de concesiones, el gobierno debe efectuar el avalúo de responsabilidades de control de contaminación, mediante auditorías ambientales en que se estime el costo de restauración ambiental de campos u operaciones petroleras.

-Las empresas petroleras trasnacionales ha desarrollado un gran porcentaje de la tecnología de protección ambiental moderna. Ecopetrol debe tener una capacidad de negociación efectiva en ésta área y coordinar el proceso de difusión y transferencia de tecnología de las multinacionales a las diferentes unidades gubernamentales relacionadas.

- Los gobiernos andinos y las empresa publicas y privadas del sector de hidrocarburos deben aunar esfuerzos para iniciar procesos de integración física relacionados con control de contaminación y desarrollo de programas de eficiencia energética.

5. Participación Comunitaria

El medio ambiente es patrimonio de la humanidad y por tanto son las comunidades informadas las que deben decidir sobre las diferentes acciones y proyectos que puedan menoscabar su derecho a un nivel de vida digno. Por tanto, resulta fundamental la diseminación expedita de información a la comunidad sobre los efectos ambientales debidos al adelanto, operación y mantenimiento de proyectos de inversión, así como sobre los incidentes de contaminación, garantizando su adecuado reporte y registro, y aportando elementos para minimizar su frecuencia y mecanismos de optimización de las medidas de control. El proceso de toma de decisiones en las entidades gubernamentales, particularmente en ECOPETROL, ha de ser transparente y claro. El Estado debe garantizar el derecho a la información sobre los proyectos petroleros, así como, sobre las proyecciones del impacto de estos proyectos sobre el medio ambiente. Las comunidades en las zonas de influencia de los proyectos petroleros deben tener acceso oportuno a la información, así como, participar en las decisiones que puedan afectar el entorno natural o socioeconómico.

X. POLITICA DE DESARROLLO TECNOLOGICO²⁰

A. ALCANCE Y DIAGNOSTICO

Para los propósitos de éste documento, se entiende por desarrollo tecnológico un proceso sistemático de selección, asimilación, adaptación y generación de tecnologías. El desarrollo tecnológico es fundamental en cualquier industria para: 1) elevar el rendimiento (productividad) de los recursos productivos utilizados en ella (recursos naturales, capital, mano de obra); 2) hacerla competitiva a nivel internacional; 3) desarrollar nuevas actividades, productos y servicios; 4) resolver nuevos problemas (como los planteados por las exigencias crecientes de protección ambiental).

La orientación y las prioridades de la investigación y el desarrollo tecnológico en toda industria va cambiando de acuerdo con la evolución en el tiempo del entorno en que se desarrolla su actividad y de los propios logros del desarrollo tecnológico anterior. En el caso de la industria petrolera, durante la década de los sesenta (Scov, 1990), caracterizada por bajos precios del crudo, el sector se concentró en el desarrollo de tecnologías de pruebas de pozo e interpretación de registros (well testing & well logging), con el objeto de aumentar la eficiencia exploratoria y reducir los costos totales de producción (exploración y explotación). En la década de los setenta, ante los embargos de 1973 y el enorme aumento en los precios, la investigación otorgó énfasis a la recuperación secundaria, con el objeto de aumentar la extracción de los yacimientos conocidos, así fuera a un mayor costo, y a la conservación de energía. La década de los ochenta, ante el nuevo descenso de los precios, se caracterizó por el desarrollo de tecnologías de sísmica tridimensional, perforación horizontal, técnicas de exploración y explotación costa fuera y "topsides"; actividades tecnológicas orientadas todas al incremento de la eficiencia exploratoria y la reducción de costos. Expertos norteamericanos y europeos (Favre, Sheridan, Scov, 1990) coinciden en proyectar que el desarrollo tecnológico sectorial en los noventa (figura 10.1) dará énfasis a las técnicas de exploración y producción de hidrocarburos a grandes profundidades costa afuera, la descripción integrada de

²⁰ Los autores agradecen a las directivas y funcionarios de Ecopetrol el suministro de información, colaboración y comentarios a los conceptos discutidos en esta sección, especialmente a los ingenieros Medardo Gamboa, Jorge Luis Grosso y Jesús Aristizabal del Instituto Colombiano del Petróleo.

yacimientos (Integrated Reservoir Description-IRD), técnicas de detección directa y procesos y productos que minimicen costos y la contaminación ambiental (Purdie, 1990) .

Para ilustrar la respuesta y efectividad de la investigación y el desarrollo tecnológico del sector, conviene señalar como ante la baja en el precio del crudo entre 1981 y 1986 se consiguieron rebajas sustanciales en los costos de la exploración y desarrollo en los últimos cinco años. Cerca del 90% de la producción costa adentro tiene hoy costos menores a USD 10.00/ barril (incluyendo los costos de exploración y operación) y aproximadamente el 40% tiene costos por debajo de USD 5.00/ barril. El costo de producción costa afuera ha disminuido de USD 22 en 1985 a menos de USD 14 actualmente (Purdie, 1990) . El caso del Mar del Norte es ilustrativo. Allí en los últimos cinco años, la reducción en costos de desarrollo alcanza niveles del 20 al 30%, del 20% en exploración y del 10% al 20% en costos de operación (Favre, 1990).

Ecopetrol está hoy terminando de asimilar algunas de las innovaciones tecnológicas de la industria en la década de los setenta (v.gr. en interpretación de registros), ha asimilado muy pocas de las que tuvieron lugar en la década de los setenta (especialmente en conservación de energía) y prácticamente ninguna de las desarrolladas en la última década. En consecuencia, no parece exagerado afirmar que el desarrollo tecnológico de la industria petrolera nacional se encuentra atrasado al menos veinte años con relación al de países industrializados²¹ .

La tecnología petrolera actual se caracteriza por la interdisciplinariedad, la optimización de costos, la minimización de la contaminación ambiental y la planificación y gerencia tecnológica (figura 10.4). Estas características o no se presentan en la industria petrolera nacional (como es el caso de la planificación y gerencia tecnológica) o han iniciado su aparición apenas muy recientemente.

Más aún, el país no ha contado con una **política tecnológica explícita** para el sector de hidrocarburos. Las compañías asociadas tradicionalmente han desarrollado su tecnología en laboratorios localizados en los países en que se

²¹ Las nuevas condiciones geopolíticas tendrán un impacto significativo en el desarrollo tecnológico mundial. La apertura de operaciones de TNCs en Europa Oriental y Asia (URSS y China), así como las condiciones, incentivos y restricciones ofrecidas por estos países ofrecen ventajas y desventajas competitivas para la atracción de capitales y tecnología al país.

encuentran sus casas matrices. Por su parte, ECOPETROL ha dispuesto de unidades especializadas en desarrollo tecnológico en los últimos diez años: la División de Desarrollo Tecnológico (1980-1985) y el Instituto Colombiano del Petroleo -ICP- (1985-1990). Sin embargo, éstas unidades de desarrollo tecnológico han formulado sus planes a corto plazo, en respuesta a las necesidades operativas empresariales, han tenido responsabilidad sobre actividades de índole muy diferente y ni han desarrollado ni se les ha impuesto una definición de objetivos y prioridades clara y coherente con los de la política petrolera nacional (secciones C y E).

El primer intento de **planeación estratégica tecnológica** en ECOPETROL lo adelantó el ICP en 1987 con cooperación técnica norteamericana (Arthur D. Little, 1988). Las prioridades y lineamientos propuestos en ese ejercicio de planificación estratégica se comenzarán a implementar apenas en 1991 (ICP, 1990a).

De otra parte, no existe ninguna unidad organizativa gubernamental, privada o mixta, interesada en el análisis prospectivo tecnológico ni en la formulación de políticas, prioridades y planes tecnológicos para el subsector de hidrocarburos. Es de esperar que la Comisión Nacional de Energía asuma ésta función para todo el sector energético y la integre eficientemente con la de la planeación y diseño de la política energética.

Los mecanismos de coordinación de entidades gubernamentales y empresas privados han dado poca prioridad al desarrollo de acciones conjuntas en el campo de la tecnología o de procesos de transferencia tecnológica.

La falta de objetivos, prioridades, políticas, y planes tecnológicos ha impedido, por supuesto, el establecimiento de mecanismos de evaluación del desempeño del avance tecnológico de la industria petrolera nacional.

En síntesis, ésta es quizá el área de la política petrolera en que menor progreso se ha hecho hasta el presente en el país. Esta situación debe ser modificada si se desea continuar progresando de manera eficiente en todas las áreas de la industria de hidrocarburos.

B. TRANSFERENCIA DE TECNOLOGIA Y DIFUSION TÉCNICA.

1. El Reto

La industria petrolera nacional tiene ante sí el reto de transferir y asimilar de manera eficiente diversas tecnologías desarrolladas en el mundo en los últimos 20 años, por supuesto con un sentido claro de prioridades, y de manera simultánea el proceso de transferencia ha de mantenerse actualizado con los nuevos desarrollos mundiales. De lo contrario no será posible cerrar la brecha actual.

2. Las Condiciones

Para éste fin resulta indispensable tener en cuenta que la tecnología moderna se caracteriza por: (1) estar basada en la ciencia, (2) su complejidad, (3) su gran escala (Forbes, S: 1989). Estas características tienen los siguientes efectos sobre los procesos de transferencia tecnológica:

(1) En el siglo pasado y, aun a principios de éste, el desarrollo tecnológico se basó en métodos empíricos de prueba y error, sin una relación muy sólida y directa con el desarrollo científico. En ésa época los operadores empíricos se convirtieron en los tecnólogos exitosos. Al contrario, actualmente el desarrollo tecnológico se nutre de profesionales altamente especializados en centros académicos de excelencia (Favre, 1990).

(2) En razón a su complejidad, la asimilación y el dominio de la tecnología requiere un mayor grado de conocimiento científico y por lo tanto de recursos humanos educados y altamente calificados. La complejidad de la tecnología moderna viene acompañada de componentes implícitos adicionales como la interdisciplinariedad, la capacidad gerencial y la disciplina laboral, que no se pueden reducir a organigramas o especificaciones técnicas (McGinn, 1990).

(3) La gran escala de la tecnología moderna significa que la transferencia exitosa de tecnología requiere de grandes recursos de capital (Schumacher, 1974).

3. Los mecanismos

Existen diferentes mecanismos de transferencia tecnológica de los cuales los mas utilizados por los países menos desarrollados incluyen: (1) la inversión extranjera en proyectos sectoriales, (2) contratos y convenios de administración y/o transferencia de Know-How, (3) el licenciamiento de tecnología, (4) la formación de recursos humanos en centros académicos de excelencia y la capacitación directa en el trabajo, y (5) la contratación de profesionales altamente

capacitados y con experiencia en el desarrollo de tecnologías de punta. Estos mecanismos pueden acelerar y complementar el desarrollo nacional de tecnología que hasta el momento ha dado prioridad a los métodos tradicionales de prueba y error (Delgado, F, 1990) .

La eficiencia y efectividad en la apropiación y desarrollo de tecnologías actualizadas es función del mecanismo de transferencia utilizado (Mansfield, 1979) . La industria petrolera nacional ha utilizado en diferente grado y con diversos resultados estos mecanismos, como se describe a continuación.

1) Inversión Extranjera

A nivel mundial el mayor porcentaje de transferencia tecnológica lo llevan a cabo las empresas multinacionales (MNCs) (Naciones Unidas, 1989). La transferencia de tecnología a través de MNCs se hace a través de pautas globales que incluyen no solo la tecnología, sino también la gerencia, los técnicos , las prácticas laborales, el manejo y selección de materias primas y de la maquinaria. La participación conjunta en los procesos de toma de decisión para la ejecución de proyectos de inversión y en la adquisición de bienes de capital y materias primas pueden ser mecanismos eficaces para la transferencia tecnológica.

En las últimas dos décadas Ecopetrol ha contado con un gran numero de asociados en labores de exploración y explotación. Sinembargo, ha utilizado muy poco las posibilidades que la asociación presenta para la transferencia tecnológica. A partir de 1990 se están incluyendo nuevas clausulas al respecto en los contratos, a pesar de lo cual aún hoy no existen mecanismos en marcha para promover la transferencia de tecnología de las Asociadas a Ecopetrol. En particular, se están desperdiciando las posibilidades de transferencia tecnológica en la actividad exploratoria que en principio permitirían los nuevos contratos de Participación de Riesgo, en los que Ecopetrol participa desde la fase exploratoria.

La experiencia de los países del sureste asiático en el uso de estos mecanismos de transferencia indica que su efectividad es función de la capacidad negociadora y gerencial tecnológica nacional (Park E.Y., 1979), que la empresa estatal no ha desarrollado suficientemente. Por demás, la independencia y falta de coordinación entre las Vicepresidencias de Operaciones Asociadas y de Exploración y Producción ha inhibido la difusión y transferencia efectiva de tecnología de las asociadas a Ecopetrol. Este problema debe ser resuelto, así sea mediante la fusión de éstas dos Vicepresidencias.

2) Contratos y convenios de administración y transferencia de Know-How.

Recientemente se han utilizado acuerdos de éste tipo para la operación inicial del oleoducto Caño Limón Coveñas y para el manejo de la Unidad de Almacenamiento Flotante en ésta última localidad; así como convenios con Petrocanadá para asistencia técnica en varios campos. La experiencia venezolana después de la nacionalización indica la utilidad potencial de éstos mecanismos de transferencia.

3) Licenciamiento de tecnología.

Este mecanismo, así como el de contratación de especialistas de alto nivel, son los mas efectivos para la transferencia de tecnología a los países en desarrollo (Naciones Unidas, 1987) . El país ha licenciado tecnología para labores de refinación y petroquímica (Planta de Balance DEMEX) y últimamente para el procesamiento geofísico de datos (SEISLOG).

4) Formación de recursos humanos.

Ecopetrol ha tenido un gran número de funcionarios en programas de capacitación directa en el trabajo en industrias o centros de investigación tecnológica. La planificación, seguimiento y utilización de éstas experiencias ha dejado mucho que desear.

Más exitoso ha sido el programa de formación en centros de excelencia, en especial el acometido por el ICP inicialmente en los años 1987 y 1988. Desafortunadamente el 25 % de los profesionales que han culminado estudios de postgrado se han retirado de la institución y a partir de 1989 se ha reducido drásticamente el numero de profesionales seleccionados en el programa.

5) Contratación de Científicos y Profesionales Altamente Especializados

Uno de los mecanismos mas efectivos y menos costosos para la apropiación de tecnologías de punta, es la contratación de científicos y profesionales altamente especializados en las áreas prioritarias a desarrollar tecnológicamente (Autry, 1990) La estructura de incentivos para la contratación de personal especializado en la industria petrolera nacional y la carencia de una cultura investigativa y de desarrollo tecnológico en ECOPETROL ha hecho difícil el

reclutamiento o mantenimiento de profesionales altamente especializados y con experiencia investigativa. De 150 profesionales dedicados a la investigación en la industria petrolera nacional (la mayoría al servicio del ICP), solamente el 5 % cuenta con la formación académica y la experiencia requerida para adelantar satisfactoriamente esta actividad.

4. Difusión de tecnología.

El mayor centro de información técnica de la industria petrolera nacional se localiza en las instalaciones del ICP en Piedecuesta. Cuenta con 5000 libros, y una colección actualizada de 600 revistas técnicas y de información sobre patentes y normas API , ANSI y ASTM. Adicionalmente ofrece servicios de acceso en directo a algunas bases de datos internacionales como DIALOG.

Menos del 1% de los funcionarios de los distritos operativos de Ecopetrol o de las Multinacionales petroleras han utilizado los servicios del centro de documentación del ICP. Para subsanar los obstáculos de localización, desde 1989, Ecopetrol esta conformando pequeños centros de información técnica en Bogotá. Algunos de estos centros tienen acceso restringido, aun para profesionales de la misma empresa. Las asignaciones presupuestales para adquisición de material informativo y para su difusión han disminuido notoriamente.

C INVESTIGACION TECNOLOGICA

1. Objetivos y prioridades

Esta sección analiza y propone el portafolio de prioridades y programas investigativos a desarrollar dentro de la industria de hidrocarburos nacional, de acuerdo con las políticas sugeridas a nivel nacional sugeridas para ser adoptadas por el gobierno y Ecopetrol. En ese contexto, la **prioridad nacional en el desarrollo tecnológico sectorial debe concentrarse en (1) el aumento de la oferta efectiva de hidrocarburos, minimizando costos y contaminación ambiental, mediante el énfasis en técnicas modernas de exploración y de valoración de crudos no convencionales, así como en (2) la disminución de la demanda interna, mediante técnicas de uso eficiente de la energía.** Areas como control de corrosión, evaluación de crudos, evaluación de catalizadores e ingeniería básica, que han concentrado buena parte de los esfuerzos del ICP, deben pasar a una segunda prioridad.

En las condiciones actuales de atraso tecnológico de la Industria Petrolera Nacional, **el énfasis ha de colocarse en la transferencia y apropiación de tecnologías existentes a las condiciones y requerimientos del país y no en el desarrollo de nuevas tecnologías.** Las tecnologías que debe apropiar la industria petrolera nacional se encuentran en un nivel de madurez tecnológica tal que su confiabilidad y bajo riesgo tecnológico **requieren únicamente actividades de investigación aplicada para la adaptación a las condiciones particulares del país** (ADL, 1988).

A partir de finales de la década de los setenta el país inicio esfuerzos sistemáticos para el desarrollo nacional de tecnologías de producción y refinación de hidrocarburos. Sinembargo, en las áreas prioritarias el desarrollo tecnológico nacional es embrionario. Los esfuerzos sistemáticos en el área de exploración se han concentrado en la síntesis de cuencas de los proyectos Cesar-Ranchería, Catatumbo y Apiay-Ariari. En cuanto a la valorización de crudos no convencionales, la investigación desarrollada en los últimos 3 años se ha concentrado en optimizar las cantidades y procesos de mezcla de aditivos a crudos parafínicos, pesados y fondos de barril (Casanare, Rubiales, Cocorna y Castilla) para facilitar su transporte y combustión. Los esfuerzos en protección ambiental se han limitado al cumplimiento de normas nacionales relacionadas con el vertimiento de aguas residuales y el derrame de hidrocarburos. En cuanto al uso eficiente de los hidrocarburos, se han desarrollado proyectos aislados en uso de gas natural para automotores y diferenciación en el nivel de octano de las gasolinas ofrecidas en las diferentes alturas térmicas de la geografía nacional.

El cuadro 10.1 presenta el nivel de desarrollo tecnológico de las áreas prioritarias dentro de la actual estructura de investigación nacional. A Diciembre de 1990 el país solamente cuenta con tecnología de "estado de arte" en: dosificación de tensoactivos para emulsiones, aplicación de emulsiones al transporte de crudos no convencionales, combustión de emulsiones crudo-agua y control de derrames de hidrocarburos. En estas áreas el país debe continuar el desarrollo de programas de investigación aplicada. En las áreas restantes la prioridad ha de ser superar el atraso tecnológico, que en la mayoría de los casos supera los diez años, mediante la apropiación de tecnologías existentes desarrolladas y ya probadas en otros países.

El portafolio de proyectos tecnológicos propuesto esta conformado por las siguientes cinco áreas prioritarias: (1) Exploración; (2) Valoración de crudos no

convencionales, producción y transporte; (3). Protección ambiental y uso eficiente de recursos energéticos; y (4). Evaluación tecnológica. El cuadro 10.2 presenta las áreas científicas y las especialidades prioritarias dentro del portafolio de investigación tecnológica del sector de hidrocarburos. Este documento se concentra en los campos tecnológicos prioritarios para el país; se discuten apenas tangencialmente, en razón a su menor prioridad, los de ingeniería básica, petroquímica y recuperación mejorada ²²

2. Exploración

En relación con el nivel tecnológico nacional de la exploración de hidrocarburos ADL (1988) diagnosticó que "debido a la poca experiencia y a la disponibilidad limitada de profesionales y personal de gerencia altamente capacitados y experimentados... esenciales para desarrollar capacidades de clase mundial, es posible que no se pueda alcanzar la posición tecnológica recomendada para satisfacer el creciente requisito de adquirir capacidades de interpretación sísmica y modelación para 1992-1995". Esta situación no ha cambiado en los últimos tres años, por lo que, de tomar las acciones pertinentes en 1991, el alcance de un nivel tecnológico de "estado de arte" en el campo exploratorio requerirá un mínimo de cuatro años adicionales.

Dentro de la prioridad identificada en este documento, el país y en particular ECOPETROL han de fortalecer su "expertise" en exploración de hidrocarburos especialmente en áreas en las cuales no cuenta con recursos humanos y físicos mínimos, a saber:

1) Geología de Exploración: geología de sensores remotos; cartografía geológica, fotogeología; tectónica y geología estructural estratigrafía (bioestratigrafía, palinología, y micropaleontología); sedimentología (estudio y caracterización de ambientes sedimentarios, modelos deposicionales y simulación del transporte y erosión en cuencas sedimentarias y análisis petrográficos); geoestadística (correlaciones estratigráficas mediante el uso de registros de pozo petrofísicos, distribuciones estadísticas de poblaciones de yacimientos de hidrocarburos no descubiertos, distribución espacial de

²² Las actividades que se han desarrollado en recuperación mejorada EOR (relacionada con los campos de Casabe, Tibu, Orito y Galán) están lejos de considerarse investigación aplicada o desarrollo. Los proyectos ejecutados se han concentrado en la solución de problemas operacionales (p. arcillas expansivas en Casabe) que no han permitido el alcanzar las metas de producción esperadas.

permeabilidades y saturaciones en yacimientos de hidrocarburos); geomatemática (simulación de procesos geológicos y representación tridimensional de condiciones geológicas); geoquímica orgánica (petrología, petrografía- análisis de luz transmitida y reflejada-, biomarcadores e interpretación geoquímica. 2)

Sísmica: Adquisición de información sísmica; Física de rocas; Procesamiento de datos sísmicos; Modulacion sísmica tridimensional; Interpretación sísmica ²⁰; Estratigrafía Sísmica; Sismología Reflexiva; Sismología de Desarrollo de Yacimientos.

Una vez fortalecidas las tecnologías básicas se podrán desarrollar con efectividad los proyectos de síntesis de cuencas. De manera complementaria, la dirección de las actividades tecnológicas en la exploración de hidrocarburos ha de recaer en grupos expertos en gerencia tecnológica. Algunas de las ramas de la gerencia tecnológica que se deben desarrollar en el país son: la gerencia de proyectos de exploración, el manejo de riesgo exploratorio y la investigación de potencial costa afuera. Existen otras áreas en las cuales el país ha de monitorear el desarrollo tecnológico mundial como la exploración costa afuera y el uso de técnicas de detección directa.

3. Valoración de crudos no convencionales, producción y transporte.

El descubrimiento de reservas importantes de crudos pesados en Castilla y Rubiales (Llanos Orientales) y Cocorná (Magdalena Medio) y de crudos parafínicos (Casanare) están confirmando pronósticos formulados a raíz de los descubrimientos en la franja del Orinoco en Venezuela. En respuesta a las expectativas de hallazgos significativos de crudos pesados, la industria petrolera nacional ha asignado recursos importantes al desarrollo y apropiación de tecnologías de transporte y combustión de emulsiones. Las áreas de acción prioritarias corresponden al recobro y reología de crudos no convencionales y el desarrollo de aditivos y mezclas de minimización de tensión interfacial. Otras tecnologías importantes para el manejo de hidrocarburos no convencionales se refieren al recobro in-situ y al uso eficiente de éstos recursos energéticos.

²⁰ A partir de 1988, Ecopetrol entreno algunos geofisicos en un programa de "formacion cientifica" (Los cuales requieren estudios de un ano y medio adicional para obtener titulo de Master of Science). Sin embargo, perdio al director y a los profesionales mas especializados del unico proyecto de sintesis de cuencas riguroso y sistematizado que ha desarrollado directamente la Empresa Colombiana de Petroleos.

En lo que hace a tecnologías de producción, en su mayor parte se compran como servicios de compañías multinacionales (Schlumberger, B.J.Hughes, Halliburton) · La actividad tecnológica en producción ha de dar prioridad a la geología, ingeniería, simulación y evaluación de yacimientos, análisis de prueba de pozos, (well testing & well logging) así como medición simultanea a perforación (MWD), completamiento y workover.

Asimismo, se debe hacer seguimiento a las técnicas de perforación horizontal²³ y costa afuera.

Las actividades a desarrollar en el área de recuperación mejorada se deben limitar a la evaluación sistemática de la experiencia con los proyectos de recuperación existentes a nivel nacional y a un seguimiento sistematico de las adelantadas a escala mundial. Previa definicion de las reservas potenciales y previo montaje de programas de manejo integral de crudos, la aplicacion de la tecnologias de recuperacion secundaria y terciaria en el pais sera mas efectiva.

4 Protección Ambiental y Uso Eficiente de Recursos Energéticos

De acuerdo con lo señalado en el Capítulo X, los programas investigativos en protección ambiental han de maximizar la protección de la salud de los Colombianos y a la vez garantizar una participación creciente en el mercado de exportaciones de combustibles fósiles. Tal como se muestra en la figura 10.5 la tendencia mundial en la refinación de hidrocarburos es hacia el desarrollo de productos "blancos". En este sentido es importante idear y poner en marcha

²³ Se estima que al finalizar la decada, 50% de los pozos productores seran horizontales (Bosio, 1990). Dentro de las ventajas de los pozos horizontales estan: (1) un mayor drenaje del yacimiento y por tanto un mayor recobro; (2) mejora en el posicionamiento del pozo con respecto a contacto con los fluidos, mayor tasa critica en situaciones conicas (Fjeldgaard. 1990). (3) Mejor distribucion de los fluidos utilizados en recuperacion mejorada ; (4) mejor conocimiento de la variabilidad geologica horizontal; (5) reduccion de costos en operaciones costa afuera, (6) proteccion ambiental al limitar el area requerida para llevar a cabo la perforacion (la industria francesa planea perforar de esta manera el subsuelo de la ciudad de Paris); (7) perforacion mas precisa mediante el uso de sistemas (MWD) de prediccion simultanea con perforacion ; (8) completamiento selectivo, estimulacion selectiva y reunificacion horizontal de pozos. Con la tecnologia de perforacion horizontal es factible optimizar el drenaje de los yacimientos tridimensionalmente, disminuyendo en los costos de produccion y desarrollo En pozos de perforacion verticales de Prudhoe Bay que producian del orden de 5000 bbd, Sohio alcanzo producciones de 12000 b/d con pozos horizontales; y en pozos verticales de Rospo Mare con producciones de 1200 b/d se han alcanzado niveles de 10.000 b/d.

estrategias para sostener la participación de mercado afectada por las regulaciones de países industrializados a la emisión de contaminantes atmosféricos que han desincentivado el uso de combustibles como el fuel oil.

El portafolio de proyectos tecnológicos en protección ambiental debe dar prioridad al control de la contaminación atmosférica debida a la combustión incompleta de hidrocarburos; igualmente prioritaria es la apropiación de tecnologías para el manejo y disposición de sustancias y residuos peligrosos. En cuanto se refiere a la exploración, producción, transporte y refinación de hidrocarburos, la industria petrolera nacional ha de fortalecer su capacidad tecnológica en control de contaminación atmosférica y sonora, así como, la contaminación debida a las sustancias tóxicas, combustibles, corrosivas y patógenas.

La prioridad tecnológica en el área eficiencia energética corresponde a la evaluación de nuevas tecnologías de: combustión de hidrocarburos, sustitución de combustibles por otros mas eficientes y desarrollo de fuentes alternas de energía, de acuerdo con lo indicado en el Capítulo X.

Otras áreas en las cuales el país debe apropiar tecnologías existentes a nivel mundial son la ingeniería de medición del desempeño de bases lubricantes y la reducción de pérdidas de materiales en los procesos de producción, transporte, refinación y distribución de hidrocarburos.

5. Evaluación, Prospección y Planificación Tecnológica.

El país requiere con urgencia la conformación de un grupo capaz de evaluar económica, técnica, social y ambientalmente las alternativas tecnológicas petroleras que se deben escoger a corto, mediano y largo plazo. La asignación de funciones y la participación de la Comisión Nacional de Energía en el monitoreo, evaluación y formulación de programas de prospección y planificación tecnológica, son indispensables para garantizar la sujeción de los programas investigativos a las prioridades nacionales.

6. Areas no prioritarias

Ingeniería Básica. La ingeniería de consulta nacional tiene el nivel y los recursos humanos suficientes para adelantar un gran porcentaje de los proyectos de hidrocarburos que se programen en el futuro. Los profesionales colombianos que han trabajado y dirigido las firmas consultoras internacionales

(entre otras Tecnipetrol-Tipiel , Foster Wheeler Andina, William Brothers) y Ecopetrol (en proyectos tales como la planta de balance del CIB, planta de azufre de Cartagena, Planta de Gas de Apiay, instalaciones de producción de Cano Limon, etc) han demostrado que la participación de la ingeniería básica se puede reducir al uso esporádico de especialistas de alto nivel.

Refinación. Los esfuerzos investigativos de la industria petrolera en el área nacional de refinación de han concentrado en : 1) la caracterización y evaluación de catalizadores para determinar la la eficiencia, desenpeño, y selectividad que requieren las unidades de proceso, 2) la evaluación de crudos y destilados, y 3) solución esporadica a problemas operativos en las unidades de proceso de las refinerías nacionales particularmente las relacionadas con la refinerias de Barrancabermeja y Cartagena. En razón a que estas actividades se concentran en el adelanto de análisis de laboratorio estandarizados que sirven para optimizar y dar apoyo a las actividades operativas de las refinerías, se considera conveniente el traslado integral de las funciones de evaluación y apropiación de tecnología a las refinerías de Barranca y Cartagena, así como a la nueva refineria.

Petroquímica. Dado que el desarrollo petroquímico futuro estará fundamentalmente en manos del sector privado, el Estado no debe asignar recursos para desarrollar investigación aplicada al desarrollo de polímeros (p.e. polietileno), la síntesis de catalizadores o la separación de membranas, como planeaba el ICP.

D PROMOCION INDUSTRIAL Y CONTROL DE CALIDAD

La política de apertura económica exige un énfasis del programa de desarrollo de proveedores hacia la promoción industrial y tecnológica que conduzca a la industria nacional a producir con calidad internacional no solo para suplir el mercado interno sino para llegar competitivamente a los mercados internacionales, mas aun cuando aproximadamente el 85%de los insumos de materiales y equipos que utiliza la industria petrolera nacional tienen origen extranjero.

Tradicionalmente la industria nacional ha suministrado insumos cuya complejidad tecnológica es baja, como por ejemplo conductores eléctricos, estructuras metálicas o caldereria; sinembargo, elementos tales como bombas, válvulas, tuberías e instrumentación aún se importan.

La figura 10.2 presenta los resultados del programa de los Grupos de Integración Industrial (antes llamados Núcleos de Articulación Industrial) para la industria petrolera nacional en los últimos cinco años. En este período ECOPETROL ha logrado que la industria nacional le suministre insumos por cerca de \$7,500 millones (pesos corrientes²⁴) especialmente repuestos, que en 1985 eran de origen importado.

El programa de promoción industrial de Ecopetrol tiene como precursores programas similares puestos en marcha en Brasil por Petrobras (década del 50) y en Mexico por PEMEX y Venezuela por PDVSA (década del 70). El concepto de fortalecimiento de proveedores mediante el establecimiento de relaciones comprador-proveedor estrechas y duraderas es uno de los principios de la gerencia moderna. El objetivo del programa es la creación y fortalecimiento de empresas manufactureras y de servicios que sean competitivas a nivel mundial. Para ello, el control de calidad y costos constituye un elemento central del programa.

El desarrollo de éste programa ha sido encargado al ICP. En términos generales el ICP lo ha orientado de manera adecuada y lo ha ejecutado con éxito en cuanto se refiere a la fabricación de repuestos para las actividades de ECOPETROL. Sin embargo, el impacto en la fabricación de bienes de capital o en la sustitución de importaciones en compañías asociadas no ha sido significativo. Durante los últimos tres años, Ecopetrol a través del ICP ha adelantado la evaluación técnica de mas de 70 proveedores actuales o potenciales de materiales, repuestos, o bienes de capital. El proceso de evaluación y diagnostico cubre varios aspectos vitales en la calidad y productividad de la investigación como son los sistemas de control de calidad, la ingeniería de procesos de fabricación, y la ingeniería de productos. Mediante las evaluaciones técnicas a estas tres variables se pueden diagnosticar las fortalezas y debilidades que hacen posible convertir a un productor en proveedor de productos con la calidad y precio competitivo para la industria petrolera. La evaluación técnica de fabricantes es un instrumento esencial para el proceso de compras nacionales y para la promoción y desarrollo de fabricantes.

²⁴La desagregación de sustitución de importaciones alcanzo los siguientes niveles (en pesos corrientes) 585 millones de 1986, 1487 M en 1987; 1749 M en 1988; 1837 M en 1989; y 1883 M (Agosto-1990).

Una de las claves del éxito del programa de promoción industrial de Petrobras fue su incorporación integral al proceso de compras empresariales, mediante su traslado al servicio de materiales (SERMAT). Este reúne hoy: (1) bases de datos de oferta y demanda de bienes de capital, servicios y tecnologías requeridas por la industria petrolera Brasileira; (2) control de calidad de insumos industriales; (3) asesoría técnica en sistemas de calidad de producción a proveedores; (4) permanencia y consistencia en la política de compras corporativas.

Las actividades de un programa de promoción industrial son de coordinación interinstitucional, de gerencia y administración de la productividad industrial, del control de calidad y de la ingeniería de productos.. Estas actividades son complementarias pero diferentes a las actividades de investigación y desarrollo y corresponde desarrollarlas en los centros industriales nacionales: Bogotá, Cali, Medellín, y Barranquilla.

La única labor de promoción industrial en que se requiere el concurso de laboratorios analíticos especializados es en la evaluación y certificación de calidad de productores y laboratorios. Para la ejecución de estas actividades el país cuenta con compañías y laboratorios públicos y privados idóneos en ingeniería de materiales y corrosión, análisis de riesgo y modelación de confiabilidad de procesos, caracterización de productos químicos y mecánicos , metrología y ensayos destructivos y no destructivos.

Se considera que el programa ha entrado en una fase de madurez que permite su traslado a la unidad encargada de las compras de materiales y equipos en Ecopetrol.

E. ASPECTOS INSTITUCIONALES

1. La Comisión Nacional de Energía y la Planificación Tecnológica

La Comisión Nacional de Energía ha de incluir dentro de sus funciones la coordinación de la planificación tecnológica del sector energético. En particular, a la Comisión Nacional de Energía le corresponde por Ley la definición de políticas y programas de conservación y sustitución de energéticos; la ejecución de los proyectos tecnológicos respectivos tiene en muchos casos un carácter interinstitucional (v.gr., con empresas de los otros subsectores energéticos en lo que hace a programas y técnicas de sustitución; con entidades del sector

transporte y automotriz en lo que hace a conservación, sustitución y eficiencia de uso de energéticos en el sector transporte; etc.) que requiere la coordinación de la Comisión.

La Comisión Nacional de Energía debe, además, establecer dos grupos interinstitucionales altamente especializados, cuya labor sea coordinada por el cuerpo técnico de la Comisión: uno de planificación y prospectiva tecnológica energética y otro de negociación de transferencia de tecnología. en el sector.

2. El papel del Instituto Colombiano del Petróleo

Unos pocos datos comprueban que el ICP está aún lejos de lograr su desarrollo cabal como centro de investigación y desarrollo tecnológico: (1) A diciembre de 1990, el numero de artículos técnicos publicados desde la época en que se creo el ICP es apenas de cinco y todavía no se han obtenido patentes, aunque se espera tramitar a mediano plazo tres en emulsiones y aditivos viscoreductores utilizados en el transporte y combustión directa de crudos parafínicos y pesados²⁵. (2) Apenas de sus profesionales (el 4%) cuenta con títulos equivalentes al doctorado, mientras en otros centros como el Intevep venezolano la cifra respectiva es 108 que equivale al 14% de sus profesionales.

El logro de sus objetivos esenciales se ha visto limitado por problemas administrativos y de organización y por la acumulación de funciones complementarias pero de naturaleza diferente a su tarea básica.

a. Funciones

El ICP tiene hoy en día, además de su función central de investigación y desarrollo tecnológico, las de prestación de servicios técnicos, capacitación, promoción industrial y control de calidad, gestión de protección ambiental y administración de la construcción de obras civiles y del montaje de instalaciones electromecánicas. Estas funciones son parcialmente complementarias con su función central, pero se cumplen en desmedro de ella cuando absorben en exceso los esfuerzos del Instituto. En adición, algunas de ellas corresponden a funciones corporativas de carácter operativo que deben ser llevadas a cabo por unidades de linea de Ecopetrol (tal el caso de las actividades de promoción

²⁵ La patente solicitada corresponde a un metodo para la preparacion de emulsiones crudo-agua con estabilidad mejorada para su establecimiento y transporte por Grosso j. Caceres o. Hernandez F., Afanador, L., y Vidales H.

industrial y gestión ambiental). En otras ocasiones simplemente compiten con servicios que pueden prestar otros institutos, laboratorios o firmas públicos y privados. En su mayor parte deben ser, en consecuencia, transferidas a otras entidades o unidades de Ecopetrol, para evitar que el Instituto acabe convertido en un centro de servicios técnicos como le sucedió a su homólogo mexicano, o en una dependencia operativa más de Ecopetrol.

La inversión en equipamiento de Laboratorios del ICP asciende a U\$D 11 millones y se espera alcance los U\$D 32 millones en los próximos dos años. La cantidad y calidad de los equipos analíticos adquiridos por el ICP constituye una de las infraestructuras de laboratorio mas completa y costosa con que cuenta el país. Sinembargo, un alto porcentaje de estos equipos se ha dedicado a ofrecer servicios rutinarios de análisis de laboratorio a la industria petrolera nacional. En más de un 80% estos servicios también son ofrecidos por diferentes laboratorios públicos (Ingeominas, Instituto de Asuntos Nucleares, Instituto de Investigaciones tecnológicas, Laboratorios del CIB de Ecopetrol) y privados (Corelab, Robertson Research, Asa-Franco) establecidos en el país. El ICP debería ofrecer solamente servicios de laboratorio altamente especializados que los otros laboratorios nacionales no puedan ofrecer. En adición, con el objeto de garantizar un nivel confiable en los resultados, el ICP debe emprender un programa de intercalibración analítica con Laboratorios especializados internacionales.

El ICP ofrece también servicios de consultoria en diferentes áreas: exploración, producción, transporte de crudos no convencionales, protección ambiental, refinación, control de calidad, e ingeniería básica. En algunos casos, los trabajos adelantados (transporte de crudos no convencionales, inyección de aguas residuales en pozos profundos, combustión de emulsiones de crudos pesados-agua) corresponden a tecnologías en los cuales su asimilación por parte de la industria petrolera nacional es aún incipiente. En otros casos los proyectos desarrollados compiten directamente con tecnologías ampliamente conocidas en el país (procesamiento geofísico 2D, ingeniería básica de plantas de procesos pequeñas, análisis de corrosión, planes de monitoreo ambiental, evaluación de crudos y de catalizadores). El ICP debe restringir su campo de acción en consultoria al adelanto de proyectos tecnológicos en los cuales no exista competencia nacional publica o privada y cuya asimilación tecnológica nacional sea aún baja. En éstos casos su función debe ser la de transferencia de tecnología.

Otra de las funciones asignadas al ICP ha sido la de transferir conocimientos y tecnología a la industria petrolera nacional mediante cursos de capacitación. Dentro de los cursos ofrecidos en Bucaramanga resaltan por su calidad los ejecutados a través del convenio ECOPETROL- PetroCanada. De manera similar a lo que acontece con la prestación de servicios técnicos, el ICP ha de ofrecer programas de entrenamiento solamente en áreas especializadas prioritarias para la industria petrolera nacional

De otra parte, el ICP desde su creación ha sido la unidad, dentro de ECOPETROL, responsable de adelantar el programa de promoción industrial a nivel de la empresa estatal y sus asociadas. Dentro de sus actividades el ICP ha conformado grupos de integración con la industria en los distritos operativos de Ecopetrol, registro de piezas demandadas por los distritos operativos de Ecopetrol, desagregación tecnológica del proyecto de la nueva refinería, visitas a firmas fabricantes de insumos para la industria petrolera y servicios de control de calidad. Como ya se dijo, la labor de promoción industrial es una labor de coordinación y gerencia que complementa la investigación aplicada, la transferencia y la adopción de tecnología, pero cuyo componente investigativo es muy reducido. Esta función debe trasladarse a nivel corporativo a las unidades que definen y ejecutan la política de compras de Ecopetrol y de sus Asociadas, manteniendo temporalmente en el ICP algunos servicios de laboratorio requeridos para el control de calidad.

Con la creación del ICP se traslado la unidad ambiental que existía en Ecopetrol a Bucaramanga. Las labores de coordinación corporativa que aquella cumplía se convirtieron en acciones de consultoría a las unidades operativas. Las actividades de planificación y gestión ambiental deben ser retomadas por la nueva unidad de Ecopetrol propuesta en el Capítulo X. Por su parte, debe reestructurarse la actividad investigativa en protección ambiental en el ICP, ya que el programa iniciado durante sus tres primeros años de creación ha sido prácticamente desmantelado. El número de profesionales especializados se ha reducido en un 60%; de manera concomitante el número de proyectos investigativos se ha reducido en un 80%. Actualmente, el mayor número de proyectos de protección ambiental que desarrolla el ICP corresponde a planes de contingencia de control de derrames de hidrocarburos, declaraciones de efecto ambiental, planes de monitoreo biológico y físico-químico, e interventorias de planes ambientales, que se han desarrollado como servicios técnicos mediante

contratos con compañías asociadas a Ecopetrol o con unidades operativas de la empresa estatal. En estos casos las actividades del ICP se han convertido en competencia de firmas especializadas en ingeniería ambiental.

b. Organización y administración.

La gerencia tecnológica y la "cultura" de investigación son fundamentalmente diferentes a la gerencia y la "cultura" operativa. El sometimiento excesivo del ICP a la gerencia y la cultura operativa de Ecopetrol explican en buena parte el cúmulo y predominio de funciones operativas y las dificultades que ha enfrentado en constituir un equipo y una cultura de investigación.

El Concejo Directivo es la unidad rectora, tecnológica y administrativamente, de las actividades del ICP. y esta compuesto por el Presidente de Ecopetrol, dos Vicepresidentes Operativos de Ecopetrol, dos representantes elegidos por la Junta Directiva de Ecopetrol y el Director de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía. Dentro del Concejo, el conocimiento de las operaciones técnicas recae totalmente en los Vicepresidentes Operativos de Ecopetrol. Por esta razón, las actividades y prioridades del ICP han sido orientadas a la solución de problemas operativos de corto plazo.

La falta de una estructura administrativa y salarial específica para la investigación y el desarrollo tecnológico no ha permitido que el ICP compita en el mercado laboral respectivo. Bajo estas condiciones ha sido casi imposible la contratación de profesionales especializados y con solida experiencia investigativa.

En adición, el manejo presupuestal y administrativo del ICP no se distingue del de otras dependencias de la empresa, con lo que se aplica a sus actividades los mismos criterios operativos y financieros que rigen para las demás.

A éstos problemas deben añadirse los de localización. La ubicación física del ICP se opone al primer principio del mercadeo moderno que exige la cercanía a los clientes o usuarios de la tecnología. En adición, el proceso de transferencia tecnológica con compañías trasnacionales se entorpece puesto que la casi totalidad de las empresas petroleras tienen como base a Bogotá. El proceso de transferencia tecnológica con universidades y centros de investigación también se

dificulta, pues la mayoría de universidades y la casi totalidad de centros investigativos se concentra en Bogotá.

Aun hoy resulta menos costoso y administrativa y técnicamente mas benéfico el desarrollo de ciertas actividades en el centro del país (tramite de patentes, promoción industrial, planificación y gestión ambiental, servicios rutinarios de laboratorio, geología de sensores remotos, geoquímica orgánica, geofísica -conjuntamente con compañías asociadas-) y otras en zonas en que se encuentra la materia prima y se demandan soluciones tecnológicas específicas (transporte de crudos pesados y parafínicos). Labores como la prestación de servicios especializados de laboratorio o el desarrollo de investigaciones a largo plazo puede aun desarrollarse en Piedecuesta.

c. Propuesta Organizativa.

La figura 10.3 presenta el organigrama propuesto para reorientar el ICP hacia las prioridades nacionales discutidas anteriormente. La propuesta organizativa se basa en:

(1) Modificar la estructura del concejo directivo del ICP para darle participación a los estamentos con conocimiento del área tecnológica (centros investigativos nacionales, compañías asociadas y universidades), a la unidad coordinadora de los esfuerzos de planificación del sector de Energía Nacional (la Comisión Nacional de Energía) y a la Oficina de Planeación Corporativa de Ecopetrol, que debe ser la responsable de planificar y coordinar las actividades de transferencia de tecnología de la empresa.

(2) A corto plazo, separar el área técnica de la operativa y ,a mediano plazo, convertir el Instituto en un ente autónomo. De manera concomitante, a corto plazo Ecopetrol debería transferir a un Fondo Fiduciario, cuyo beneficiario sea el ICP, una suma global anual de recursos, preestablecida e indexada. El ICP podría utilizar éstos recursos como un "matching grant" de los que consiga como aportes de otras fuentes y por venta de servicios, para uso exclusivo en actividades de investigación y desarrollo tecnológico. Los servicios técnicos serán contratados con Ecopetrol y otras empresas, cubriendo su costo y una utilidad razonable. A mediano plazo los aportes de Ecopetrol deberían ser sustituidos por el producto de una "tasa de investigación", expresada en dolares constantes por barril de crudo o mil pies cúbicos de gas producido, que Ecopetrol y las compañías concesionarias y asociadas pagarían sobre su producción de crudo y gas..

(3) El ICP debe reorganizar su estructura técnica y operativa. Las nuevas unidades organizativas del ICP deben conformarse de acuerdo con las prioridades de investigación previamente establecidas: (i) Exploración, (ii) Valoración de crudos no convencionales, producción y transporte, y (iii) eficiencia en el uso de energéticos y protección ambiental. El área científica debe incorporar el manejo de la información técnica, así como, la computación y el procesamiento de datos. El área de planificación debe desarrollar actividades de prospección tecnológica; evaluación económica, técnica y ambiental de los proyectos investigativos; y planificación estratégica tecnológica. El área administrativa debe reducirse , incluyendo actividades de mercadeo, valoración tecnológica, trámite de patentes y licencias y prestación de servicios logísticos (planta física y equipamiento) y de mantenimiento.

(4) Debe producirse un acercamiento organizativo y espacial de las actividades de desarrollo tecnológico en exploración a Ecopetrol y las compañías asociadas, así como cerca de la infraestructura de servicios básicos para el uso óptimo de los escasos recursos técnicos con que cuenta el país (sensores remotos con el CIAF; geoquímica orgánica con la Universidad Nacional e Ingeominas; geofísica con la Universidad de América, Universidad Nacional, Occidental, Esso, Texas; geomatemáticas y geoestadística con las Universidades de los Andes y Nacional -escuela de Minas-; hidrogeología con la Universidad de los Andes; protección Ambiental con la Universidad Nacional y Universidad de Antioquia; Computación con la Universidad de los Andes; estratigrafía y sedimentología con la Universidad Nacional; etc.).

(5) Para lograr el fortalecimiento de la capacidad tecnológica de Ecopetrol es conveniente que el ICP participe en la interventoría y supervisión técnica de los diferentes proyectos desarrollados por la empresa.

(6) De manera complementaria se debe analizar la posibilidad de redimensionar la sede del ICP en Bucaramanga y trasladar algunas actividades a los Llanos Orientales (manejo de crudos pesados y parafínicos) y a La Sabana de Bogotá (procesamiento de datos de actividades exploratorias y de producción, promoción industrial, temporalmente, y planificación tecnológica).

CUADROS

CUADRO 2.1 CONTRIBUCION DEL SECTOR PETROLERO A LA BALANZA COMERCIAL DEL PAIS
1971-1989
(Millones US\$ y porcentajes)

Período	(1) Export. Hidrocarb. (M US\$)	(2) (1)sobre Export. Totales (%)	(3) Import. Hidrocarb. (M US\$)	(4) (3)sobre Import. Totales (%)	(5) Importación Hidrocarb + compra crudo en divisas	(6) (5)sobre Import. Totales (%)	(7) (Exp-Import) Hidrocarb (M US\$)	(8) (7) sobre (Exp-Import) Totales (%)	(9) Balance Modificado (1)-(5) (M US\$)	(10) (9) sobre (Exp-Import) Totales (%)
1971	72.20	10.5	3.40	0.40	24.30	2.60	68.80	-28.70	47.90	-20.00
1972	63.70	7.4	1.20	0.10	25.80	3.00	62.50	891.80	37.90	540.80
1973	65.00	5.5	0.70	0.10	25.70	2.40	64.30	55.50	39.30	33.90
1974	119.40	8.4	3.40	0.20	46.40	2.90	116.00	-64.30	73.00	-40.50
1975	86.90	5.9	26.30	1.80	78.70	5.30	60.60	-204.70	8.20	-27.70
1976	89.40	5.1	120.70	7.10	175.50	10.30	-31.30	-84.50	-86.10	-232.50
1977	108.60	4.4	186.60	9.20	257.60	12.70	-78.00	-18.80	-149.00	-35.90
1978	126.90	4.2	246.50	8.70	313.00	11.00	-119.00	-71.90	-186.10	-111.90
1979	150.50	4.6	565.90	17.50	631.00	19.50	-415.40	-617.70	-480.50	-714.50
1980	241.30	6.1	701.10	15.00	801.60	17.20	-459.80	64.10	-560.30	78.10
1981	270.20	9.1	685.40	13.20	848.20	16.30	-415.20	18.50	-578.00	25.80
1982	291.40	9.4	664.40	12.10	888.30	16.20	-373.00	15.70	-596.90	25.10
1983	382.90	12.4	624.10	12.60	906.00	18.20	-241.20	12.80	-523.10	27.70
1984	445.00	12.8	444.70	9.90	743.40	16.50	0.30	0.00	-298.40	29.60
1985	409.90	11.5	459.20	11.10	766.20	18.50	-49.30	8.50	-356.30	61.60
1986	582.20	11.4	133.80	3.70	329.00	9.20	448.40	29.40	253.20	20.15
1987	1316.60	26.2	103.00	2.40	319.00	7.50	1213.60	152.40	997.60	125.30
1988	988.20	19.6	155.70	3.10	349.50	7.00	832.50	-46.47	638.70	-125.60
1989	1337.13	21.3	324.20	6.90	438.05	6.53	1012.93	-223.42	899.88	-198.84

Fuente: Ecopetrol, DANE y cálculos del autor
Las cifras de exportaciones e importaciones
de 1989 son provisionales.

CUADRO 2.2 CONTRIBUCION DEL SECTOR PETROLERO A LOS INGRESOS DEL SECTOR PUBLICO
1970-1989
(\$ Millones y porcentajes)

Periodo	(1) Impormenta Ecopetrol	(2) Impuesto a la Util Comercial	(3) Impuesto Directo Cias	(4) Total Imp. Direc 1+2+3	(5) (4)sobre Impormenta Nacional	(6) Regalías 8% a la Nación	(7) Impuesto al Consumo	(8) Total Imp.a la Nación	(9) (8)sobre Ing.Ctes Nación	(10) Regalías Deptales y Mpaes	(11) Aportes	(12) Total Impt. y Transfer. 8+10+11	(13) (12)sobre Ing. Ctes Sec.Pub.Cons
1970	70.40			70.4	1.25%		548.7	619.1	5.00%			619.10	2.18%
1971	81.30			81.3	1.25%		733.2	814.5	5.45%			814.50	2.44%
1972	92.10			92.1	1.21%		908.7	1000.8	5.75%			1000.80	2.60%
1973	151.10			151.1	1.72%		972.3	1123.4	5.18%			1123.40	2.41%
1974	1200.00			1200.0	11.19%		1162.8	2362.8	8.30%			2362.80	3.76%
1975	66.20			66.2	0.37%		1557.7	1623.9	3.88%			1623.90	1.86%
1976	300.00			300.0	1.45%		3261.4	3561.4	6.70%			3561.40	3.24%
1977	0.00			0.0	0.00%		4500.5	4500.5	6.58%			4500.50	3.18%
1978	81.70			81.7	0.27%		5861.7	5943.4	6.65%			5943.40	3.13%
1979	81.70			81.7	0.21%		8750.8	8832.5	7.31%	337.1	180.0	9349.60	3.71%
1980	0.00			0.0	0.00%		13577.7	3577.7	7.85%	473.5	357.7	14408.90	3.42%
1981	0.00			0.0	0.00%		20839.8	3839.8	9.68%	708.8	2435.5	23984.10	4.17%
1982	0.00			0.0	0.00%		24513.4	24856.3	9.49%	2308.6	4563.1	31728.00	4.09%
1983	0.00		4720.7	4720.7	4.71%	342.9	30246.6	35472.6	11.55%	3576.4	7169.9	46218.90	4.92%
1984	0.00		5280.1	5280.1	4.37%	598.9	37949.4	43828.4	13.81%	4889.3	12574.0	61291.70	5.40%
1985	0.00		10206.2	10206.2	6.30%	825.6	46016.7	57048.5	11.56%	7351.2	21728.2	86127.90	5.66%
1986	818.20		10862.9	11681.1	5.25%	965.2	55585.4	68231.7	9.55%	16465.1	27941.7	112638.50	5.38%
1987	16277.50	4999.4	34636.5	55913.4	17.57%	15010.4	70580.9	141504.7	14.17%	26782.6	35004.4	203291.70	6.53%
1988	1128.80	0.0	33118.7	34247.5	7.91%	23047.3	93901.4	151196.2	11.66%	31930.5	38502.3	221629.00	5.96%
1989	37072.60	60664.5	15286.5	113023.6	19.11%	58806.9	124420.9	296251.3	17.64%	64201.9	48408.5	408861.75	7.86%

Fuente: Ecopetrol, Cuentas Nacionales, Informe de la Contraloría y
cálculos del autor

CUADRO 2.3 CONTRIBUCION DEL SECTOR PETROLERO
AL EQUILIBRIO DE LAS FINANZAS PUBLICAS
1976-1989
(\$ Millones y porcentajes)

Período	Superavit Ecopetrol GIN-Invers (1)	Superavit publ.petro Ahorro-Inv (2)	Deficit Público Consolidado (3)	(3)-(1) sobre (3)	(3)-(2) sobre (3)
1976	2352.4	6063.7	6845.0	65.63	11.41
1977	2049.1	6398.5	-8457.0	124.23	175.66
1978	2382.9	8733.1	7364.0	67.64	-18.59
1979	3646.4	12754.7	4051.0	9.99	-214.85
1980	10953.5	25218.0	-10422.3	205.10	341.96
1981	15631.0	37384.4	-66621.2	123.46	156.11
1982	13710.0	41131.8	-150337.3	109.12	127.36
1983	27852.5	67117.7	-141712.0	119.65	147.36
1984	58844.0	107145.1	-279216.7	121.07	138.37
1985	-40337.8	24549.2	-207077.3	80.52	111.86
1986	68483.1	152710.6	22784.8	-200.56	-570.23
1987	223896.5	373604.9	-172075.9	230.11	317.12
1988	-43006.6	138274.5	-294700.0	85.41	146.92
1989	92249.2	341112.6	-186340.0	149.51	283.06

Fuente: Ecopetrol. Cuentas Nacionales y cálculos del autor

CUADRO 2.4 CONTRIBUCION DEL SECTOR PETROLERO AL AHORRO NACIONAL
1970-1989
(\$ Millones y porcentajes)

Período	Utilidad antes de Impuestos (1)	Reservas no Erogación (2)	Generación Interna Meta (3)=1+2	Impuesto al Consumo (4)	Regalías Totales (5)	Imp.direc de las Cías.asoc (6)	Ahorro Público Petrolero (7)=3+4+5+6	(7) sobre Ahorro Sec público (%)	(7) sobre Ahorro Nacional (%)
1970	309.3	1636.4	1945.7	548.7	421.9		2916.3	43.52	13.45
1971	406.1	1785.3	2191.4	733.2	442.9		3367.5	55.02	16.26
1972	694.4	2011.7	2706.1	908.7	437.1		4051.9	61.72	13.21
1973	942.0	2397.2	3339.2	972.3	435.3		4746.8	50.45	10.68
1974	2277.9	3684.9	5962.8	1162.8	426.3		7551.9	49.00	12.43
1975	1403.1	4726.0	6129.1	1557.7	427.8		8114.6	35.94	11.74
1976	1026.3	6228.4	7254.7	3261.4	449.9		10966.0	28.42	10.83
1977	439.6	7183.4	7623.0	4500.5	478.9		12602.4	22.83	8.55
1978	-898.0	10009.1	9111.1	5861.7	488.5		15461.3	21.99	8.32
1979	-964.6	12936.6	11972.0	8750.8	384.5		21107.3	30.68	8.99
1980	-254.5	18654.6	18400.1	13577.7	686.8		32664.6	33.27	10.56
1981	531.8	26329.8	26861.6	20839.8	913.6		48615.0	52.63	14.50
1982	-662.7	36091.1	35428.4	24513.4	2908.4		62850.2	77.53	16.69
1983	822.7	49416.5	50239.2	30246.6	4297.9	4720.7	89504.4	115.34	19.97
1984	2868.1	84113.9	86982.0	37249.4	5772.6	5280.1	135284.1	92.65	22.75
1985	-25425.3	92703.8	67278.5	46016.7	8664.1	10206.2	132165.5	54.61	15.60
1986	3457.7	172257.5	175715.2	55585.4	17779.2	10862.9	259942.7	47.27	17.62
1987	41074.3	261524.9	302599.2	70580.9	44491.0	34636.5	452307.6	73.74	24.45
1988	-12823.8	103553.1	90729.3	93901.4	54251.0	33118.7	272000.4	29.21	10.70
1989	90007.2	160323.1	250330.3	124420.9	109156.0	15286.5	499193.7	80.23	

Fuente: Ecopetrol. Cuentas Nacionales y cálculos del autor
Las cifras de ahorro público y ahorro nacional de
de 1988 y 1989 son provisionales

CUADRO 2.5 CONTRIBUCION DEL SECTOR PETROLERO A LA INVERSION NACIONAL
1976-1989
(\$ Millones y porcentajes)

Período	Inv. Ecop (1)	Inv. Cias (2)	Total (3)=1+2	Inv. Publ (4)	Inv. Hal (5)	% (6)=1/4	% (7)=3/5
1976	4902.3	506.6	5408.9	29833	84571	16.43	6.40
1977	6203.9	3924.4	10128.3	47295	104041	13.12	9.73
1978	6728.2	3200.7	9928.9	49846	139897	13.50	7.10
1979	8352.6	6088.1	14440.7	66090	183325	12.64	7.88
1980	7446.6	8236.2	15682.8	116617	264894	6.39	5.92
1981	11230.6	15082.3	26312.9	154952	350048	7.25	7.52
1982	21718.4	19829.5	41547.9	213371	436091	10.18	9.53
1983	22386.7	14923.9	37310.6	276553	524847	8.09	7.11
1984	28139.0	18090.1	46229.1	334256	654459	8.42	7.06
1985	107616.3	113563.4	221179.7	455889	870466	23.61	25.41
1986	107232.1	132660.2	239892.3	593680	1204114	18.06	19.92
1987	78702.7	50193.6	128896.3	639986	1537235	12.30	8.38
1988	133725.9	79570.2	213296.1	880963	2201590	15.18	9.69
1989	158081.1		158081.1	1019000		15.51	

Fuente: Ecopetrol. Cuentas Nacionales y cálculos del autor
La cifra de Inversión Pública de 1989 es una estimación
del Departamento Nacional de Planeación

CUADRO 2.6 BALANZA DE PAGOS PETROLERA 1987
(Millones de dólares corrientes)

Transacciones con el exterior	
I. CUENTA CORRIENTE	115.8
A. Bienes (Balanza Comercial)	891.6
1. Balanza comercial de hidrocarburos	1225.2
Exportaciones de crudo y derivados	1328.2
Importaciones de derivados	-103.0
2. Otras importaciones de bienes	-336.6
B. Servicios	-775.8
Servicios técnicos contratados con el exterior	-56.3
Intereses deuda externa Ecopetrol	-101.4
Ventas a naves internacionales	43.0
Renta de la inversión Cías extranjeras	-661.1
II. CUENTA DE CAPITAL	-4.5
A. Crédito externo Ecopetrol (neto)	-126.0
Neto crédito largo plazo	-1.0
Neto crédito corto plazo	-125.0
B. Variación de activos en el exterior Ecopetrol	-90.6
C. Capital de inversión extranjera	212.1
III. SALDO DE BALANZA DE PAGOS DEL SECTOR	111.3

Fuente: Ecopetrol

CUADRO 3.1 EXPLORACION, PRODUCCION, RESERVAS REMANENTES
Y RELACION RESERVAS PRODUCCION
(1950-1989)

Periodo	Exploracion	Reservas		
	Total Pais	Produccion	Remanentes	
	Pozos A3	(Mbb1)	(Mbb1)	
	(1)	(2)	(3)	(4)=3/2
1950	4	34.06	1234.80	36.3
1951	8	38.40	1196.40	31.2
1952	7	38.68	1157.70	29.9
1953	15	39.43	1135.70	28.8
1954	16	39.98	1095.70	27.4
1955	13	39.41	1056.30	26.8
1956	11	44.97	1070.80	23.8
1957	21	45.74	1025.10	22.4
1958	28	46.90	978.20	20.9
1959	32	53.58	924.60	17.3
1960	20	55.77	868.80	15.6
1961	24	53.25	815.60	15.3
1962	13	51.91	840.90	16.2
1963	18	60.34	926.70	15.4
1964	23	62.60	939.10	15.0
1965	15	72.67	992.80	13.7
1966	16	71.43	921.30	12.9
1967	14	68.58	867.20	12.6
1968	17	63.22	803.90	12.7
1969	23	76.84	938.20	12.2
1970	23	79.59	858.60	10.8
1971	15	78.47	780.20	9.9
1972	17	71.10	709.10	10.0
1973	20	66.84	642.20	9.6
1974	18	60.80	581.40	9.6
1975	10	56.76	524.60	9.2
1976	13	52.96	471.80	8.9
1977	10	49.79	427.10	8.6
1978	12	47.34	379.80	8.0
1979	21	45.04	430.60	9.6
1980	27	45.60	553.70	12.1
1981	50	48.84	530.90	10.9
1982	50	51.72	610.00	11.8
1983	24	55.52	635.10	11.4
1984	28	61.12	1114.60	18.2
1985	49	64.42	1288.50	20.0
1986	40	110.27	1942.80	17.6
1987	60	140.63	2028.00	14.4
1988	72	137.18	2196.20	16.0
1989	51	147.60	1894.41	12.8

Fuente: Ecopetrol

CUADRO 3.2.1 PROYECCION DE EXPLORACION, RESERVAS, PRODUCCION
Y EXPORTACIONES 1990-2005

Período	Pozos A3	Reservas	Producción nuevas reservas	Producción reservas actuales	Producción Total	Exportación
	*	(Mbls)	(Mbls)	(Mbls)	(Mbls)	(Mbls)
1990	55	89.65	0.00	144.00	144.00	52.92
1991	65	102.05	0.00	163.80	163.80	72.72
1992	66	99.66	15.61	187.20	202.81	111.73
1993	69	101.43	32.18	172.80	204.98	113.90
1994	71	97.27	39.24	162.00	201.24	110.16
1995	73	97.09	45.55	129.60	175.15	84.07
1996	74	92.50	49.46	126.00	175.46	84.38
1997	76	91.96	53.11	115.20	168.31	77.23
1998	78	92.04	55.12	97.20	152.32	61.24
1999	80	92.00	57.17	90.00	147.17	56.09
2000	81	90.72	58.94	82.80	141.74	50.66
2001	84	91.56	59.63	72.00	131.63	40.55
2002	85	90.10	59.33	64.80	124.13	33.05
2003	87	89.61	59.80	61.20	121.00	29.92
2004	89	89.89	59.68	57.60	117.28	26.20
2005	91	90.09	59.87	54.00	113.87	22.79

* : Proyección con escenario pesimista de precios

Fuente: -Ecopetrol

-Cálculos del autor

CUADRO 3.2.2 PROYECCION DE EXPLORACION, RESERVAS, PRODUCCION
Y EXPORTACIONES 1990-2005

Período	Pozos A3 *	Reservas (Mbls)	Producción	Producción	Producción	Exportación
			nuevas reservas (Mbls)	reservas actuales (Mbls)	Total (Mbls)	(Mbls)
1990	55	89.65	0.00	144.00	144.00	52.92
1991	65	102.05	0.00	163.80	163.80	72.72
1992	68	102.68	15.61	187.20	202.81	111.73
1993	71	104.37	32.70	172.80	205.50	114.42
1994	73	100.01	40.13	162.00	202.13	111.05
1995	75	99.75	46.65	129.60	176.25	85.17
1996	76	95.00	50.69	126.00	176.69	85.61
1997	79	95.59	54.45	115.20	169.65	78.57
1998	81	95.58	56.53	97.20	153.73	62.65
1999	82	94.30	58.90	90.00	148.90	57.82
2000	84	94.08	60.81	82.80	143.61	52.53
2001	86	93.74	61.37	72.00	133.37	42.29
2002	88	93.28	61.23	64.80	126.03	34.95
2003	90	92.70	61.55	61.20	122.75	31.67
2004	92	92.92	61.56	57.60	119.16	28.08
2005	94	93.06	61.79	54.00	115.79	24.71

* : Proyección con escenario optimista de precios

Fuente: -Ecopetrol

-Cálculos del autor

CUADRO 3.2.3 PROYECCION DE PRODUCCION Y EXPORTACIONES
ECOPETROL

Período	Producción nuevas reservas (Mbls)	Producción reservas actuales (Mbls)	Producción Total (Mbls)	Exportación (Mbls)
1990	0.00	144.00	144.00	51.66
1991	0.00	163.80	163.80	71.46
1992	7.29	187.20	194.49	102.14
1993	19.11	172.80	191.91	99.57
1994	28.16	162.00	190.16	97.81
1995	36.85	129.60	166.45	74.10
1996	44.70	126.00	170.70	78.35
1997	51.24	115.20	166.44	74.09
1998	56.03	97.20	153.23	60.89
1999	59.64	90.00	149.64	57.30
2000	62.32	82.80	145.12	52.78
2001	64.28	72.00	136.28	43.94
2002	65.52	64.80	130.32	37.97
2003	65.56	61.20	126.76	34.41
2004	65.27	57.60	122.87	30.52
2005	64.64	54.00	118.64	26.30

Fuente: Ecopetrol. Vicepresidencia de Operaciones Asociadas

CUADRO 3.3 CONTRATOS DE ASOCIACION Y DE RIESGO
(1970-1989)

Periodo	Contratos Asociacion			Contratos de Riesgo		
	Suscritos	Renunciados	Vigentes	Suscritos	Renunciado	Vigentes
1970	2	0	3	0	0	0
1971	8	1	10	0	0	0
1972	6	0	16	0	0	0
1973	13	6	23	0	0	0
1974	11	11	23	0	0	0
1975	10	4	29	0	0	0
1976	11	10	30	0	0	0
1977	8	10	28	0	0	0
1978	11	10	29	0	0	0
1979	9	12	26	0	0	0
1980	18	13	41	0	0	0
1981	12	11	42	0	0	0
1982	8	12	38	0	0	0
1983	22	18	42	0	0	0
1984	23	5	60	0	0	0
1985	30	3	87	0	0	0
1986	8	19	76	0	0	0
1987	17	14	79	3	0	3
1988	19	14	83	9	0	12
1989	13	26	71	3	0	15

Fuente: Ecopetrol

CUADRO 3.4 CONTRATOS DE ASOCIACION. VALOR PRESENTE, RELACION BENEFICIO COSTO Y RENTABILIDAD PROYECTADOS I

(US\$ Millones de 1989)

Contrato	Tamaño	Inversión	Inversión	Ing.Netos	Ing.Netos	Ing.Netos	B/C	B/C	TIRF	TIRF	Partic.de	Partic.del
	(Reservas	Ecopetrol	Compañías	Ecopetrol	Compañías	Estado					Ecopetrol	Estado
	Mbl1)	VP	VP	VP	VP	VP					4/4+5	6/5+6
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
Crudo												
PETROCOL-HUILA	4.7	25.05	94.60	92.11	-16.84	213.35	4.68	0.82	>100	5.5	122.37	108.57
TEXAS-TISQUIRAMA	5.0	3.72	7.62	3.78	-1.60	13.15	2.02	0.79	>100	4.0	173.39	113.85
LASMO-UIPIA	15.9	20.74	31.77	26.60	0.37	83.7	2.28	1.01	53.0	12.6	98.63	99.56
ELF-AQUITANIE	53.0	161.69	216.95	100.21	-42.59	392.46	1.62	0.80	22.1	7.8	173.92	112.17
CHEVRON-CUBARRAL	68.7	85.63	85.56	100.93	37.27	350.56	2.18	1.44	21.2	18.0	73.03	90.39
TEXAS-MARE-COCORNA**	97.5	216.73	260.79	189.90	15.13	648.85	1.88	1.06	38.4	13.6	92.62	97.72
HOCOL-PALERMO	109.1	71.73	104.23	354.02	110.25	805.9	5.94	2.06	>100	57.6	76.25	87.97
CRAVO-NORTE	1124.2	1113.34	1206.41	2802.10	1351.99	7550.77	3.52	2.12	53.5	30.4	67.45	84.81
Gas												
TEXAS-GUAJIRA	3075.1*	190.87	270.19	703.74	377.28	1079.76	4.69	2.40	65.0	39.6	65.10	74.11
ESSO-SAN JORGE	6.8*	22.97	52.30	15.58	-29.89	36.83	1.68	0.43	14.1	< 0	-108.87	530.69

*: GPC

**: Crudo Pesado

Nota: El criterio utilizado para calcular el Valor Presente fue el período de duración de los contratos y depreciación en línea recta. La tasa de descuento es del 12% y tributación teórica

Fuente: Centro de Investigaciones para el Desarrollo -CID-. Universidad Nacional
Evaluación de los Contratos de Asociación Petrolera en Colombia
Bogotá, julio de 1990.
Cuadros 2.4.1 a 2.4.10 y Cuadro 2.18
-Cálculos del autor

CUADRO 3.5 CONTRATOS DE ASOCIACION. VALOR PRESENTE, RELACION BENEFICIO COSTO Y RENTABILIDAD PROYECTADOS II

(US\$ Millones de 1989)

Contrato	Tamaño (Reservas Mb11)	Inversion Ecopetrol VP	Inversion Compañías VP	Ing.Netos Ecopetrol VP	Ing.Netos Compañías VP	Ing.Netos Estado VP	B/C Ecopetrol	B/C Compañías	TIRF Ecopetrol	TIRF Compañías	Partic.de Ecopetrol 4/4+5	Partic.del Estado 6/5+6
(1)	(2)	(3)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
Crudo												
PETROCOL-HUILA	4.7	24.29	93.83	93.20	-11.70	212.00	4.84	0.88	>100	6.9	114.36	105.84
TEXAS-TISQUIRAMA	5.0	3.62	7.29	4.45	-1.43	12.14	2.23	0.80	>100	2.7	147.35	113.35
LASMO-UIPIA	15.9	17.63	28.67	30.00	4.40	84.00	2.70	1.15	58.8	17.2	87.21	95.02
ELF-AQUITANIE	53.0	151.92	207.18	113.70	-27.40	387.10	1.75	0.87	23.8	9.2	131.75	107.62
CHEVRON-CUBARRAL	68.7	73.89	73.82	121.60	59.60	375.80	2.65	1.81	23.0	20.2	67.11	86.31
TEXAS-MARE-COCORNA**	97.5	195.11	239.17	213.20	43.80	619.30	2.09	1.18	44.5	17.3	82.96	93.39
MOCOL-PALERMO	109.1	71.73	75.26	342.60	117.70	768.60	5.78	2.56	>100	69.0	74.43	86.72
CRAMO-NORTE	1124.2	1078.75	1171.81	2617.00	1280.60	6825.00	3.43	2.09	57.0	32.3	67.14	84.20
Gas												
TEXAS-GUAJIRA	3075.1*	190.33	269.65	778.40	383.90	1790.80	5.09	2.42	69.0	42.7	66.97	82.35
ESSO-SAN JORGE	6.8*	22.97	52.30	16.50	-27.40	37.70	1.72	0.48	15.8	< 0	-151.38	366.02

*: GPC

**: Crudo Pesado

Nota: El criterio utilizado para calcular el Valor Presente fue el de depreciación flexible
La tasa de descuento es del 12%, tributación teórica y proyecciones hasta 1997

Fuente: -Centro de Investigaciones para el Desarrollo -CID-. Universidad Nacional
Evaluación de los Contratos de Asociación Petrolera en Colombia
Bogotá, julio de 1990.
Cuadros 2.2.1 a 2.2.10
-Cálculos del autor

CUADRO 3.6 CONTRATOS DE ASOCIACION -AGREGADO-
PARTICIPACION EN EL VALOR PRESENTE I

(US\$ Millones de 1989)

	VPN
	12%
VPN Total	6190.94
VPN Ecopetrol	4389.57
VPN Asociadas	1801.37
Participación Ecopetrol	70.90
Participación Asociadas	29.10

VPN Total	12976.70
VPN Estado	11175.33
VPN Asociadas	1801.37
Participación Estado	86.12
Participación Asociadas	13.88
=====	

Fuente: -Centro de Investigaciones para el
Desarrollo -CID-. Universidad Nacional
Evaluación de los Contratos de Asociación
Petrolera en Colombia. Bogotá, julio de 1990
Cuadros 2.4.1 a 2.4.10
Criterio: Período de duración del contrato,
depreciación en línea recta y tributación teórica
-Cálculos del autor

CUADRO 3.7 CONTRATOS DE ASOCIACION -AGREGADO-
PARTICIPACION EN EL VALOR PRESENTE II

(US\$ Millones de 1989)

	VPN 12%
VPN Total	6152.72
VPN Ecopetrol	4330.65
VPN Asociadas	1822.07
Participación Ecopetrol	70.39
Participación Asociadas	29.61

VPN Total	12934.51
VPN Estado	11112.44
VPN Asociadas	1822.07
Participación Estado	85.91
Participación Asociadas	14.09

Fuente: -Centro de Investigaciones para el
Desarrollo -CID-. Universidad Nacional
Evaluación de los Contratos de Asociación
Petrolera en Colombia. Bogotá, julio de 1990
Cuadros 2.2.1 a 2.2.10
Criterio: Depreciación Flexible.
Tasa de descuento del 12% y tributación teórica
-Cálculos del autor

CUADRO 3.8 SENSIBILIDAD EN EL PAGO DE IMPUESTOS DE LAS COMPAÑÍAS ASOCIADAS
1983-1989
(\$US Millones de 1989)

PAGANDO 100% DEL IMP.CALC	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	VPN**
Ingresos por Contratos	211.7	283.2	394.3	768.2	1536.1	1064.7	1442.9	7178.9
Ingresos para el país	154.6	204.4	291.7	573.0	1168.9	801.1	1101.9	5394.8
Utilidad Neta Asociadas	57.1	78.8	102.6	195.2	367.2	263.7	341.0	1784.2
Participación (%)								
Estado	73.0	72.2	74.0	74.6	76.1	75.2	76.4	75.1
Empresas Asociadas	27.0	27.8	26.0	25.4	23.9	24.8	23.6	24.9
PAGANDO IMPUESTO ESTIMADO*								
Ingresos por Contratos	211.7	283.2	394.3	768.2	1536.1	1064.7	1442.9	7178.9
Ingresos para el país	174.6	208.4	288.9	488.6	1001.9	735.2	1058.2	4991.3
Utilidad Neta Asociadas	37.1	74.8	105.4	279.6	534.2	329.5	384.7	2187.5
Participación (%)								
Estado	82.5	73.6	73.3	63.6	65.2	69.1	73.3	69.5
Empresas Asociadas	17.5	26.4	26.7	36.4	34.8	30.9	26.7	30.5

: IMPUESTO ESTIMADO=Imp.Teórico(Imp.Pagado/Imp.Calculado)

** : Valor Presente Neto calculado con una tasa de descuento del 12% y en valor de 1989.

Fuente:-Centro de Investigaciones para el Desarrollo -CID-.
Facultad de Ciencias Económicas. Universidad Nacional
Evaluación de los Contratos de Asociación Petrolera
en Colombia. Bogotá, julio de 1990
-Cálculos del autor

CUADRO 3.9 CONTRATOS DE ASOCIACION -AGREGADO-
PARTICIPACION EN EL VALOR PRESENTE III

(US\$ Millones de 1989)

	VPN 12%
VPN Total	7182.05
VPN Ecopetrol	4330.65
VPN Asociadas	2851.40
Participación Ecopetrol	60.30
Participación Asociadas	39.70

VPN Total	12907.71
VPN Estado	10056.31
VPN Asociadas	2851.40
Participación Estado	77.91
Participación Asociadas	22.09

Fuente: -Centro de Investigaciones para el
Desarrollo -CID-. Universidad Nacional
Evaluación de los Contratos de Asociación
Petrolera en Colombia. Bogotá, julio de 1990
Cuadros 2.2.1 a 2.2.10
Criterio: Depreciación Flexible.
Tasa de descuento del 12% y tributación corregida
por el factor (Imp.pagado/Imp.calculado)
-Cálculos del autor

CUADRO 3.10 Tasa de Retorno de un campo de 100 MM barriles.
Proyección en precios corrientes con un escenario
de bajo costo y productividad por pozo en términos
fiscales posteriores a 1983

Pais	"stand alone" %	Crédito Total %
-----		-----
	A	B
Reino Unido	36 (cambio)	47
Noruega	19	28
Canada	29 (cambio)	35
Australia	30 (cambio)	34
Holanda	30	46
Guatemala	30 (cambio)	36
Indonesia	17	22
Egipto	16	20
Pakistan	24	25
Guinea Ecuatorial	32	33
Liberia	25	38
Colombia	25	32

Fuente: Van Meurs (1988)

Nota: La columna A se refiere al caso en que el campo constituye la única operación de la compañía en el país.
La columna B se refiere al caso en que la compañía tiene otros campos en producción de cuyas utilidades pueden deducirse los gastos de exploración no exitosa en algunos regímenes tributarios.
La palabra cambio en paréntesis, indica que hubo cambios tributarios o contractuales después de 1983.

Cuadro 3.11 Tasa de Retorno de un campo de 100 MM barriles.
Proyección en precios corrientes con un escenario
de costos y productividad medios en términos
fiscales posteriores a 1983

País	"Stand alone"	Crédito Total
	%	%

	A	B
Reino Unido	29 (cambio)	39
Noruega	15	22
Canada	24 (cambio)	29
Australia	25 (cambio)	29
Holanda	25	37
Guatemala	21 (cambio)	30
Indonesia	13	18
Egipto	14	17
Pakistan	19	19
Guinea Ecuatorial	27	26
Liberia	21	33
Colombia	21	27

Fuente: Van Meurs (1988)

Nota: La columna A se refiere al caso en que el campo constituye la única operación de la compañía en el país.
La columna B se refiere al caso en que la compañía tiene otros campos en producción de cuyas utilidades pueden deducirse los gastos de exploración no exitosa en algunos regímenes tributarios.
La palabra cambio en paréntesis, indica que hubo cambios tributarios o contractuales después de 1983.

CUADRO 3.12 Tasa de Retorno de un campo 100 MM barriles.
Proyección en precios corrientes con un escenario
de altos costos y productividad en términos
fiscales posteriores a 1983

País	"Stand alone" Crédito Total	
	%	%

	A	B
Reino Unido	26 (cambio)	33
Noruega	13	17
Canadá	21 (cambio)	26
Australia	22 (cambio)	23
Holanda	22	31
Guatemala	18 (cambio)	26
Indonesia	11	14
Egipto	10	14
Pakistán	16	16
Guinea Ecuatorial	23	21
Liberia	18	31
Colombia	18	22

Fuente: Van Meurs (1988)

Nota: La columna A se refiere al caso en que el campo constituye la única operación de la compañía en el país.
La columna B se refiere al caso en que la compañía tiene otros campos en producción de cuyas utilidades pueden deducirse los gastos de exploración no exitosa en algunos regímenes tributarios.
La palabra cambio en paréntesis, indica que hubo cambios tributarios o contractuales después de 1983.

CUADRO 4.1 PRECIO INTERNACIONAL E INTERNO
DE LA GASOLINA MOTOR 1971-1989
(US\$/b1)

Período	Precio CIF Gasolina	Al público	Ingreso Ecopetrol
1971	3.5	7.2	
1972	4.8	6.6	
1973	4.5	6.1	
1974	12.6	5.5	
1975	12.9	5.1	
1976	14.0	8.7	4.1
1977	14.8	11.0	5.6
1978	15.5	13.6	7.1
1979	33.5	21.6	13.0
1980	38.5	28.6	17.4
1981	40.3	34.6	20.5
1982	37.9	36.0	22.3
1983	32.7	35.7	22.1
1984	29.3	33.0	20.3
1985	29.3	26.3	16.1
1986	15.7	23.1	14.2
1987	19.2	22.7	13.9
1988	18.6	22.1	13.3
1989	21.3	22.1	13.3

Fuente: Ecopetrol. Dirección de Planeación
Corporativa

CUADRO 4.2 IMPUESTO EFECTIVO DE LA GASOLINA
1975-1989
(\$/GALON)

Período	Impuesto a las ventas (1)	Impuesto al Fondo Vial (2)	Precio Ecopetrol (3)	% (4)=1/3	% (5)=2/3
1975	0.21	1.59	1.61	13.04	98.76
1976	0.42	2.66	3.49	12.03	76.22
1977	0.60	3.39	5.09	11.79	66.60
1978	0.73	3.88	6.28	11.62	61.78
1979	1.30	5.69	16.71	7.78	34.05
1980	2.48	9.10	20.12	12.33	45.23
1981	2.87	12.42	25.97	11.05	47.82
1982	3.77	13.50	33.97	11.10	39.74
1983	4.59	16.45	41.41	11.08	39.72
1984	5.29	19.18	47.6	11.11	40.29
1985	6.07	22.06	54.61	11.12	40.40
1986	7.28	26.49	65.46	11.12	40.47
1987	8.90	32.58	80.03	11.12	40.71
1988	10.52	40.73	94.23	11.16	43.22
1989	14.42	55.51	130.65	11.04	42.49

Fuente: Ecopetrol. Dirección de Planeación Corporativa

CUADRO 4.3 PRECIO INTERNO DE LA GASOLINA EN VARIOS PAISES
1988-1989

(US\$/bb1)

País	1988		1989	
	Junio	Diciembre	Junio	Diciembre
Argentina	73.11	80.50	19.42	66.03
Barbados	n.d	n.d	n.d	n.d
Bolivia	48.56	47.64	44.06	48.44
Brasil	92.31	75.03	74.31	83.15
Colombia	22.24	19.80	21.68	21.08
Costa Rica	57.66	54.95	53.81	51.93
Cuba	42.93	42.93	42.93	42.93
Chile	51.83	49.09	53.19	51.02
Ecuador	15.18	18.53	14.83	18.15
El Salvador	63.00	63.00	63.00	63.00
Grenada	n.d	n.d	n.d	n.d
Guatemala	54.05	47.45	47.44	45.57
Guyana	43.28	43.28	n.d	n.d
Haití	n.d	n.d	n.d	n.d
Honduras	118.43	82.32	82.32	82.32
Jamaica	83.50	83.47	n.d	n.d
Mexico	34.12	34.12	31.63	31.14
Nicaragua	91.87	86.74	78.12	73.87
Panamá	70.14	70.14	70.14	70.14
Paraguay	94.18	98.28	62.00	50.82
Perú	33.72	42.72	32.97	11.45
Rep. Domin.	21.86	21.86	23.81	39.69
Suriname	81.93	n.d	n.d	n.d
Trinidad y T	39.27	46.76	46.76	46.76
Uruguay	90.22	83.15	85.98	95.48
Venezuela	14.25	14.25	11.58	9.32

Fuente: OLADE. SIEE

CUADRO 5.1 PARTICIPACION DE LAS REGALIAS EN LOS INGRESOS CORRIENTES
POR SECCION TERRITORIAL 1985-1988
(Porcentajes)

Seccion Territorial	1985	1986	1987	1988
ANTIOQUIA	2.99	3.21	3.39	3.63
Puerto Nare	97.36	86.19	40.45	50.61
Puerto Triunfo	9.39	2.93	5.54	58.52
Yondo	53.07	76.81	87.18	58.97
BOLIVAR	3.51	1.38	1.16	1.64
Mompos	3.39	1.56	2.31	2.35
San Pablo	n.d	60.44	49.49	n.d
Talaigua Nueva	n.d	n.d	n.d	n.d
BOYACA	4.02	4.15	5.70	4.93
Tunja	n.d	n.d	n.d	n.d
Puerto Boyaca	35.05	n.d	40.53	39.78
CESAR	2.35	3.02	3.43	3.79
Aguachica	0.44	1.16	0.77	0.58
Rio de Oro	23.65	20.04	27.35	22.34
GUAJIRA	41.34	31.07	40.79	31.85
Manaure	n.d	51.28	74.82	n.d
HUILA	60.46	63.70	60.01	59.41
Neiva	n.d	n.d	n.d	n.d
Aipe	90.87	92.99	93.03	86.21
Baraya	50.14	70.19	63.07	69.35
Paicol	32.35	35.29	9.23	18.96
Palermo	n.d	29.38	52.66	55.75
Villavieja	46.01	39.88	26.37	17.57
META	24.75	31.20	37.04	36.22
Villavicencio	n.d	n.d	n.d	n.d
Acacias	n.d	n.d	n.d	n.d
Castilla Nueva	n.d	n.d	n.d	86.91
NARINO	0.48	0.65	0.66	0.84
Ipiales	n.d	n.d	n.d	n.d
N.DE.SANTANDER	10.71	9.21	10.08	10.70
Cucuta	n.d	n.d	n.d	n.d
Cachira	n.d	n.d	n.d	n.d
Tibu	n.d	n.d	n.d	n.d
SANTANDER	22.03	29.77	29.80	29.93
Barrancabermeja	9.51	13.94	15.04	18.64
Puerto Wilches	43.73	51.14	44.18	49.61
Rionegro	52.76	8.51	6.73	3.49
Sabana de Torres	70.08	81.21	71.20	67.38
San Vicente	28.49	39.49	45.28	48.94
SUCRE	3.14	2.37	1.99	1.60
San Marcos	13.97	9.48	7.85	5.36
TOLIMA	0.03	0.35	0.30	0.42
Ortega	5.75	8.15	6.12	6.72
Intend. del Arauca	n.d	79.25	117.96	69.79
Inten.del Casanare	33.43	36.98	47.35	41.64
Inten.del Putumayo	31.73	43.51	n.d	46.19

Fuente: Ecopetrol y Contraloría General de la República

Cuadro 6.1

RESERVAS DE GAS NATURAL DESCUBIERTAS EN COLOMBIA

(Cifras en GPC)

REGION	1970	1975	1980	1985	1990
Guajira	0	3606	3606	3606	3908
Resto Costa	785	785	815	818	818
Interior	3184	3184	3184	3279	4051
TOTAL	3969	7575	7605	7703	8777

Nota: Incluye 300 GPC de revaluación de reservas en Guajira en 1987 y un estimativo de 500 GPC para las reservas de Casanare (Cusiana).

Cuadro 6.2

RESERVAS PROBADAS REMANENTES DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

REGION	1970	1975	1980	1985	1990
Guajira	0	3625	3 509	3143	3075
Resto Costa	365	233	114	32	8
Interior	1324	1214	1087	980	1308
TOTAL	1689	5072	4710	4154	4391

Cuadro 6.3.

COSTO ECONOMICO DE ENERGETICOS PARA COCCION

COMBUSTIBLE NAT.	LEÑA	ELECTRICA (COCINOL)	KEROSENE	PROPANO	GAS
Consumo Util	7.6 a 11,1 MBTU año en todos los casos				
Eficiencia	8%	69%	35%	62%	62%
Consumo Bruto	95-138	11-16.1	21.7-31.7	12.2-17.9	12.2-17.9
Costo Unitario Bruto ¹ (US\$ por MBTU)	2.4	17.7-22	4.0-7.1	5.2-6.9	3.8-4.4
Costo Unitario Util (US\$ por MBTU)	30.0	25.6-31.9	11.4-20.2	8.4-11.1	6.0-7.1
Costo Anual	228-331	195-354	86-225	64-124	46-79

¹ Los valores para energía eléctrica cubren rangos de costo en punta y fuera de punta. Para Kerosene, cocinol y Propano corresponden a un escenario alto de US\$30/B de gasolina y US\$23/B de escenario bajo. Para gas natural corresponden a valores estimados para los mercados actuales (el bajo para la Costa y Neiva y el alto para Santanderes y Bogotá).

Cuadro 6.4.

**UTILIZACION DE LAS RESERVAS DE GAS PROBADAS EN LA
COSTA ATLANTICA. PRECIOS ACTUALES**

(Valores Preliminares Indicativos)

Cobertura del Mercado		Costa Atlántica	Costa y Barranca	Mas Bogotá	Mas Medellín
Reservas Probadas (GPC)		3525	4344	4391	4391
Reservas Adicionales (GPC)		1750	1750	1750	1750
Transporte Costa (US\$/MBTU)		0.20	0.20	0.20	0.20
Transporte Interior (US\$/MBTU)		----	0.80	0.85	0.90
<u>Costa Atlántica R/P (años)</u>					
Probadas	1995	24.0	23.1	22.8	22.6
Probadas	2000	15.3	13.4	12.4	12.0
Esperadas	2000	27.4	25.5	24.6	24.0
<u>Total País R/P (años)</u>					
Esperadas	2000	28.5	22.6	19.6	18.5
Beneficios Brutos (US\$M) 1/					
Costa Atlántica		2058	2030	1978	1954
Interior		----	463	777	902
Costos Gas (US\$M)		--589	--604	--658	--705
Reservas Terminales		759	689	634	595
Beneficios Netos (US\$M)		2228	2578	2732	2747

Cuadro 6.5

UTILIZACION DE LAS RESERVAS DE GAS PROBADAS EN LA COSTA ATLANTICA CON PRECIOS IGUALES AL COSTO DE OPORTUNIDAD DEL GAS

(Valores Preliminares Indicativos)

Cobertura del Mercado	Costa Atlántica	Costa y Barranca	Mas Bogotá	Mas
Medellín				
Reservas Probadas (GPC)	3523	4344	4391	4391
Reservas Adicionales (GPC)	1750	1750	1750	1750
Transporte Costa (US\$/MBTU)	0.20	0.20	0.20	0.20
Transporte Interior (US\$/MBTU)	----	0.80	0.85	0.90
<u>Costa Atlántica R/P (años)</u>				
Probadas 1995	24.0	23.1	24.0	23.8
Probadas 2000	15.3	14.2	15.6	15.5
Esperadas 2000	27.4	26.8	29.9	30.1
<u>Total País R/P (años)</u>				
Esperadas 2000	28.5	23.8	22.5	21.4
<u>Beneficios Brutos (US\$M) 1/</u>				
Costa Atlántica	2058	1951	1861	1835
Interior	----	465	787	886
Costos Gas (US\$M)	--589	--592	--610	--651
Reservas Terminales	59	768	715	691
<u>Beneficios Netos (US\$M)</u>	2228	2592	2754	2761

1/ Con fuel oil como sustituto del gas natural en el largo plazo.

Cuadro 6.6

DEMANDA POTENCIAL DE GAS NATURAL IMPORTADO (MPCD)

(Demanda del Interior del país menos producción propia)

	SIN GNC		CON GNC	
	1996	2000	1996	2000
Barranca/Cocorná	125.1	149.5	125.1	149.5
Bogotá	42.0	57.5	75.5	114.5
Medellín	33.2	39.1	49.1	57.3
Cali	21.3	24.8	38.2	44.1
Otros	7.8	9.1	7.8	9.1
TOTAL	229.4	280.0	295.7	374.5

Cuadro 6.7

COSTOS DE INVERSION DE OPCIONES DE INTERCONEXION CON VENEZUELA

	Longitud	Inversión (US\$M)	
	km	Con GNC	Sin GNC
Gasoducto desde Venezuela			
(Frontera) hasta:			
CIB-Cocorná Medellín	820	345	350
CIB-Cocorná Bogotá	859	424	439
CIB-Cocorná			
Bogotá-Medellín	1027	469	495
CIB-Cocorná			
Medellín-Bogotá-Cali	1383	566	603

Cuadro 6.8

BENEFICIOS NETOS DE LA INTERCONEXION CON VENEZUELA

OPCION	IMPORTACION		VALOR PRESENTE AL 12%	
	en 1996			
	(MPCD)		US\$ M	
	CON GNC	SIN GNC	CON GNC	SIN GNC
CIB-Cocorná-Medellín	174	158	399	329
CIB-Cocorná-Bogotá	200	167	329	157
CIB-Cocorná-Bogotá-Med.	249	200	951	650
CIB-Cocorná--Btá-Med-Cali	295	229	1265	888

Cuadro 7.1

COSTOS DE INVERSION EN POLIDUCTOS
 (En millones de Dólares de 1990)

Años	SIN REFINERIA	REFINERIA DE MEDIA CONVERSION 50 KBD	PASO DE LA REFINERIA DE MEDIA A ALTA CONVERSION 50-100 KBD	REFINERIA DE MEDIA CONVERSION 75 KBD
1990	33.8	42.8	39.8	41.3
1991	47.9	23.0	9.4	16.2
1992	29.6	20.7	8.0	14.4
1993	21.2	12.0	9.3	10.7
1994	18.1	11.8	9.1	10.5
1995	25.9	25.3	6.3	15.8
1996	25.7	29.3	2.0	15.5
1997	23.5	19.9	1.0	10.5
1998	---	10.9	---	5.5
1999	2.0	---	---	
2000	---	---	---	
TOTAL	227.7	195.7	84.9	140.4

CUADRO 7.2

COMPARACION DE OPCIONES DE REFINACION

PRODUCCION DE CRUDO CON RESERVAS ESPERADAS CON PROGRAMA EXPLORATORIO

VALOR PRESENTE BENEFICIOS Y COSTOS EN MILLONES DE US\$

MARGEN COMBUSTOLEO-ACPM	7.50 US\$				9.00 US\$				11.00 US\$			
	REF.	C/GNA.	CONVERS.	BAJA CONVERS.	REF.	C/GNA.	CONVERS.	BAJA CONVERS.	REF.	C/GNA.	CONVERS.	BAJA CONVERS.
PRODUCCION DE CRUDO COCORNA			516.0	516.0	0.0	0	516.0	516.0	0.0	0.0	516.0	516.0
IMPORTACION DE CRUDOS												
TRANSPORTE DE CRUDOS	330.2	410.5	328.4	327.0	330.2	410.5	328.4	327.0	330.2	410.5	328.4	327.0
-A REFINERIAS	188.4	310.7	206.0	206.0	188.4	310.7	206.0	206.0	188.4	310.7	206.0	206.0
-A PUERTO DE EXPORTACION	141.8	99.8	122.4	121.0	141.8	99.8	122.4	121.0	141.8	99.8	122.4	121.0
IMPORTACION DE PRODUCTOS BLANCOS	5357.7	3240.4	2551.5	3241.9	5650.1	3409.4	2679.9	3410.9	6039.9	3634.7	2851.2	3636.1
-GASOLINAS	4200.3	2725.1	2496.9	2725.1	4431.5	2870.2	2628.7	2870.2	4739.7	3063.7	2804.5	3063.7
-DESTILADOS MEDIOS	1157.4	515.3	54.6	516.8	1218.6	539.2	51.2	540.6	1300.3	570.9	46.7	572.4
TRANSPORTE DE PRODUCTOS BLANCOS												
-COSTA-CENTRO	309.9	342.0	190.2	227.0	309.9	342.0	190.2	227.0	309.1	342.0	190.2	227.0
-INVERSIONES	192.2	192.2	103.0	135.7	192.2	192.2	103.0	135.7	191.4	192.2	103.0	135.7
-OPERACION	117.7	149.8	87.2	91.3	117.7	149.8	87.2	91.3	117.7	149.8	87.2	91.3
-CENTRO-COSTA	127.5	127.5	143.4	187.5	127.5	127.5	143.4	187.5	127.5	127.5	143.4	187.5
-GASOLINAS												
-DESTILADOS MEDIOS												
-COMBUSTOLEO	127.5	127.5	143.4	187.5	127.5	127.5	143.4	187.5	127.5	127.5	143.4	187.5
COSTOS EN NUEVA REFINERIA		426.4	839.6	619.1		426.4	839.6	619.1		426.4	839.6	556.2
-INVERSION		303.6	637.7	496.6		303.6	637.7	496.6		303.6	637.7	433.7
-OPERACION Y MANTENIMIENTO		122.8	201.8	122.5		122.8	201.8	122.5		122.8	201.8	122.5
SUMA DE COSTOS	6125.26	4546.74	4569.04	5118.61	6417.65	4715.70	4697.46	5287.58	6806.74	4940.99	4868.71	5449.97
INGRESOS POR EXPORTACION	-11990.8	-10023.0	-11024.5	-11523.1	-11990.8	-10023.0	-11024.5	-11523.1	-11990.8	-10023.0	-11024.5	-11523.1
-DE PRODUCTOS	-2190.3	-3060.4	-2420.1	-3060.4	-2190.3	-3060.4	-2420.1	-3060.4	-2190.3	-3060.4	-2420.1	-3060.4
-DE CRUDOS	-9800.4	-6962.6	-8604.4	-8462.7	-9800.4	-6962.6	-8604.4	-8462.7	-9800.4	-6962.6	-8604.4	-8462.7
BALANZA META	-5865.5	-5476.3	-6455.5	-6404.4	-5573.1	-5307.3	-6327.1	-6235.5	-5184.0	-5082.0	-6155.8	-6073.1
BENEFICIO NETO		-389.3	590.0	538.9		-265.8	753.9	662.3		-102.0	971.8	889.0

CUADRO 7.3

COMPARACION DE OPCIONES DE REFINACION

PRODUCCION DE CRUDO DE LAS RESERVAS PROBADAS

VALOR PRESENTE BENEFICIOS Y COSTOS EN MILLONES DE US\$

MARGEN COMBUSTOLEO-ACPM	9.00 US\$				11.00 US\$			
	REF.	C/GMA.	ALTA	BAJA	REF.	C/GMA.	ALTA	BAJA
PRODUCCION DE CRUDO COCORNA			516.05	516.05			516.05	516.05
IMPORTACION DE CRUDOS	3271.32	5691.81	4291.72	4291.72	3271.32	5691.81	4291.72	4291.72
TRANSPORTE DE CRUDOS	243.31	259.77	251.84	251.84	243.31	259.77	251.84	251.84
- A REFINERIAS	181.56	213.34	200.04	200.04	181.56	213.34	200.04	200.04
- A PUERTO DE EXPORTACION	61.75	46.43	51.80	51.80	61.75	46.43	51.80	51.80
IMPORTACION DE PRODUCTOS BLANCOS	5649.86	3409.17	2679.71	3410.64	6039.71	3634.43	2850.92	3635.90
-GASOLINAS	4431.32	2870.08	2628.56	2870.08	4739.50	3063.59	2804.31	3063.59
-DESTILADOS MEDIOS	1218.54	539.08	51.15	540.56	1300.20	570.84	46.61	572.31
TRANSPORTE DE PRODUCTOS BLANCOS								
-COSTA-CENTRO	309.87	341.96	190.19	227.00	309.87	341.96	190.19	227.00
-INVERSIONES	192.15	192.15	102.98	135.66	192.15	192.15	102.98	135.66
-OPERACION	117.72	149.81	87.21	91.35	117.72	149.81	87.21	91.35
CENTRO-COSTA	127.48	127.48	143.38	187.55	127.48	127.48	143.38	187.55
-GASOLINAS								
-DESTILADOS MEDIOS								
-COMBUSTOLEO	127.48	127.48	143.38	187.55	127.48	127.48	143.38	187.55
COSTOS EN NUEVA REFINERIA		426.37	781.90	556.23		426.37	781.90	556.23
-INVERSION		303.58	637.73	433.69		303.58	637.73	433.69
-OPERACION Y MANTENIMIENTO		122.79	144.17	122.54		122.79	144.17	122.54
SUMA DE COSTOS	9601.84	10256.55	8854.78	9441.04	9991.69	10481.81	9026.00	9666.30
INGRESOS POR EXPORTACION	-5603.68	-5667.40	-5309.66	-5949.96	-5603.68	-5667.40	-5309.66	-5949.96
-DE PRODUCTOS	-2190.42	-3060.47	-2420.18	-3060.47	-2190.42	-3060.47	-2420.18	-3060.47
-DE CRUDOS	-3413.26	-2606.92	-2889.49	-2889.49	-3413.26	-2606.92	-2889.49	-2889.49
BALANZA NETA	3998.16	4589.15	3545.12	3491.08	4388.01	4814.41	3716.34	3716.34
V.P. BENEFICIO		-590.99	453.04	507.08		-426.41	671.67	671.67

CUADRO 7.4

RESUMEN DE LAS OPCIONES DE REFINACION

A) MANTENIENDO PRODUCCION LOCAL DE CRUDOS CON NUEVOS HALLAZGOS

MARGEN COMBUSTOLEO-GASOLINA	7.50 US\$		9.00 US\$		11.0 US\$	
	-----		-----		-----	
OPCIONES	TASA INTERNA DE RETORNO	VALOR PRESENTE BENEFICIO NETO (US\$ Millones) AL 10 %	TASA INTERNA DE RETORNO	VALOR PRESENTE BENEFICIO NETO (US\$ Millones) AL 10 %	TASA INTERNA DE RETORNO	VALOR PRESENTE BENEFICIO NETO (US\$ Millones) AL 10 %
REFERENCIA (SIN INVERSIONES)	-----	-----	-----	-----	-----	-----
REFINERIA EN CARTAGENA	0.030869	-389.260	0.052690	-265.837	0.081879	-102.023
REF. CENTRAL ALTA CONVERSION	0.177429	589.9594	0.197416	753.9191	0.222860	971.7697
REF. CENTRAL MEDIA CONVERSION	0.201567	538.9188	0.221810	662.3374	0.266087	889.0806

B) CON LAS RESERVAS PROBADAS

MARGEN COMBUSTOLEO-GASOLINA	9.00 US\$		11.0 US\$	
	-----		-----	
OPCIONES	TASA INTERNA DE RETORNO	VALOR PRESENTE BENEFICIO NETO (US\$ Millones) AL 10 %	TASA INTERNA DE RETORNO	VALOR PRESENTE BENEFICIO NETO (US\$ Millones) AL 10 %
REFERENCIA (SIN INVERSIONES)	-----	-----	-----	-----
REFINERIA EN CARTAGENA	-0.15782	-590.993	-0.04080	-426.405
REF. CENTRAL ALTA CONVERSION	0.174074	453.0376	0.204554	671.6686
REF. CENTRAL MEDIA CONVERSION	0.210802	507.0776	0.241052	671.6705

CUADRO 7.5

ESTUDIO DE LAS OPCIONES DE REFINACION

MINIREFINERIA DE NEIVA (CON PRODUCTOS BLANCOS= 40% DE LA CARGA)

VPN Y TIR CON PRECIO DE CRUDO REDUCIDO = $(P_{crudo} - P_{combustoleo})/2$

	MARGEN 9 US\$	MARGEN 11 US\$	MARGEN 7.50 US\$
VALOR PRESENTE BENEFICIO NETO	-13.3508	15.88143	-35.2854
TASA INTERNA DE RETORNO MINIREFI	0.01962	0.195535	-1.90507

COMPARACION CON PRECIO DE CRUDO REDUCIDO IGUAL AL PRECIO DEL COMBUSTOLEO

	MARGEN 9 US\$	MARGEN 11 US\$	MARGEN 7.50 US\$
VALOR PRESENTE BENEFICIO NETO(M=-62.6070)	-62.6070	-32.4219	-84.6095
TASA INTERNA DE RETORNO MINIREFI	1.94945	-0.18116	-1.97214

SENSIBILIDAD A LA INVERSION

	US\$ 15 MILLONES	US\$ 24 MILLONES	US\$ 30 MILLONES
VALOR PRESENTE BENEFICIO NETO	10.35318	3.358440	-1.61526
TASA INTERNA DE RETORNO MINIREF.	-1.9	0.322610	0.069049

MINIREFINERIA DE NEIVA (CON PRODUCTOS BLANCOS= 50% DE LA CARGA)

VPN Y TIR CON PRECIO DE CRUDO REDUCIDO = $(P_{crudo} - P_{combustoleo})/2$

	MARGEN 9 US\$	MARGEN 11 US\$	MARGEN 7.50 US\$
VALOR PRESENTE BENEFICIO NETO	14.90743	51.44925	-12.5047
TASA INTERNA DE RETORNO MINIREFI	0.186153	0.362289	0.003152

COMPARACION CON PRECIO DE CRUDO REDUCIDO IGUAL AL PRECIO DEL COMBUSTOLEO

	MARGEN 9 US\$	MARGEN 11 US\$	MARGEN 7.50 US\$
VALOR PRESENTE BENEFICIO NETO(M=-26.1791)	-26.1791	11.39555	-53.5950
TASA INTERNA DE RETORNO MINIREFI	1.86132	0.163771	-1.93597

SENSIBILIDAD A LA INVERSION

	US\$ 15 MILLONES	US\$ 24 MILLONES	US\$ 30 MILLONES
VALOR PRESENTE BENEFICIO NETO	38.61141	31.15085	26.17715
TASA INTERNA DE RETORNO MINIREF.	-1.99614	0.658670	0.360343

CUADRO No. 8.1

PETROQUIMICOS FINALES : DEMANDA COLOMBIANA PROYECTADA

-Toneladas-

DESCRIPCION	1987	1990	1995	2000	2005
CAUCHOS SINTETICOS					
Caucho butilo	2400	2700	3300	4020	4900
Caucho estireno butadieno	15000	16400	19000	22030	25540
Caucho polibutadieno	6000	6600	7600	8810	10220
Negro de humo	19000	20760	24070	27900	32350
FIBRAS SINTETICAS					
Fibras acrilicas	11000	12020	13940	15760	17850
Fibras y filamentos poliéster	38000	42330	52000	59700	67500
Fibras y filamentos de nylon 6	15350	16900	19500	21600	24000
Policaprolactama *	16420	18345	21200	23500	26200
Polietilentereftalato *	42100	47560	58600	67700	76750
OTROS					
Látex de polibutadieno-estireno	2400	2600	3000	3315	3660
Resinas alquídicas	13300	15140	18420	22415	27270
Resinas epoxi	800	925	1180	1500	1920
Resinas fenólicas	3400	3715	4300	5000	5800
PLASTICOS					
Cloruro de polivinilo emulsión	8500	10200	12410	15600	19000
Cloruro de polivinilo suspensión	57700	67000	86000	105000	128000
Poliestirenos	17850	22500	31000	39600	48135
Polietileno de alta densidad	31000	35800	41000	47530	55100
Polietileno de baja densidad	70000	78750	96000	111300	125000
Polietileno lineal de baja dens.	7000	11800	19200	27825	37500
Polipropileno	25400	31000	50000	73500	100000
Resinas ABS y resinas SAN	1600	1700	1875	2070	2300
Resinas poliéster insaturadas excepto PET	3000	3800	4550	5400	6400

* Incluye también estimaciones de consumo en plásticos

FUENTE : ACOPLASTICOS, PLASTICOS EN COLOMBIA 88 - 89

CUADRO No. 8.2

PETROQUIMICOS INTERMEDIOS : DEMANDA POTENCIAL ESTIMADA PARA COLOMBIA

-Toneladas-

PRODUCTOS	1987	1990	1995	2000	2005
Acetato de vinilo	6600	7750	9500	11000	13000
Acido tereftálico *	44100	47320	57300		
Acido tereftálico	37900	42820	52800	60900	69100
Anhídrido ftálico	9050	10500	12800	15450	19000
Anhídrido maleico	700	860	1050	1250	1450
Caprolactama	18060	20200	23320	25850	28820
Caprolactama *	29325	29800	32820		
Ciclohexano *	32260	32760	36100		
Ciclohexano	19870	22200	25650	28450	31700
Cloruro de vinilo	66200	77200	98410	120600	147000
Cloruro de vinilo *	119510	140200	175410		
Dicloruro de etileno	110560	128925	164345	201400	245500
Dicloruro de etileno *	199600	234135	292935		
Estireno *	37725	41100	50600		
Estireno	23900	29100	38600	48350	58200
Etilbenceno *	41500	45210	55660		
Etilbenceno	26290	32010	42460	53185	64020
Etilenglicol	15160	17125	21100	24400	27650
Etilenglicol *	17640	18925	23000		
2-Etil-hexanol	5800	6550	8000	9300	11000
Isocianatos	3500	4900	6300	7500	9000
Metil metacrilato	2000	2200	2600	3000	3500
Oxido de etileno *	18000	19200	23500		
Oxido de etileno	15200	17300	21800	25000	28200
Oxido de propileno	8300	9700	12300	14400	16800
Polioles poliéteres	7000	8100	10350	12200	14200

* Incluye la exportación de algunos derivados

FUENTE : ACOPLASTICOS, PLASTICOS EN COLOMBIA 88 - 89

CUADRO No. 8.3

PETROQUIMICOS BASICOS : DEMANDA POTENCIAL ESTIMADA PARA COLOMBIA

-Toneladas-

DESCRIPCION	1987	1990	1995	2000	2005
OLEFINAS					
Butadieno	20070	21961	25362	29274	33805
Etileno	173000	202170	252665	303000	356200
Etileno *	207700	240400	297940		
Propileno	51400	60000	85000	114100	147000
Propileno *	51400	91200	137000		
AROMATICOS					
Benceno	38096	44650	55720	66350	77500
Benceno *	61033	64300	74430		
Orto-xileno	9050	10500	12800	15450	19000
Orto-xileno *	9600	11500	14000		
Para-xileno	26530	29975	36960	42630	48370
Para-xileno *	30870	33125	40110		

* Incluye la exportación de unos derivados

FUENTE : ACOPLASTICOS, PLASTICOS EN COLOMBIA 88 - 89

CUADRO 9.1

ESTADO DE LA FLORA Y FAUNA

GRUPOS DE ESPECIES	NUMERO TOTAL DE ESPECIES	ESPECIES EN PELIGRO
--------------------	-----------------------------	------------------------

1. FAUNA

- MAMIFEROS	380	27
- AVES	1760	63
- REPTILES	450	16
- ANFIBIOS	360	NINGUNA
- PECES	INDETERMINADA (MAS DE 20000)	2
- INVERTEBRADOS	INDETERMINADA	

2 PLANTAS

- PLANTAS SUPERIORES	20000-50000
- PLANTAS INFERIORES	INDETERMINADA

FUENTE: INDERENA. SUBGERENCIA DE PESCA Y FAUNA, 1984

CUADRO 9.2

RESERVAS NATURALES Y AREAS PROTEGIDAS

	NUMERO LUGARES	AREA HECTAREAS
1 RESERVA CIENTIFICA	34	6107023
2 PARQUE NACIONAL	27	4922709
3 RESERVA DE CONSERVACION DE LA NATURALEZA	(VER 1)	
4 MONUMENTO NATURAL	NINGUNO	
5 PAISAJE PROTEGIDO	NINGUNO	
6 RESERVA DE RECURSOS	1	1131350
7 RESERVA ANTROPOLOGICA		
8 AREA DE MANEJO DE USO MULTIPLE	1	
9 RESERVA DE LA BIOSFERA	5	1181000
10 RESERVA DE PATRIMONIO MUNDIAL DE LA NATURALEZA	(VER 9)	

FUENTE: INDERENA. 1989

CUADRO 9.3

RESUMEN DE LA VALORACION ECONOMICA ESTIMADA DE HUMEDADES Y PANTANOS
(1983 DOLARES DE E.U.)

METODO	VALOR PRESENTE POR ACRE (\$) A UNA TASA ESPECIFICA DE DESCUENTO	
	8%	3%
BASE DAP		
PESCA COMERCIAL	317	846
CAZA DEPORTIVA	151	401
RECREACION	46	181
PROTECCION DE CRECIENTES E INUNDACIONES	1915	7549
TOTAL	2429	8977
BASE AE CONVERSION GPP	6400-10600	17000-28200
MEJOR ESTIMADO	2429-6400	8977-17000

AG: ANALISIS ENERGETICO
DAP: DISPONIBILIDAD A PAGAR

FUENTE: COSTANZA Y DALY (1990)

CUADRO 9.4

COMPARACION PRECIOS NACIONALES E INTERNACIONALES DE ALGUNOS
PRODUCTOS PETROQUIMICOS

OCTUBRE 1990

PRODUCTO	PRECIO F.O.B. \$/GAL (1)	PRECIO ECOPETROL \$/GAL	RELACIONES PORCENTUALES
DISOLVENTES	467.52	376.00	80.42
HEXANO	467.52	446.00	95.40
BENCENO	1,053.96	760.00 (2)	72.11
TOLUENO	721.55	653.00	90.50
XILENOS MEZCLADOS	818.84	621.00	75.84
ORTHOXILENO	1,193.40	715.00	59.91
CICLOHEXANO	1,063.14	1,022.13 (3)	96.14
ALQUILBENCENO	1,153.41	1,022.00	88.61
AZUFRE (TON)	55,400.23	69,096.00	124.72
BASE PARAF.LIVIANA	816.14	556.00	68.13
BASE PARAF.MEDIA	653.99	595.00	90.98
BASE BRIGHT STOCK	924.24	650.00	70.33
BASE NAFTENICAS	621.56	466.00	74.97
PARAFINA (TON)	274,278.68	396,977.00 (4)	144.73
PEBD(TON)	569,758.38	568,000.00	99.69
AROMATICOS PESADOS	844.25	603.00	71.42

NOTAS

- (1) TASA DE CAMBIO \$540.49/1U\$, PROMEDIO OCTUBRE/90
- (2) CONSUMO NACIONAL MINIMO. SE EXPORTA A PRECIOS INTERNACIONALES
- (3) CORRESPONDE AL PRECIO PROMEDIO PARA MONOMETROS EN EL PERIODO OCT-DIC/90
- (4) PRECIO DE VENTA PARAFINA IMPORTADA ESPECIAL

FUENTES:

- 1. PLATT'S SOLVENTWIRE OCT 30/90
- 2. PLATT'S PETROCHEMICALSCAN OCT 26/90
- 3. BENZENE NEWS LETTER OCT 26/90
- 4. ECOPETROL 1990
- 5. FERTECON SULPHUR OCT 25/90
- 6. PLATT'S POLYMERSCAN OCT 31/90

CUADRO 9.5

COMPARACION DE EMISIONES DE CONTAMINANTES
PARA MOTORES A BASE DE GASOLINA, DIESEL Y GAS

	METANOL	ETANOL	GAS NATURAL COMPRIMIDO	GAS LIQUIDO	ELECTRICIDAD
MATERIA PRIMA/DIVERSIDAD	++	-	++	-	++
IMPACTOS MEDIO-AMBIENTALES	++	++	++	++	++
COSTO VEHICULOS	=	=	-	-	--
COSTOS OPERATIVOS DE COMBUSTIBLE CORRIENTE (Baja demanda)	-	--	=	=	= / +
COSTOS OPERATIVOS DE COMBUSTIBLE FUTURO (Alta demanda)	++	-	+	=	= / +
CONVENIENCIA DE REABASTECIMIENTO (Tiempo, complejidad)	=	=	--	--	--

++ Mucho mejor que la gasolina
 + Mejor que la gasolina
 = Similar a la gasolina
 - Peor que la gasolina
 -- Mucho peor que la gasolina

FUENTE: SCIENTIFIC AMERICAN. Charles L. Gray, Jeffrey A. Alson.

CUADRO 9.6

EMISIONES DE CONTAMINANTES (ANTROPICAS) A NIVEL NACIONAL
(MILES DE TONELADAS) 1985

EMISIONES	AÑO 1985	FUENTES MOVILES	ENERGIA	INDUSTRIA *	TOTAL
OXIDOS DE AZUFRE (SO2)	1985	12.9	15	116	143.9
OXIDOS DE NITROGENO	1985	66	23	195	284
MONOXIDO DE CARBONO	1985	3320	0.8	16.5	3337.3
HIDROCARBUROS	1985	277			277
PARTICULAS	1985	13	4	854	871

FUENTE: MINISTERIO DE SALUD

* INDUSTRIA INCLUYE EL PROCESO (INDUSTRIA) MAS EL CONSUMO DE COMBUSTIBLE

CUADRO 9.8
CONVENIOS INTERNACIONALES PARA EL
CONTROL DE LA CONTAMINACION MARINA.

TITULO DEL CONVENIO	EN VIGOR DESDE	CONTENIDO
DILPOL, 54 CONVENIO INTERNACIONAL PARA PREVENIR LA CONTAMINACION DE LAS AGUAS DEL MAR POR HIDROCARBUROS, 1954.	26/7/58	NORMAS PARA PROTEGER EL MAR CONTRA LA CONTAMINACION POR DESCARGAS DE HIDROCARBUROS O MEZCLAS DE ELLOS.
MARPOL. 73/78 CONVENIO INTERNACIONAL PARA PREVENIR LA CONTAMINACION POR LOS BUQUES, 1973 Y PROTOC. 1978	2/10/83	REGLAS PARA PREVENIR LA CON- TAMINACION POR HIDROCARBUROS, SUSTANCIAS NOCIVAS, AGUAS SUCIAS Y BASURAS.
C L C. 69 CONVENIO INTERNACIONAL SOBRE RESPONSABILIDAD CIVIL POR DAÑOS CAUSADOS POR LA CONTAMINACION.	19/6/75	REGLAS Y PROCEDIMIENTOS PARA DIRIMIR TODA CUESTION DE RESPONSABILIDAD Y PREVER UNA INDEMNIZACION EQUITATIVA.
FONDO, 71 CONVENIO INTERNACIONAL SOBRE LA CONSTITUCION DE UN FONDO INTERNACIONAL DE INDEMNIZACION DE DAÑOS CAUSADOS POR LA CONTAMINACION DE HIDROCARBUROS.	16/10/78	NORMAS PARA CREAR UN SISTEMA DE COMPENSACION E INDEMNIZACION COMPLEMENTARIO AL ESTABLECIDO POR EL C L C. 69.
INTERVENCION, 69 CONVENIO INTERNACIONAL RELATIVO A LA INTERVENCION EN ALTA MAR EN CASOS DE ACCIDENTES QUE CAUSEN UNA CONTAMINACION POR HIDROCARBUROS, 1969.	6/5/75	NORMAS PARA QUE LOS ESTADOS PUEDAN TOMAR MEDIDAS EN ALTA MAR, PARA PREVENIR, MITIGAR O ELIMINAR TODO EL PELIGRO GRAVE E INMINENTE CONTRA SU LITORAL O INTERESES CONEXOS.
VERTIMIENTO, 72. CONVENIO SOBRE LA PREVENCION DE LA CONTAMINACION DEL MAR POR VERTIMIENTO DE DESECHOS Y OTRAS MATERIAS, 1972.	30/8/75	NORMAS PARA PREVENIR LA CONTAMINACION DEL MAR POR VERTIDO DE DIVERSOS DESECHOS.
FORMACION (STCW), 78. CONVENIO INTERNACIONAL SOBRE NORMAS DE FORMACION, TITULACION Y GUARDIA PARA LA GENTE DEL MAR 1978	28/4/84	NORMAS DE ENTRENAMIENTO Y TITULACION PARA ACREDITAR LA PROTECCION DEL MEDIO MARINO.
DERECHO DEL MAR. CANVENIO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL DERECHO DEL MAR, 1982.	AUN NO	DEDICA LA PARTE XII COMPLETA A DISPOSICIONES PARA LA PROTECCION Y CONSERVACION DEL MEDIO AMBIENTE MARINO.
TOVALOP, 69 ACUERDO VOLUNTARIO DE EMPRESAS PETROLERAS, CONCERNIENTES A LA RESPONSABILIDAD POR CONTAMINACION DE PETROLEO.	1969	NORMAS QUE CUBREN A LAS EMPRESAS DE LA RESPONSABILIDAD DE DAÑOS DE CONTAMINACION HASTA POR UN MONTO DE 16.8 MILLONES DE US\$ POR ACCIDENTE.
CRISTAL, 71. CONTRATO CON RESPECTO A UN SUPLEMENTO INTERINO DE RESPONSA- BILIDAD DE LAS EMPRESAS POR CONTAMINACION DE PETROLEO.	1/04/71	SEGURO QUE CUBRE A LOS DUEÑOS DE LA CARGA DE PETROLEO Y DEL CUAL SE OBTIENE UNA INDEMNIZACION COMPLEMENTARIA DE TOVALOP POR UN MONTO DE 36 MILLONES DE DOLARES.

CUADRO 9.7
CODIGO NACIONAL DE LOS RRNN
Y DE PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE
(LEY 28811/74).

REGLAMENTACION DEL APROVECHAMIENTO DE AGUAS NO MARITIMAS.	DECRETO No.1594/84	Uso del agua y residuos líquidos.
	DECRETO No.1541/78	Normas relacionadas con el recurso agua.
	DECRETO No.2858/81	Permisos especiales para estudios sobre proyectos de riesgos.
	DECRETO No.1449/77	Normas de conservación de los RRNNRR por parte de los propietarios de predios rurales.
	DECRETO No.2134/86	Reglamentación concesión de aguas
REGLAMENTACION SOBRE FAUNA Y FLORA	DECRETO No.1608/78	Fauna Silvestre.
	DECRETO No.2647/80	Funciones del Comité Nacional de Pesca.
	DECRETO No.1650/85	Exención para la industria pesquera.
	LEY 17/87	Aprueba la Convención sobre comercio Internacional de especies amenazadas de fauna y flora terrestres.
REGLAMENTACION SOBRE PARQUES Y PAISAJES.	DECRETO No.622/77	Sistemas de parques nacionales.
	DECRETO No.1715/78	Protección del paisaje.
	LEY 154/76	Conservación del paisaje.
REGLAMENTACION SOBRE RECURSO FORESTAL.	DECRETO No.877/76	Prioridades referentes a: uso, aprovechamientos permisos y concesiones del recurso forestal.
	LEY 2a./59	Economía forestal de la Nación y conservación de recursos naturales renovables.
	ACUERDO No.029/75	Se modifica y adiciona el estatuto forestal.
	ACUERDO No.013/84	Complementa Acuerdo n0.020 sobre manejo de recurso forestal en el pacífico.
	ACUERDO No.032/80	Presentación de declaraciones de efecto ambiental.
	DECRETO No.2787/80	Normas para el aprovechamiento de bosques.
	DECRETO No.1014/82	Permisos y concesiones de aprovechamientos de bosques.
	ACUERDO No.17/83	Delegación al INDERENA de las funciones de supervisión, control, asistencia técnica de la actividad forestal.
	DECRETO No.498/85	Revocatoria Artículo 2o. y 3o. del Decreto No.014.
	LEY 26/77	Se crea el Fondo Financiero Forestal.
REGLAMENTACION SOBRE RECURSOS HIDROLOGICOS.	DECRETO No.1681/78	Manejo según técnicas ecológicas, económicas y sociales de los recursos hidrológicos y del medio ambiente.
REGLAMENTACION SOBRE RECURSOS MARITIMOS Y DE COSTAS.	LEY 10/78	Normas sobre mar territorial, plataforma continental.
	DECRETO No.1874/79	Creación del cuerpo de guardacostas.
	DECRETO No.2324/84	Se reorganiza la DIMAR.
	DECRETO No.1601/84	Vigilancia epidemiológica en naves.
	DECRETO No.1875/79	Prevención de contaminación en medio marino.
	DECRETO No.1436/84	Anchura del mar territorial y zona exclusiva de la Nación.
	DECRETO No.1876/79	Medidas en materia de recursos naturales marinos.
REGLAMENTACION SOBRE POLITICA AMBIENTAL Y CUENCAS HIDROGRAFICAS.	DECRETO No.703/76	Funcionamiento de los comités nacionales y regionales de producción agrícola pecuaria y RRNNRR.
	DECRETO No.1415/78	Creación de la comisión conjunta para asuntos ambientales.
	DECRETO No.2857/81	Cuencas Hidrográficas.
	DECRETO No.100/80	Expedición del nuevo Código Penal.
	ACUERDO No.43/80	Facultades polivas a funcionarios del Instituto.
	ACUERDO No.41/83	Procedimiento para manejo y ordenación de cuencas hidrográficas.
	ACUERDO No.40/82	Conservación de aguas y suelos en el proyecto Alto Magdalena.
	DECRETO No.1449/77	Vegetación protectora en predios rurales.
	DECRETO No.2024/82	
	LEY 56/81	Conservación de cuencas de proyectos eléctricos.

CUADRO 10.1
Nivel de Desarrollo Tecnológico de la Industria Petrolera Nacional.

AREA	Tecnología Basica.	Nivel de Desarrollo.
		Incipiente Bajo Favorable Solido
EXPLORACION		
GEOLOGIA DE EXPLORACION	Sensores Remotos	-----0
	Cartografia y Fotogeologia	-----0
	Tectonica y Geologia Estructural	-----0
	Biostratigrafia y Palinologia	-----0
	Sedimentologia	-----0
	Geoestadistica	0
	Geomatematica	0
	Geoquimica Organica	-----0
	Interpretacion Geoquimica	0
SISMICA	Adquisicion de Informacion	---0
	Procesamiento	-----0
	Modelacion TriDimensional	-----0
	Interpretacion	-----0
	Estratigrafia	0
	Sismologia	0

**Nivel de Desarrollo Tecnológico de la Industria Petrolera Nacional.
(Continuacion)**

PRODUCCION, TRANSPORTE Y VALORACION DE CRUDOS NO CONVENCIONALES.

AREA	Tecnologia Basica.	Nivel de Desarrollo.			
		Incipiente	Bajo	Favorable	Solido
PRODUCCION	Well testing & Logging	-----	0		
	Medicion Simultanea (MWD)	-----	0		
	Simulacion de Yacimientos	-----		0	
	Evaluacion de Yacimientos	-----		0	
	Ing. y Geologia de Yacim.	-----	0		
	Perforacion Direccional	-----	0		
	Perforacion Horizontal	0			
TRANSPORTE	Reologia y FluidoDinamica	-----			0
	Quimica de Tensoactivos y Emulsiones	-----			0
	Medicion	-----	0		
	Control de Perdidas	-----	0		

**Nivel de Desarrollo Tecnológico de la Industria Petrolera Nacional.
(Continuacion)**

USO EFICIENTE DE RECURSOS ENERGETICOS Y PROTECCION AMBIENTAL

AREA	Tecnologia Basica.	Nivel de Desarrollo.			
		Incipiente	Bajo	Favorable	Solido
USO EFICIENTE	Conservacion y Control Perdidas	-----0			
	Combustion	-----0			
	Transferencia de Calor	-----0			
	Medicion	-----0			
	Motores	-----0			
	Desempeno de Lubricantes	-----0			
	Sustitucion y Fuentes Altern.	-----0			
CONTROL CONTAMINACION	Contaminacion Atmosferica	0			
	Tratamiento de Aguas Residuales	-----0			
	Control de Derrames Accidentales	-----0			
	Manejo de Residuos Peligrosos	0			
	Hidrogeologia	-----0			
	Control de Erosion	-----0			
	Monitoreo	-----0			
	Seguridad Industrial-Control Perdidas	-----0			

**Nivel de Desarrollo Tecnológico de la Industria Petrolera Nacional.
(Continuación)**

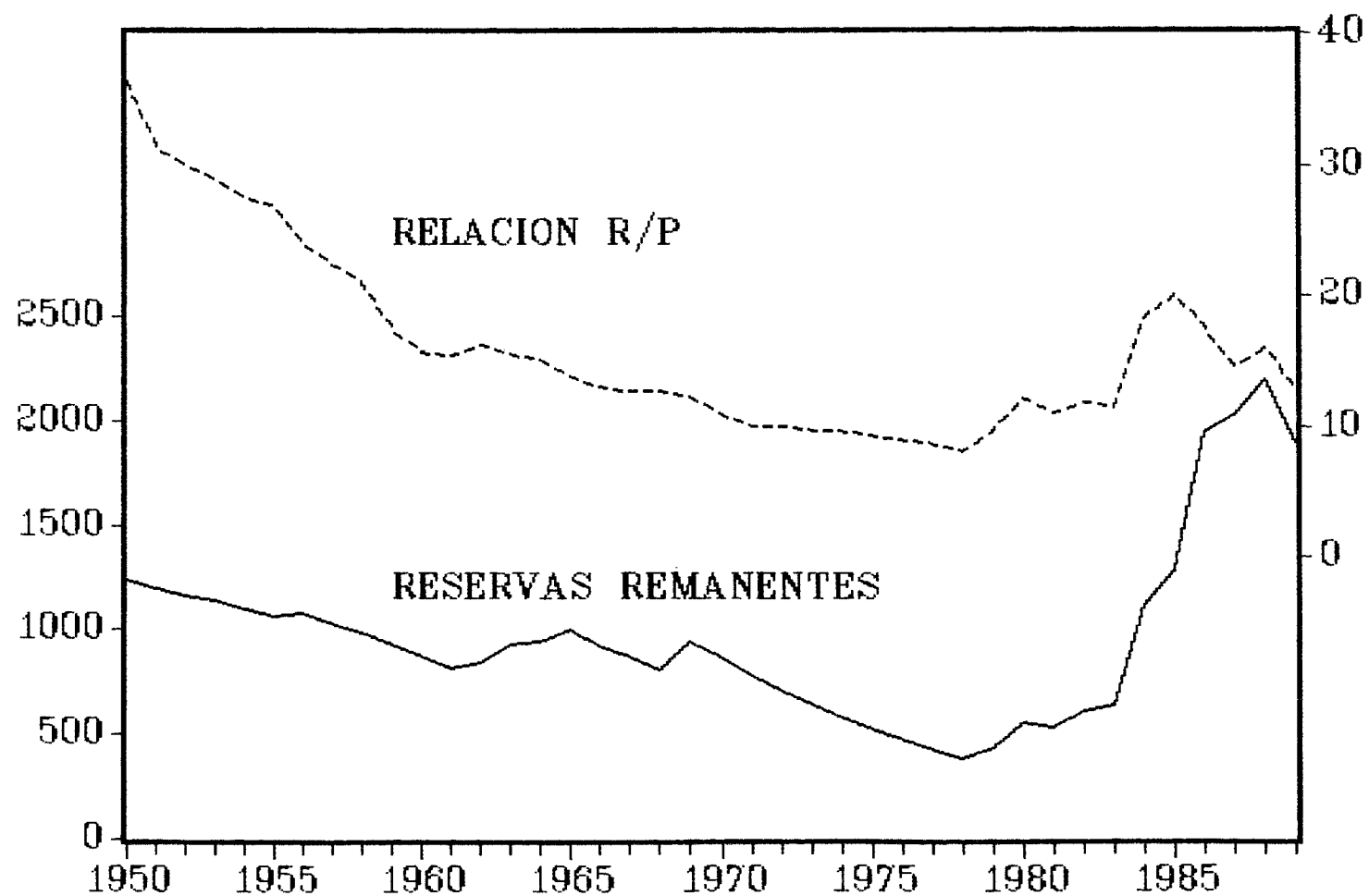
EVALUACION< PROSPECCION Y PLANIFICACION TECNOLOGICA

AREA	Tecnologia Basica.	Nivel de Desarrollo.			
		Incipiente	Bajo	Favorable	Solido
Prospeccion Tecnologica		0			
Evaluacion Tecnologica		0			
Planificacion Ambiental		0			
Planificacion Energetica		-----0			
Difusion Tecnica		-----0			
Valoracion Tecnologica		-----0			
Negociacion y Transferencia de Tecnologia		0			
Gerencia Tecnologica		----0			

FIGURAS

GRAFICO 3.1 RESERVAS REMANENTES Y RELACION RESERVAS-PRODUCCION

1950-1989



FUENTE: ECOPETROL

GRAFICO 4.1 PRECIO INT. INGRESO ECOPET.

1975-1989

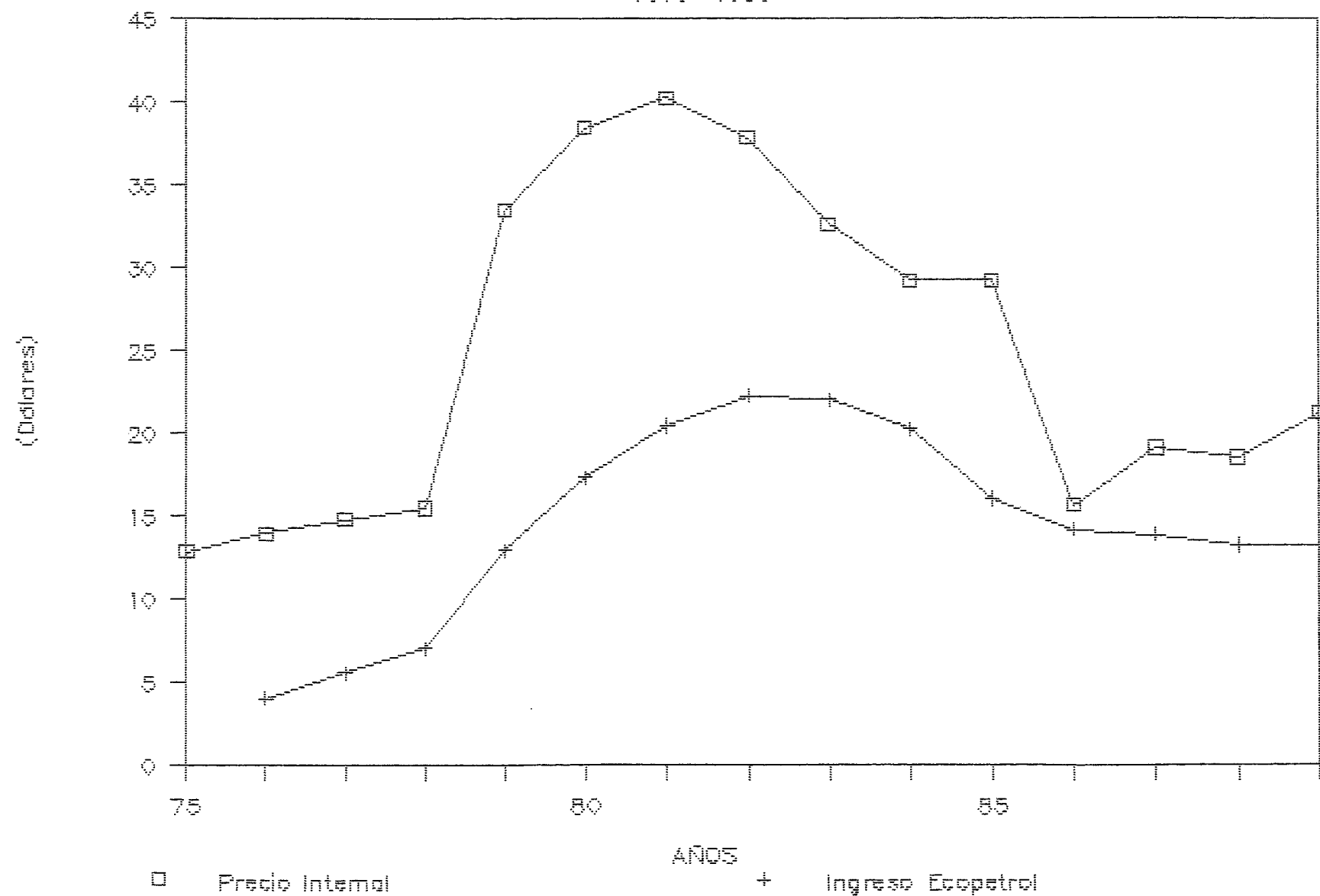


GRAFICO 5.1 FONDO DE ESTABILIZACION

Precios. Alternativa 1A

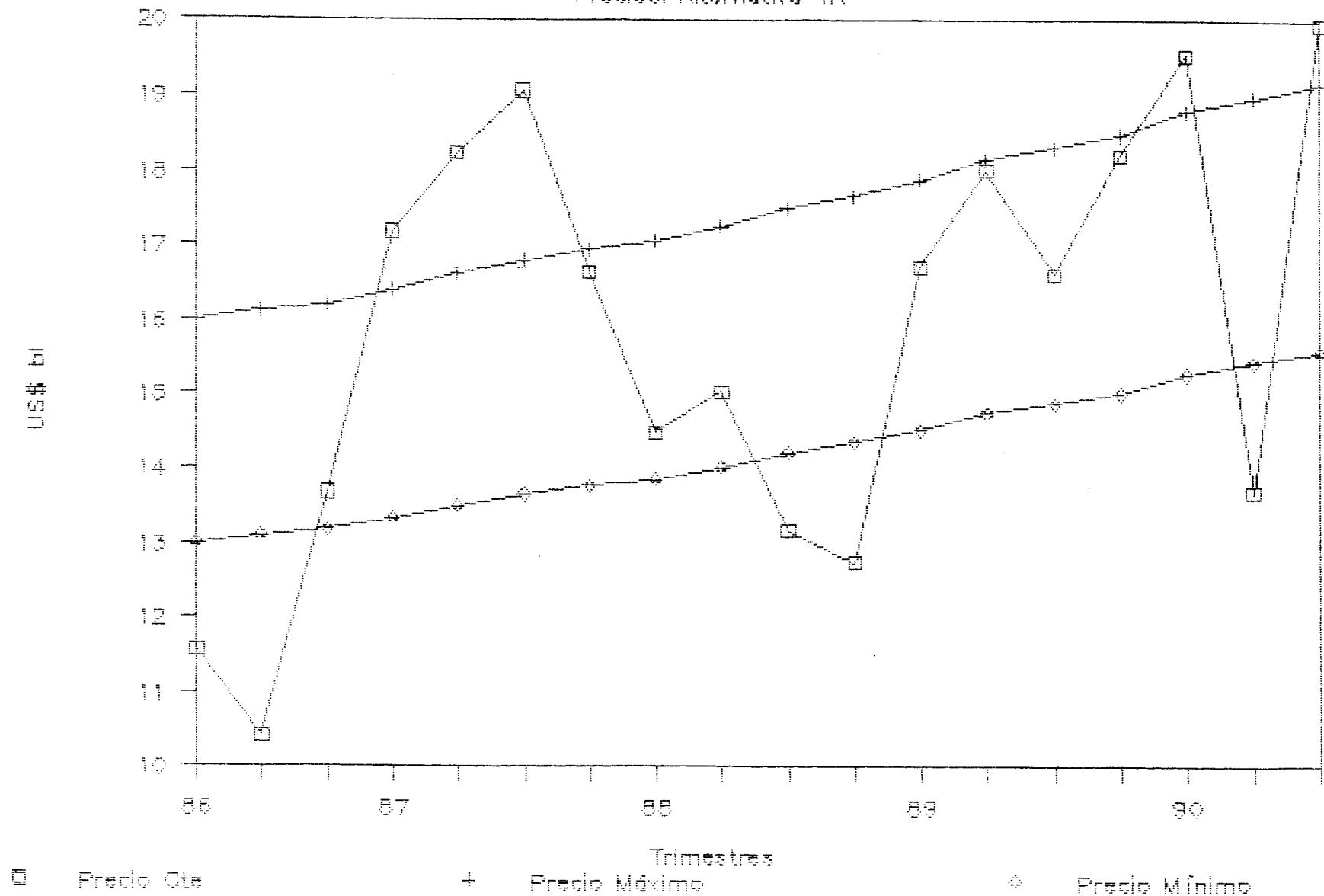


GRAFICO 5.2 FONDO DE ESTABILIZACION

Precios. Alternativa 2A

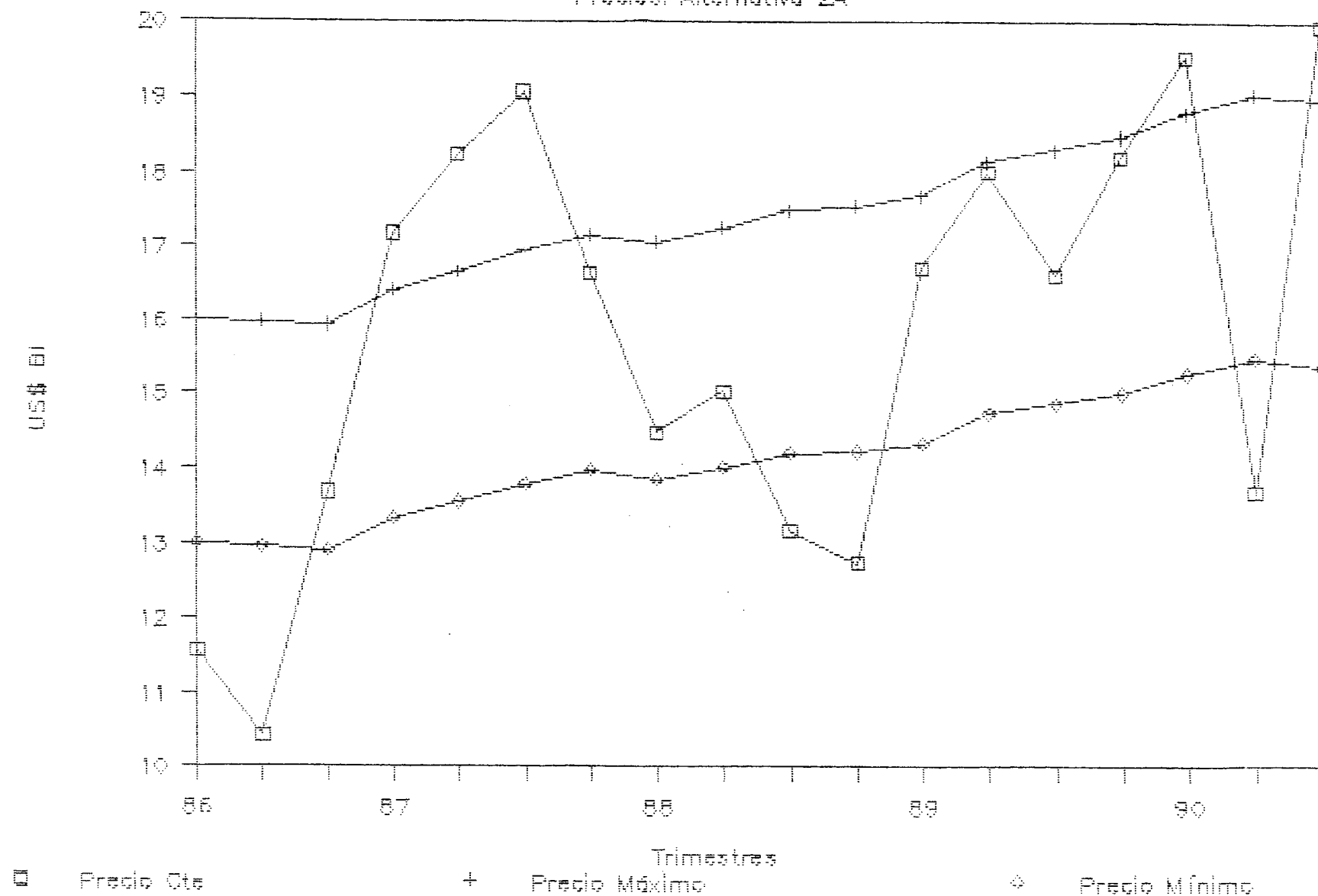


GRAFICO 5.3 FONDO DE ESTABILIZACION

Ingresos y Activos, Alternativa 1A

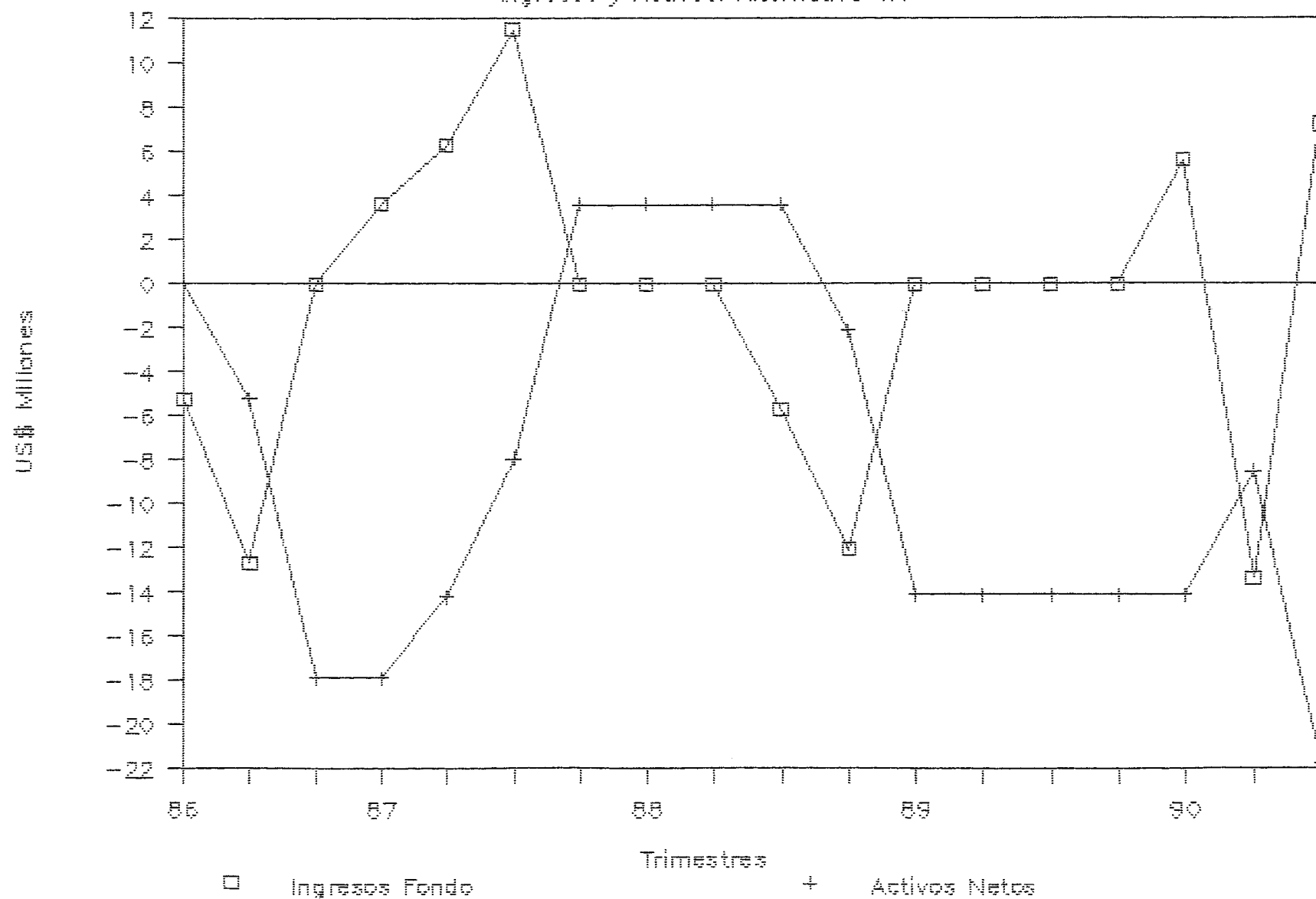


GRAFICO 5.4 FONDO DE ESTABILIZACION

Ingresos y Activos. Alternativa 2A

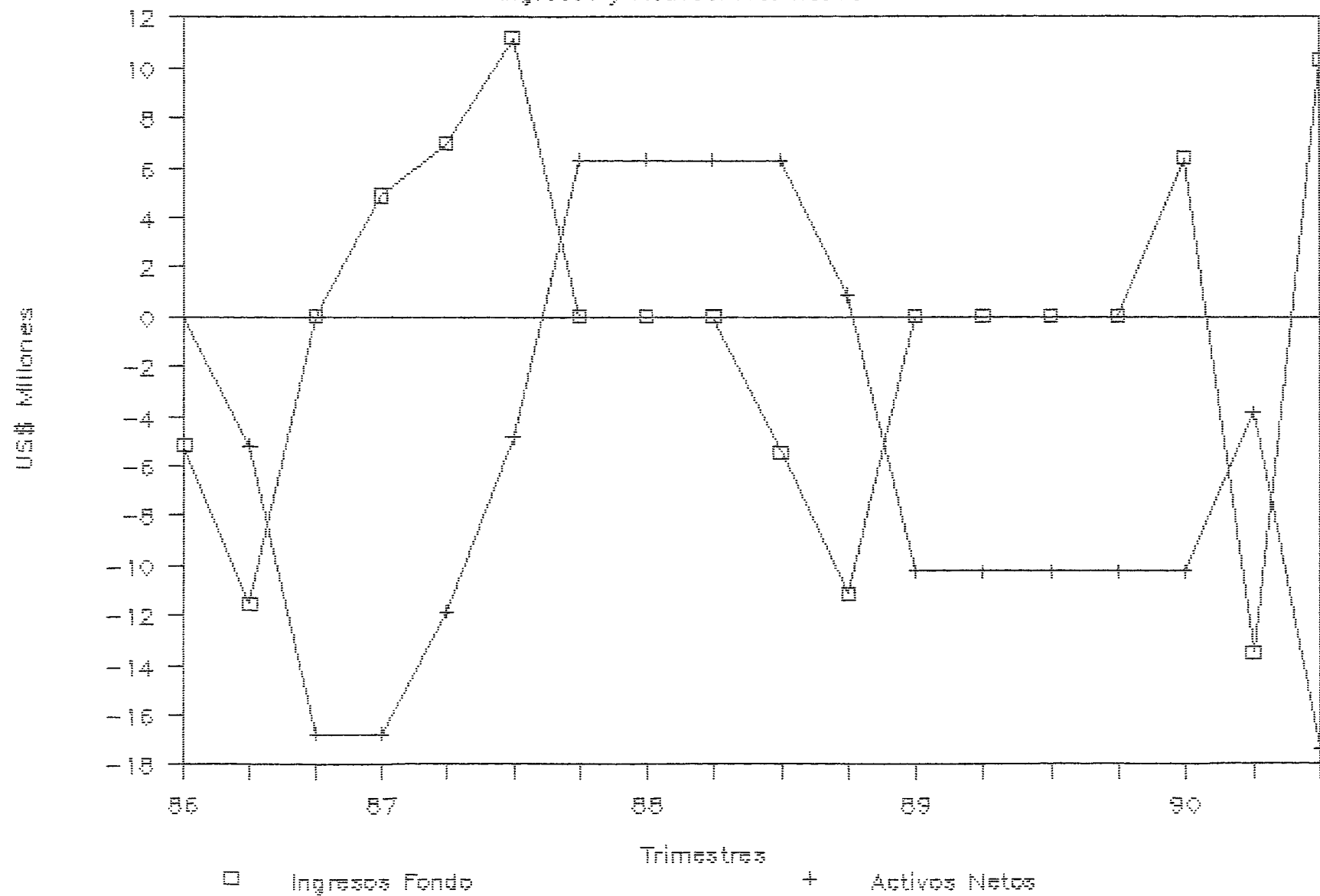
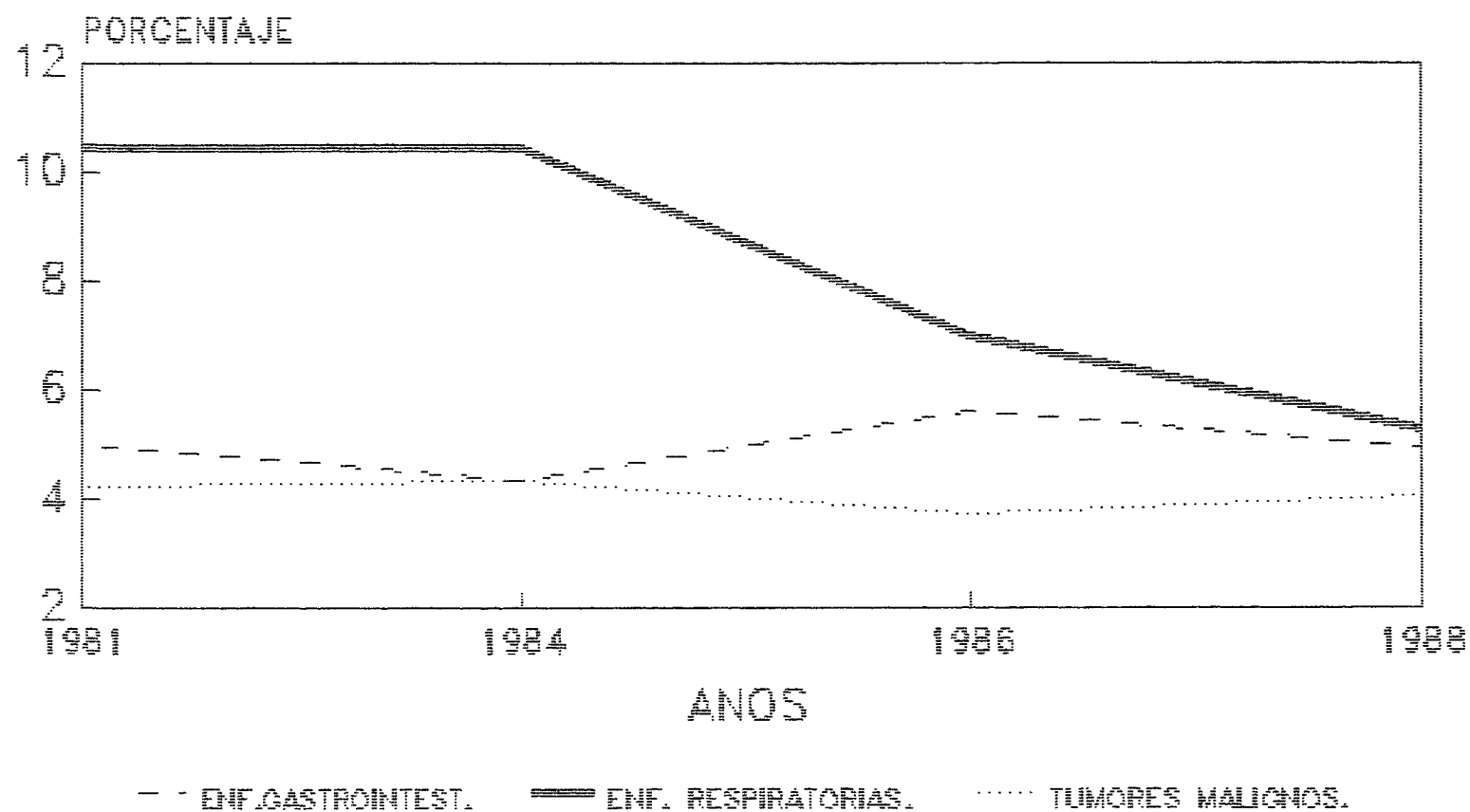
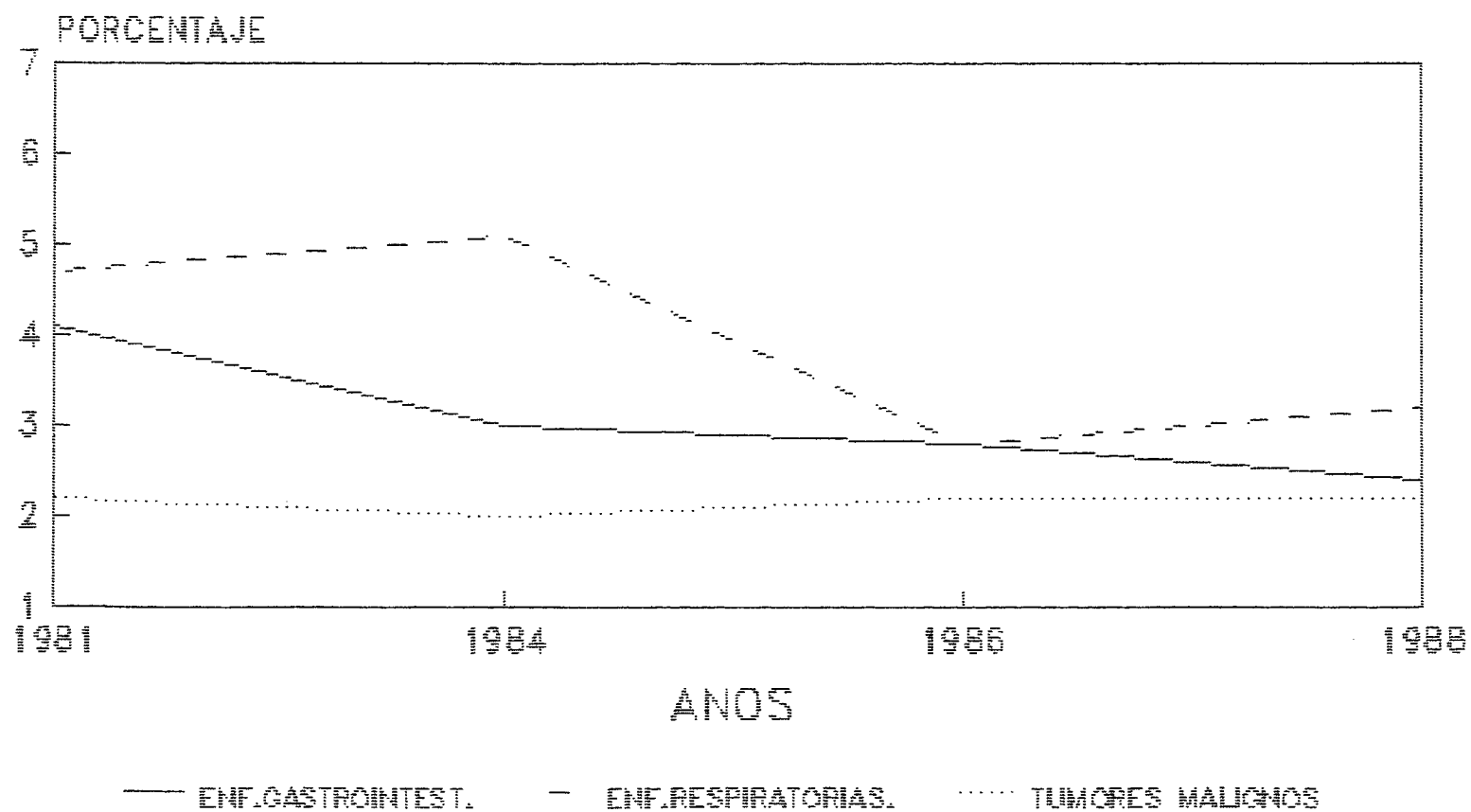


FIGURA 9.1
MORBILIDAD EN COLOMBIA
CONSULTA EXTERNA 1981 - 1988



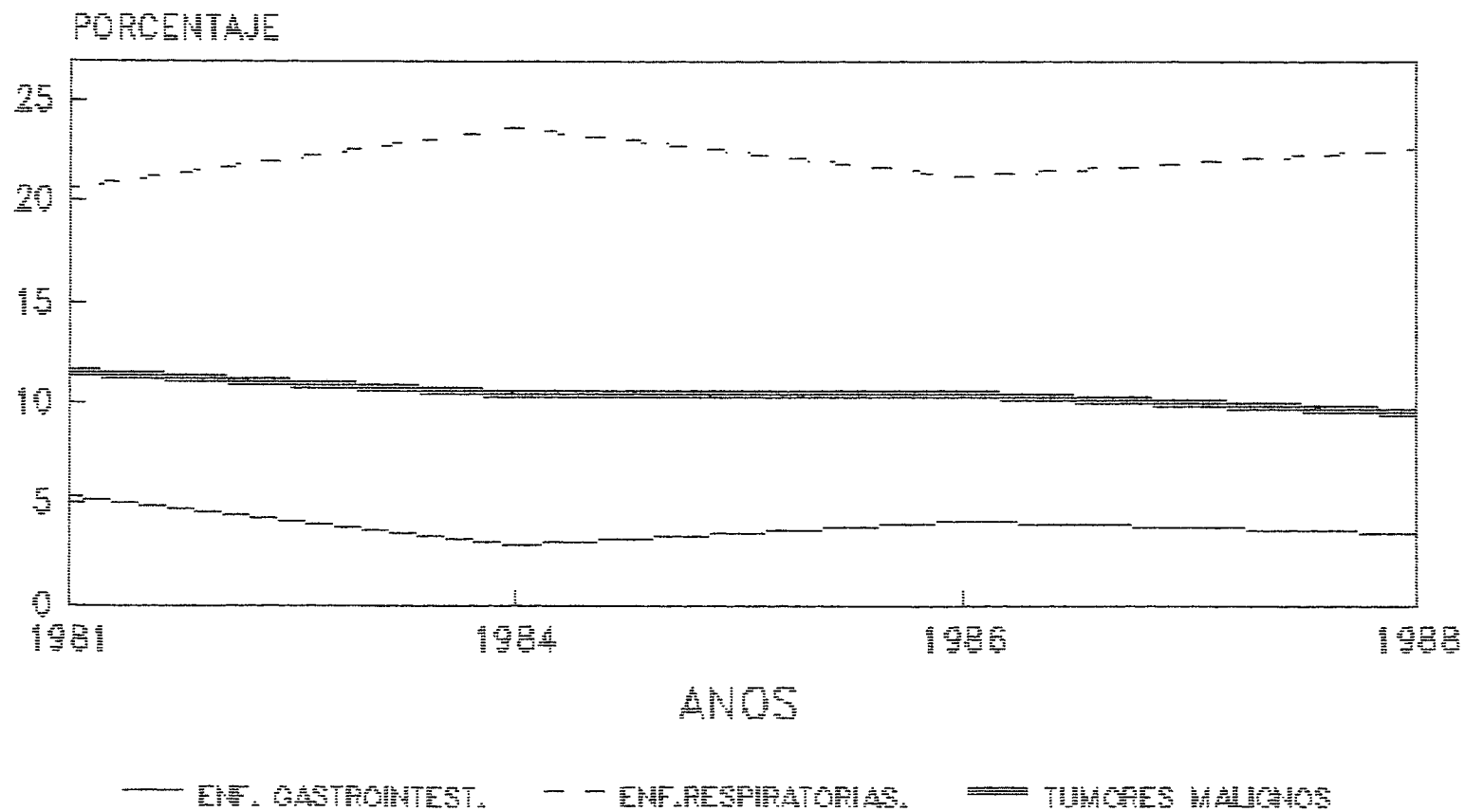
FUENTE: MINSALUD, 1990.

FIGURA 9.2
MORBILIDAD EN COLOMBIA
EGRESOS HOSPITALARIOS 1981 - 1988



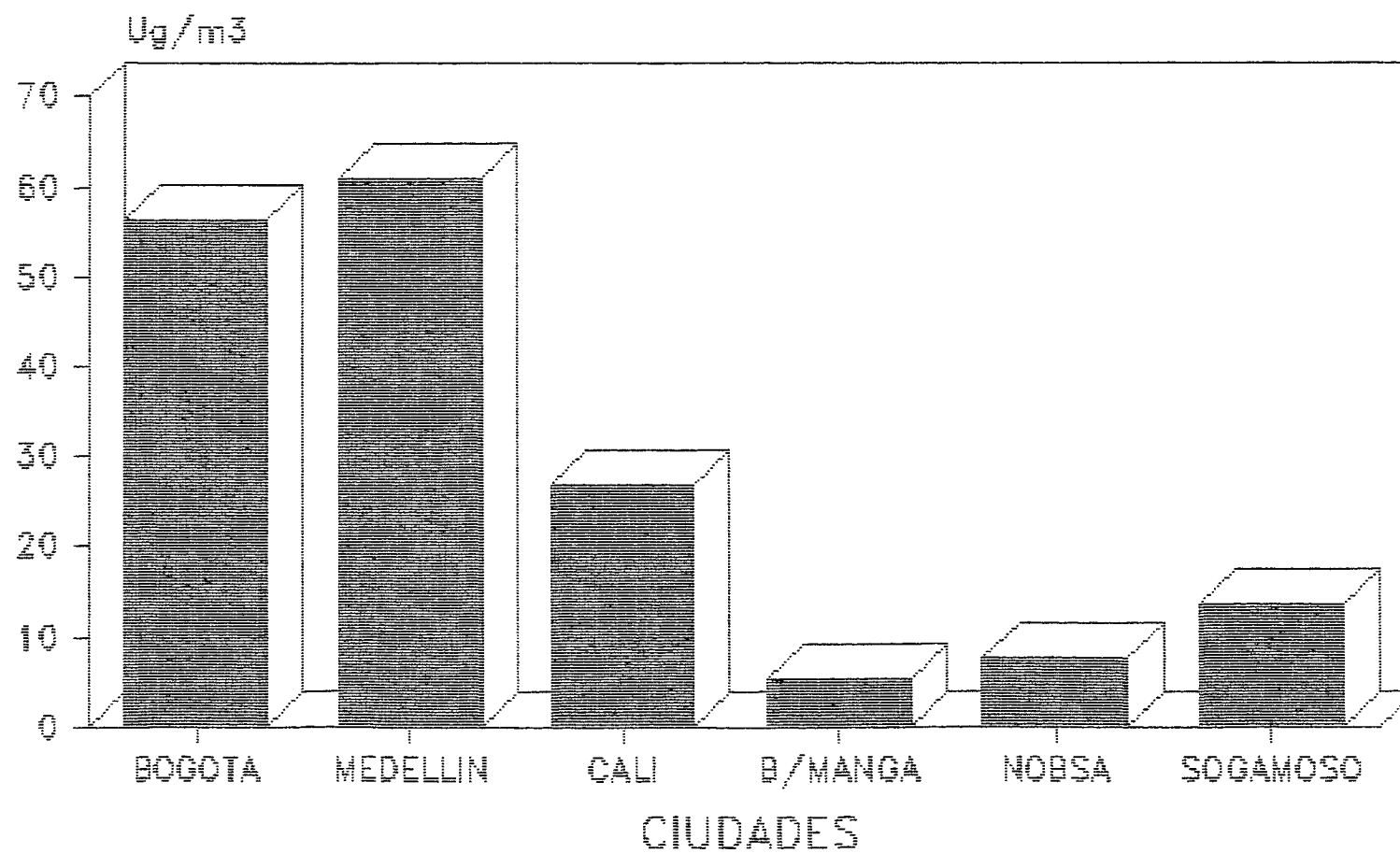
FUENTE: MINSALUD, 1990

FIGURA 9.3
MORTALIDAD EN COLOMBIA
1981 - 1988



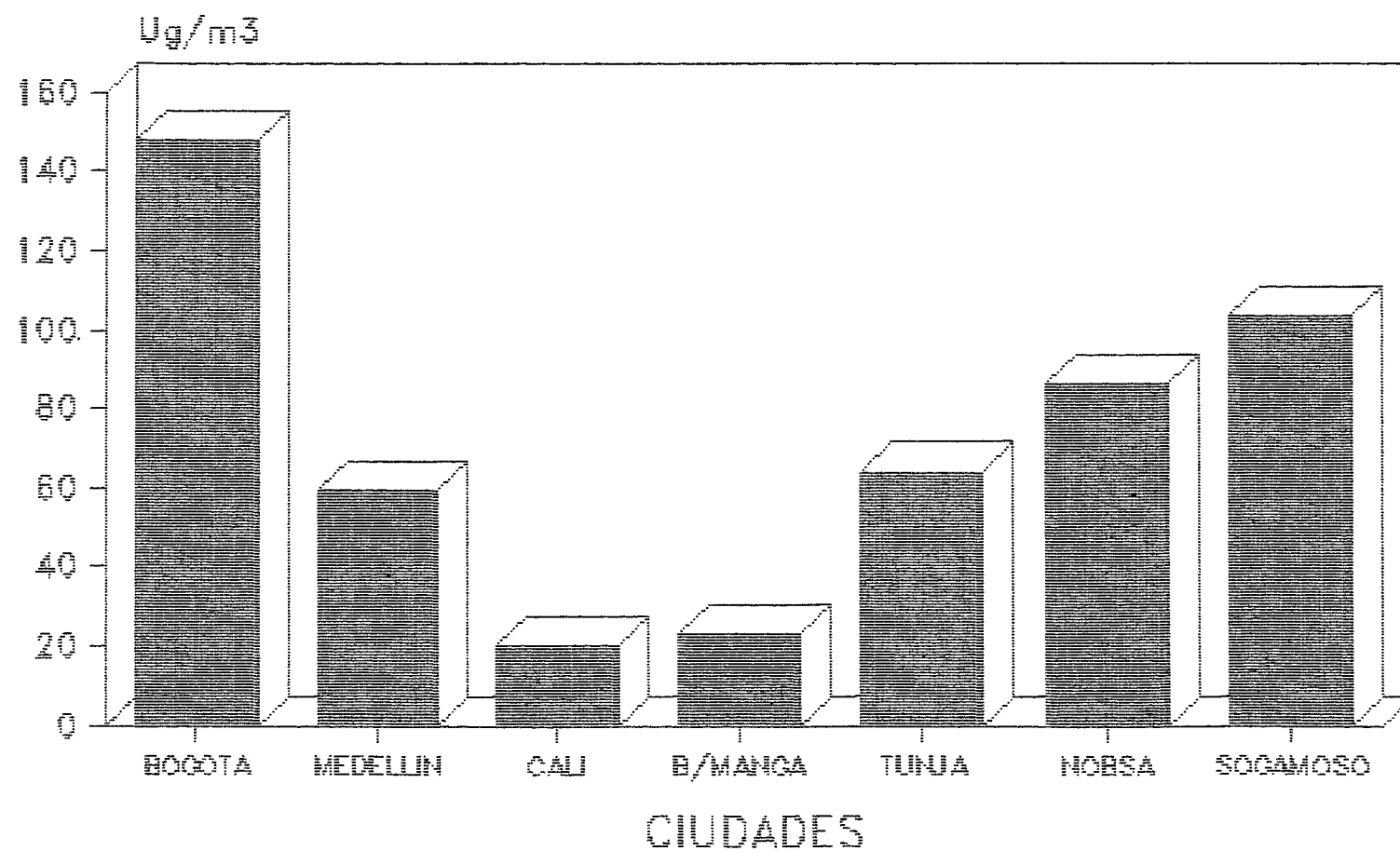
FUENTE: MINSALUD, 1990

FIGURA 9.4
CONTAMINACION ATMOSFERICA VALORES MAX.
DE ANHIDRIDO SULFURICO 1979 - 1980



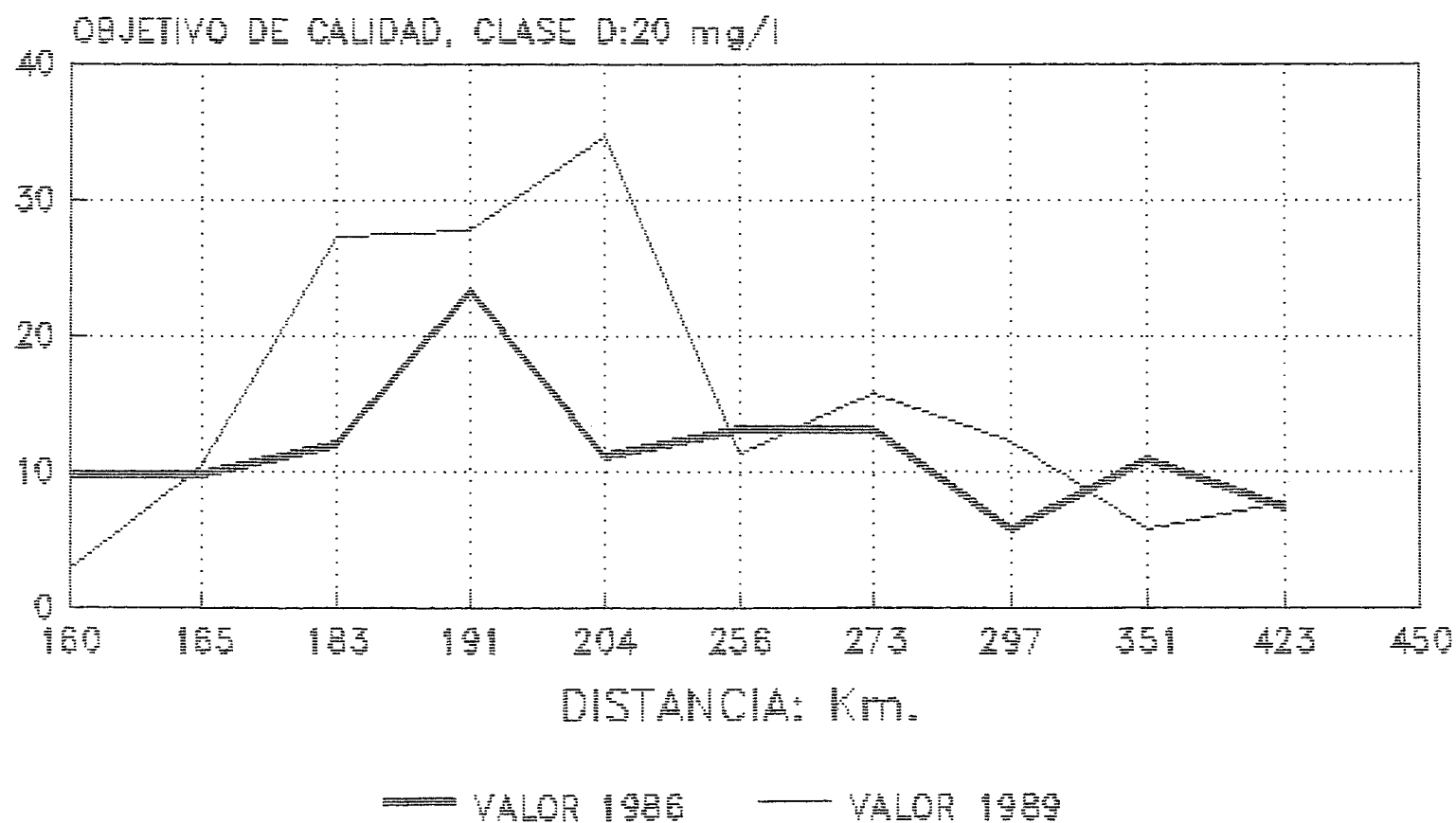
FUENTE: MINSALUD, 1989

FIGURA 9.5
CONTAMINACION ATMOSFERICA VALORES MAX.
DE PARTICULAS EN SUSPENSION 1979 - 1980



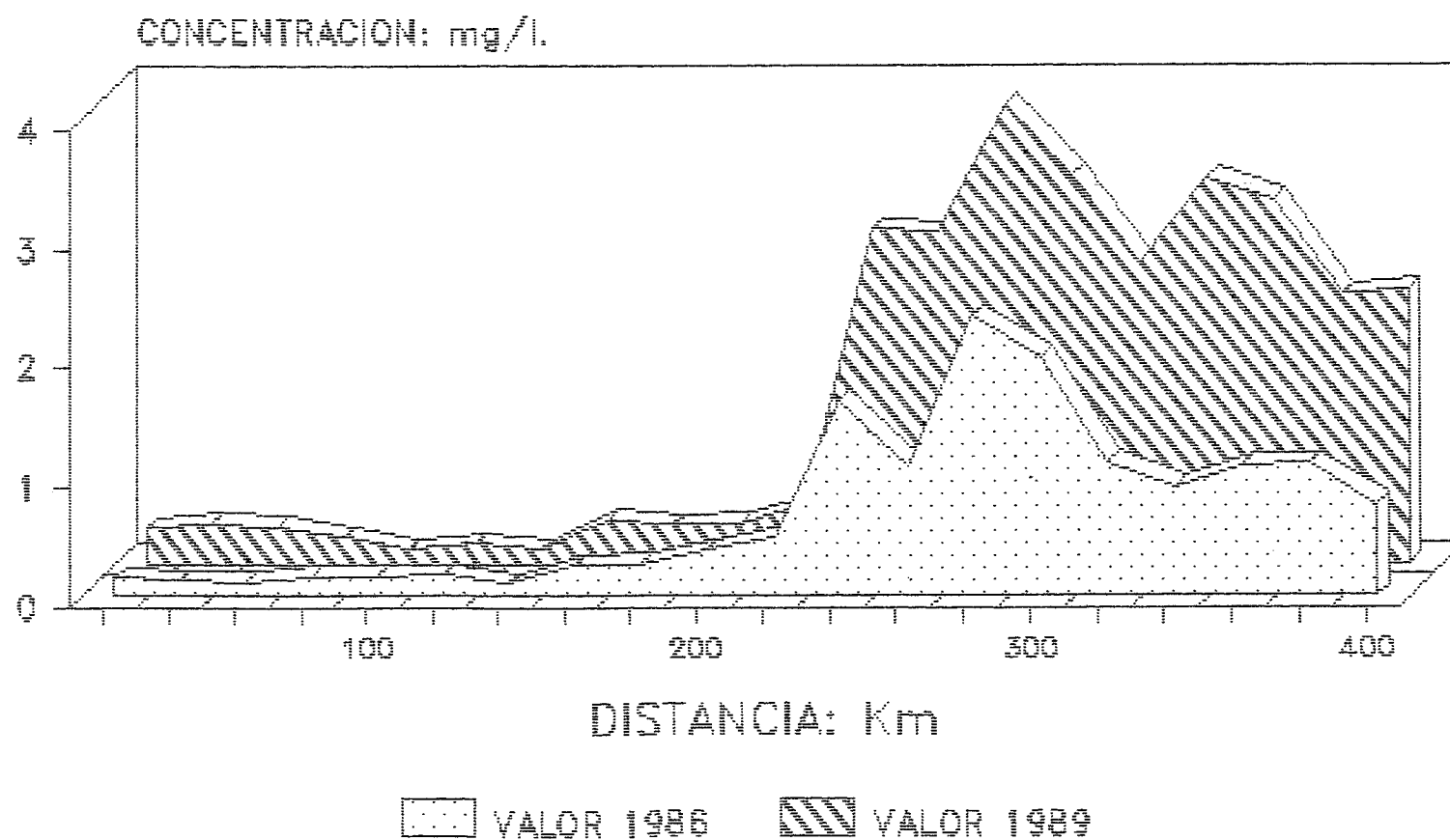
FUENTE: MINSALUD, 1989

FIGURA 9.6
CONCENTRACION DE GRASAS Y ACEITES
RIO BOGOTA. SECTOR RIO SALITRE GIRARDOT.



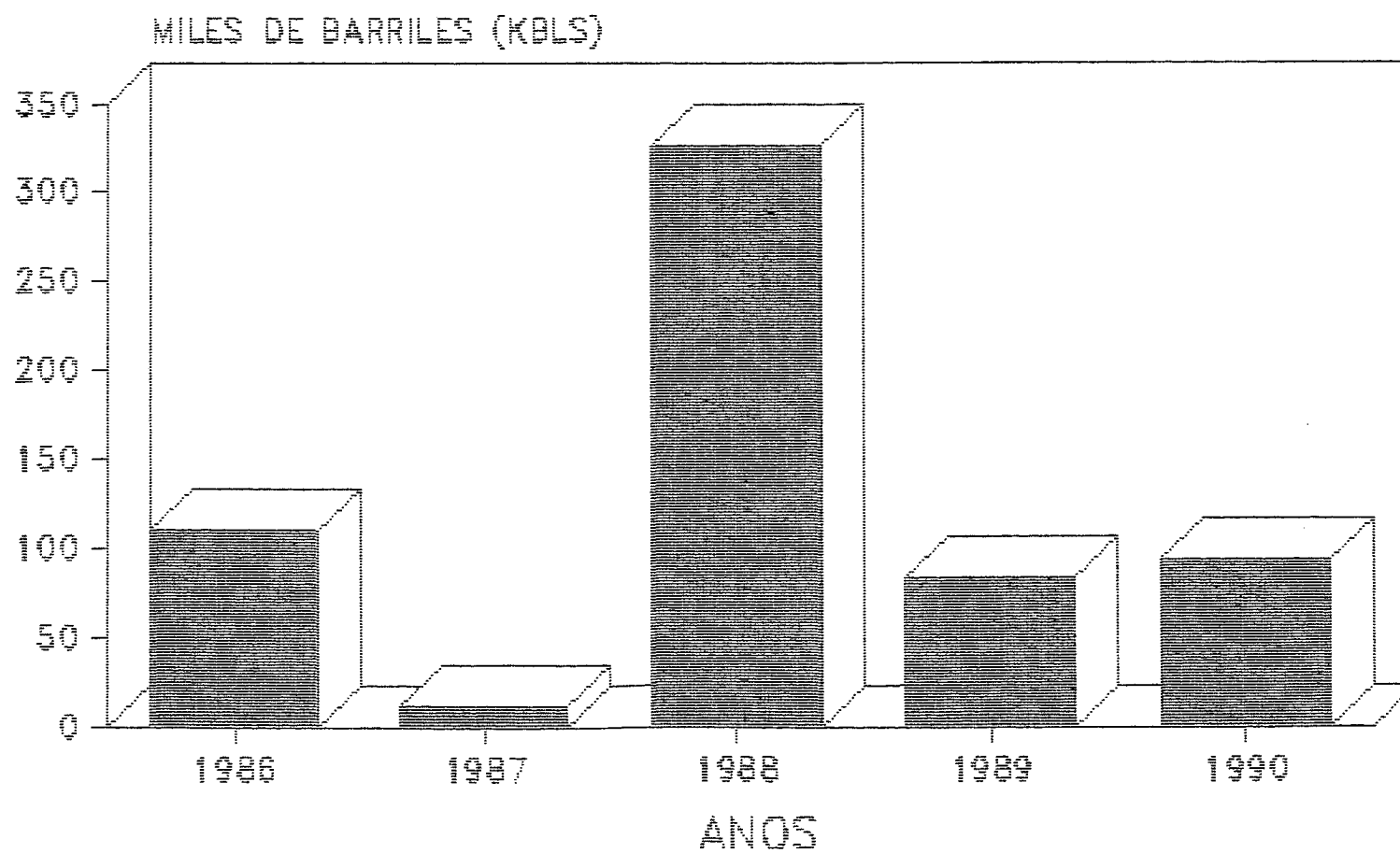
FUENTE: CAR, 1989

FIGURA 9.7
CONCENTRACION DE DETERGENTES EN EL
RIO BOGOTA



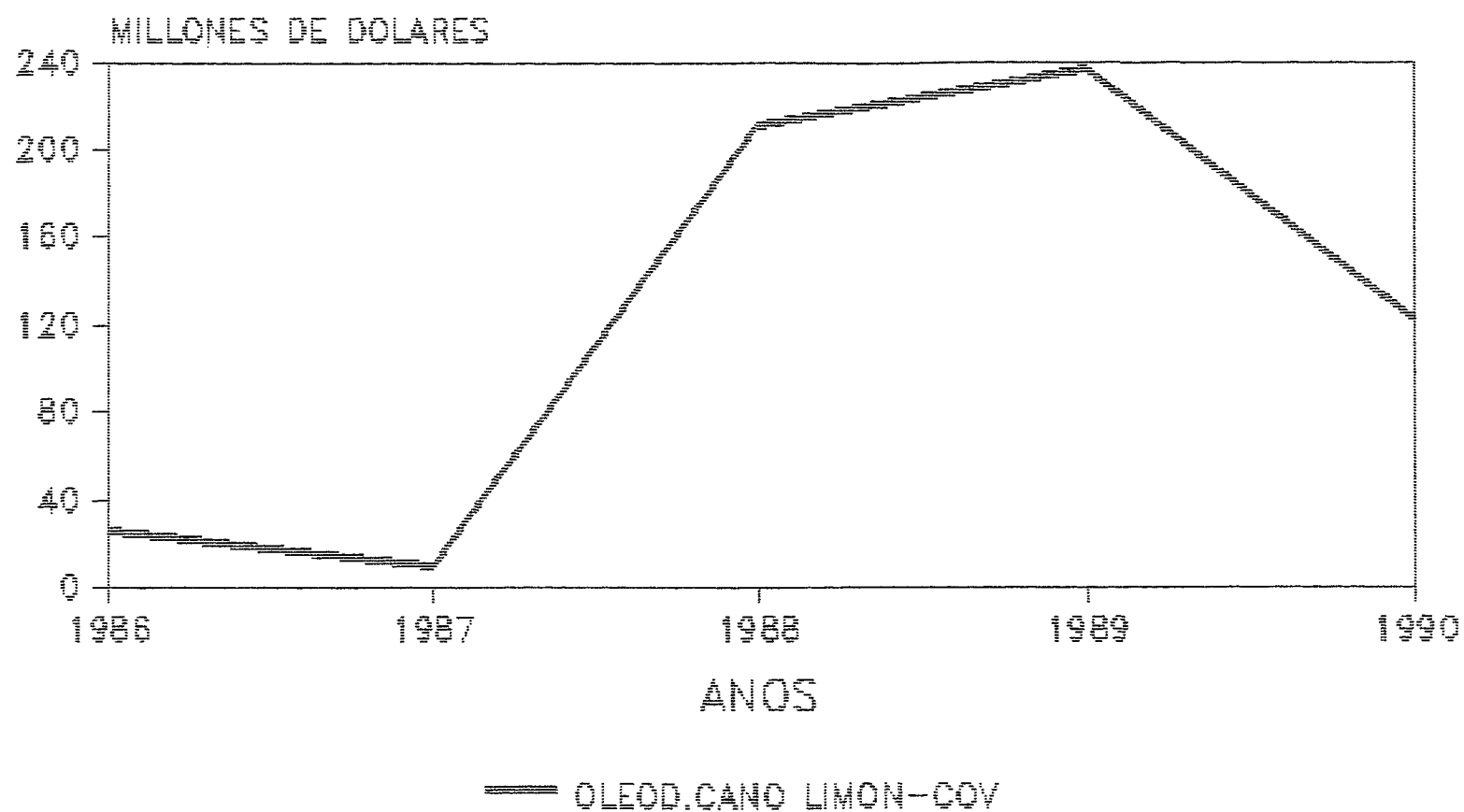
FUENTE: CAR, 1989

FIGURA 9.8
PETROLEO DERRAMADO
OLEODUCTO CANO LIMON-COVENAS 1986 - 1990



FUENTE: ECOMETROL, 1990

FIGURA 9.9
COSTOS DE CONTROL Y RECUPERACION DE
PETROLEO DEBIDOS A ATENTADOS



FUENTE: ECOMETROL 1990

Figura 10.1.

ESCENARIO TECNOLÓGICO

OBJETIVOS

MÉTODOS Y TÉCNICAS

EXPLORACIÓN

Pozos exploratorios exitosos: 1 de cada 4 en vez de 1 de cada 7

Combinación de enfoques geológicos y geofísicos
Modelación de cuencas

PERFORACIÓN

Reducción de costos en 30%

Automatización

Medición mientras se perfora (MWD)

PRODUCCIÓN

Incremento en la productividad por pozo de 3 a 5. Reducción de costos de procesos de recuperación mejorado EOR del 20% al 50%

Fracturamiento hidráulico
Perforación horizontal
Dominio de la interacción fluido roca
Modelación numérica

PRODUCCIÓN COSTA AFUERA

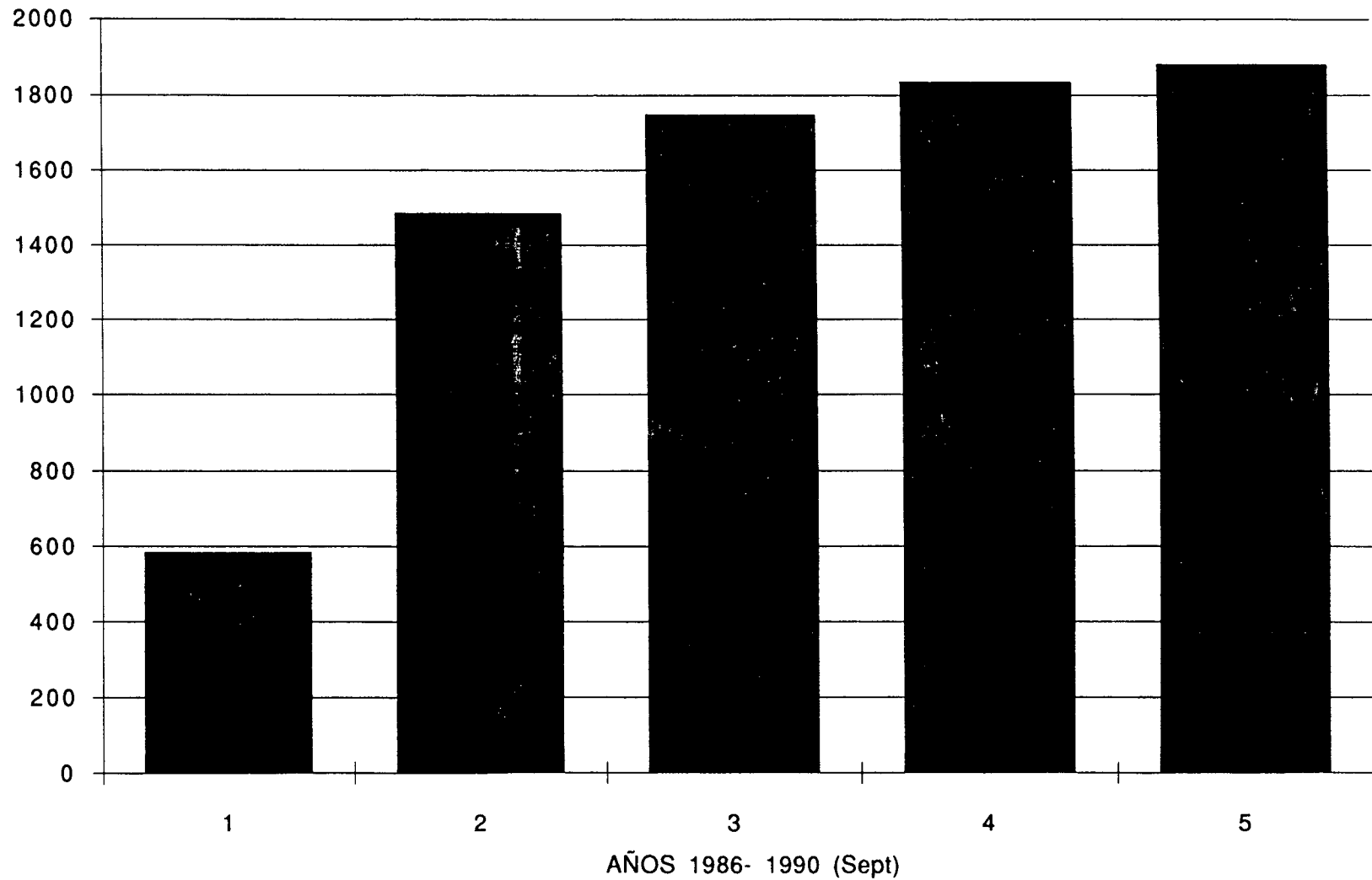
Reducción de un 30 a un 50% en los costos de inversión

Optimización y reducción de peso en plataformas.
Producción en manto marino.
Flujo Multifase

FIGURA 10.2

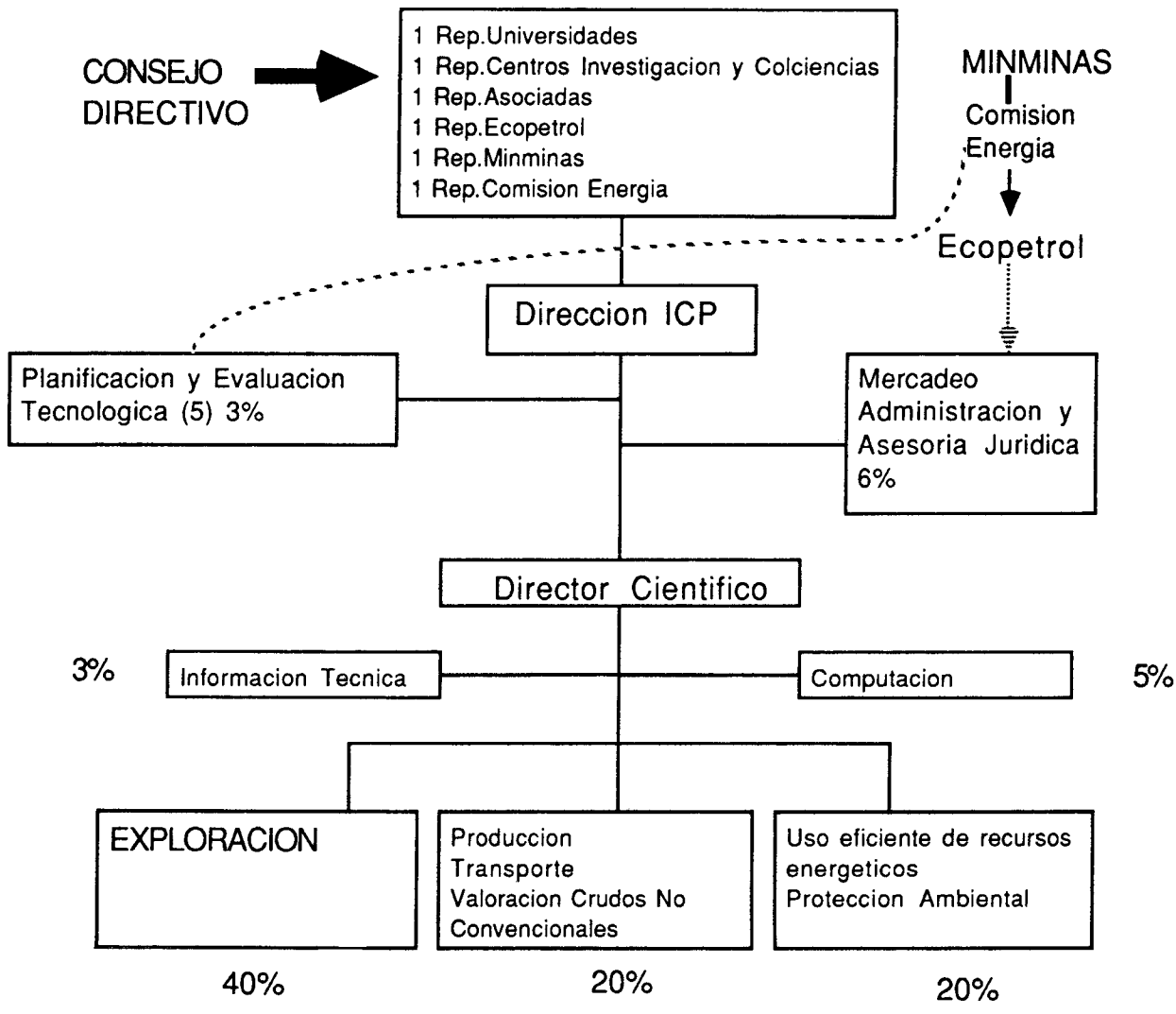
Resultados del Programa de Promocion Industria de Ecopetrol

Millones de pesos corrientes



Fuente: ECOPTROL-ICP (1990)

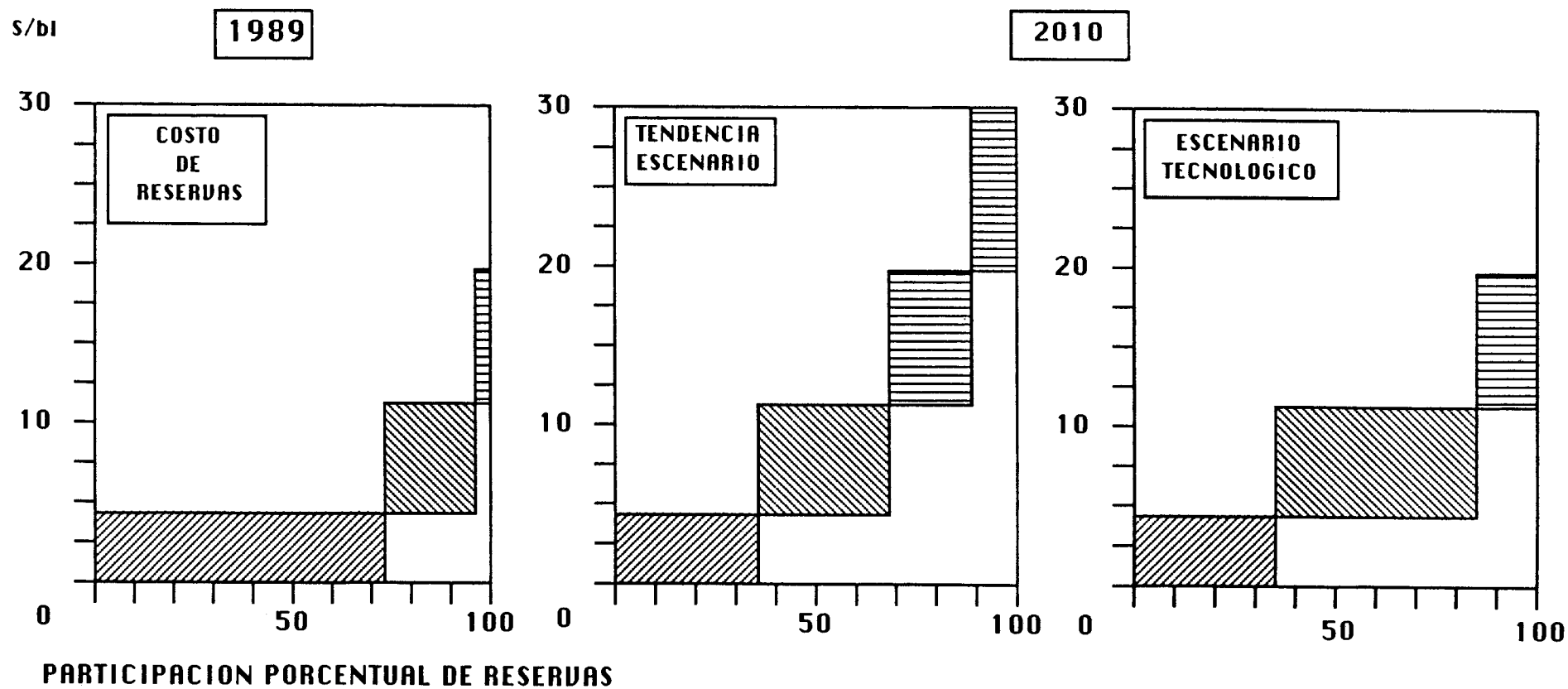
Figura 10.3
PROPUESTA ORGANIZATIVA ICP



Nota: Recursos Asignados en %.

Figura 10.4

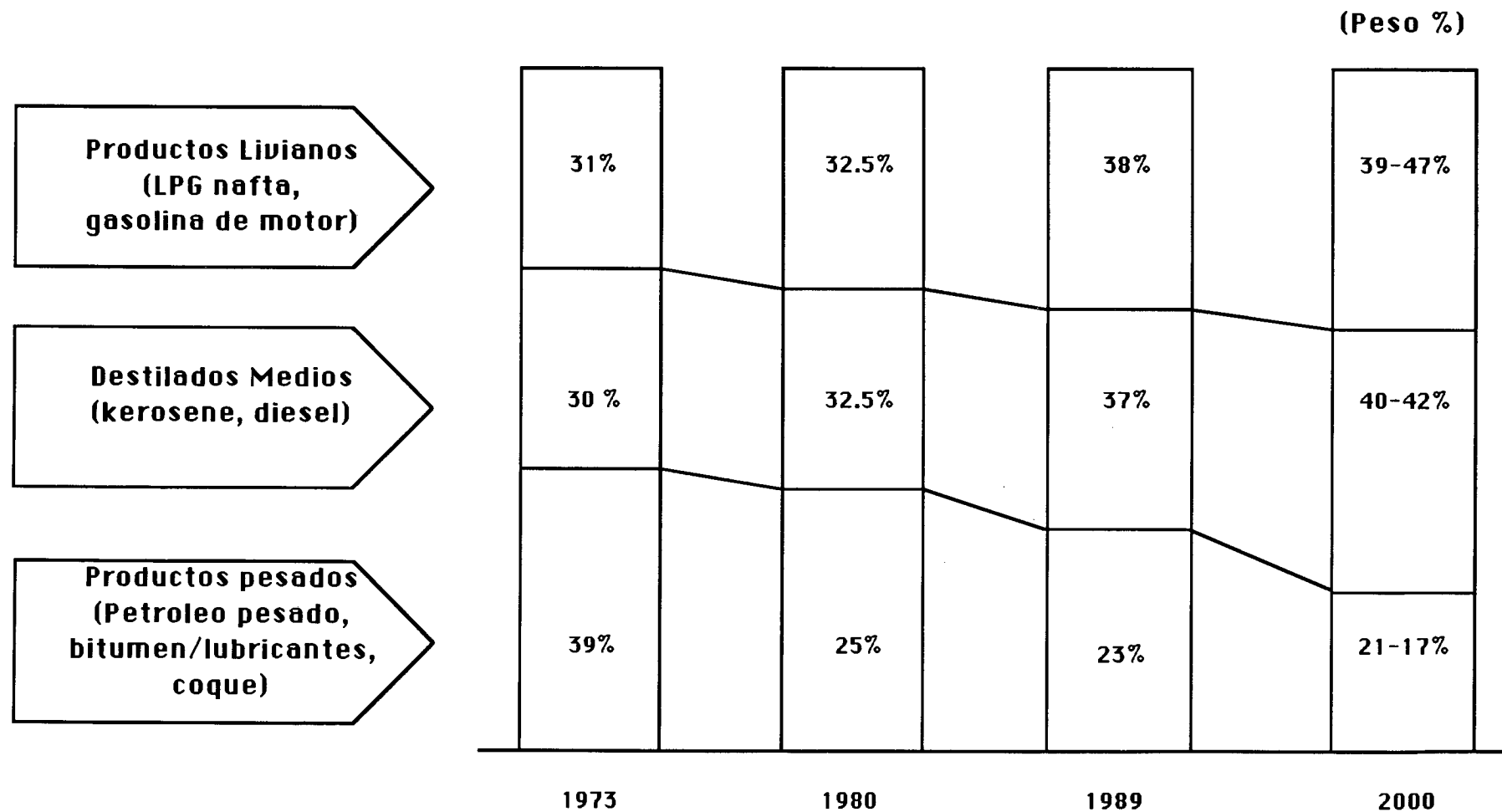
**IMPACTO DE UNA POLITICA TECNOLÓGICA SOBRE
RESERVAS PETROLERAS COMPROBADAS**



Fuente: IFP Departamento Económico Ref. Faure (1990)

FIGURA 10.5

**DEMANDA MUNDIAL DE PETROLEO HACIA PRODUCTOS LIVIANOS
(Mundo Occidental)**

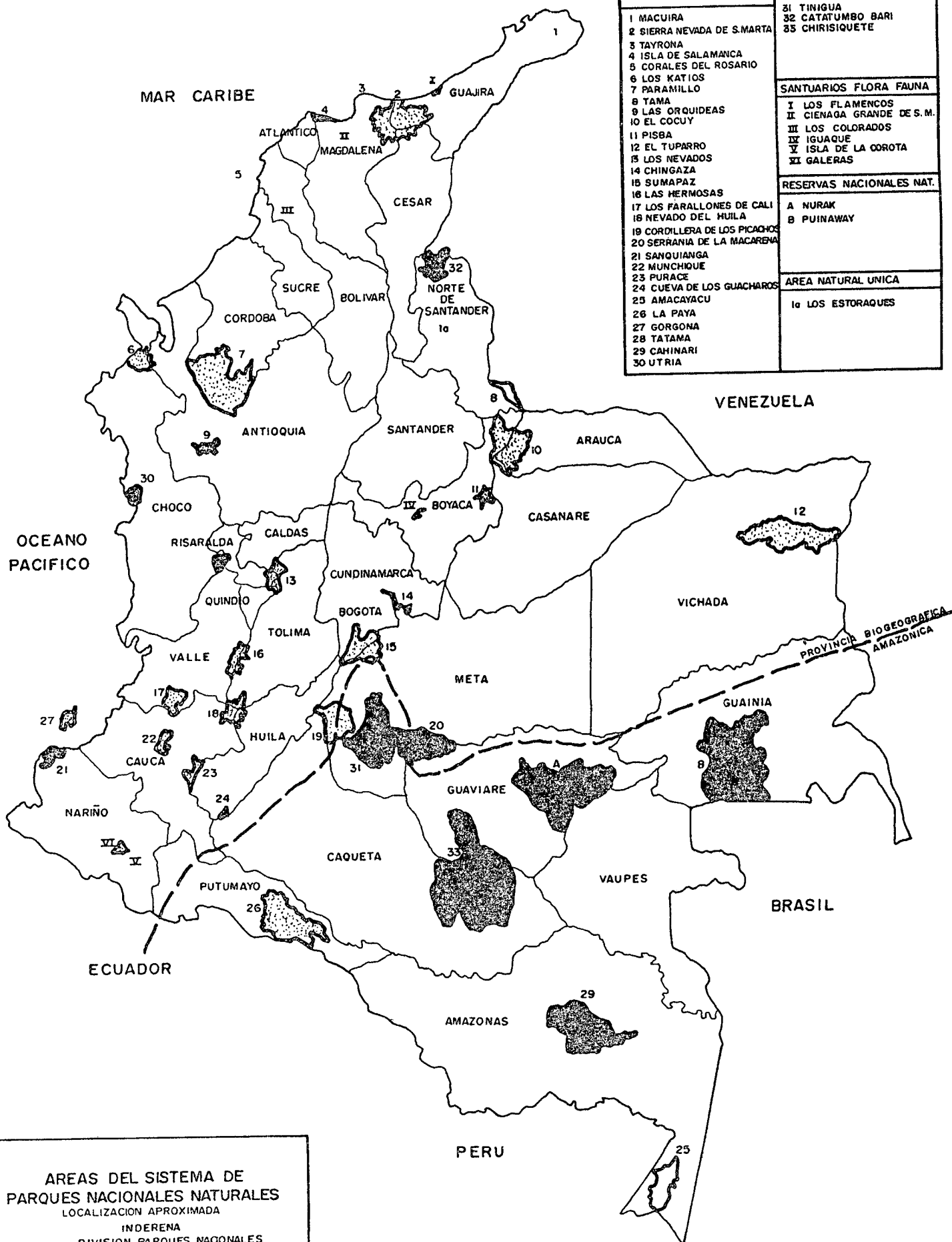


Fuente: IFP-Departamento Económico (1989) Ref. Faure (1990)

MAPAS

MAPA 9.1

PARQUES NACIONALES NAT.	PARQUES NACIONALES NATUR.
1 MACUIRA 2 SIERRA NEVADA DE S.MARTA 3 TAYRONA 4 ISLA DE SALAMANCA 5 CORALES DEL ROSARIO 6 LOS KATIOS 7 PARAMILLO 8 TAMA 9 LAS ORQUIDEAS 10 EL COCUY 11 PISBA 12 EL TUPARRO 13 LOS NEVADOS 14 CHINGAZA 15 SUMAPAZ 16 LAS HERMOSAS 17 LOS FARALLONES DE CALI 18 NEVADO DEL HUILA 19 CORDILLERA DE LOS PICACHOS 20 SERRANIA DE LA MACARENA 21 SANQUIANGA 22 MUNCHOQUE 23 PURACE 24 CUEVA DE LOS GUACHAROS 25 AMACAYACU 26 LA PAYA 27 GORGONA 28 TATAMA 29 CAHINARI 30 UTRIA	31 TINQUIA 32 CATATUMBO BARI 33 CHRISIQUETE
	SANTUARIOS FLORA FAUNA
	I LOS FLAMENCOS II CIENAGA GRANDE DE S.M. III LOS COLORADOS IV IGUAQUE V ISLA DE LA COROTA VI GALERAS
	RESERVAS NACIONALES NAT.
	A NURAK B PUINAWAY
	AREA NATURAL UNICA
	Ia LOS ESTORAQUES



AREAS DEL SISTEMA DE
PARQUES NACIONALES NATURALES
LOCALIZACION APROXIMADA
INDERENA
DIVISION PARQUES NACIONALES

50 0 50 100 200 250 Km

MAPA 9.2

AREAS (Htas.)

Reserva de Ecopetrol 7'158.370

CONTRATADAS

Asociación 7'016.190

Participación de riesgo 1'287.420

Concesiones 405.100

AREAS DE PARQUE NAT. 2'641.250

DISPONIBLE PARA
CONTRATAR.

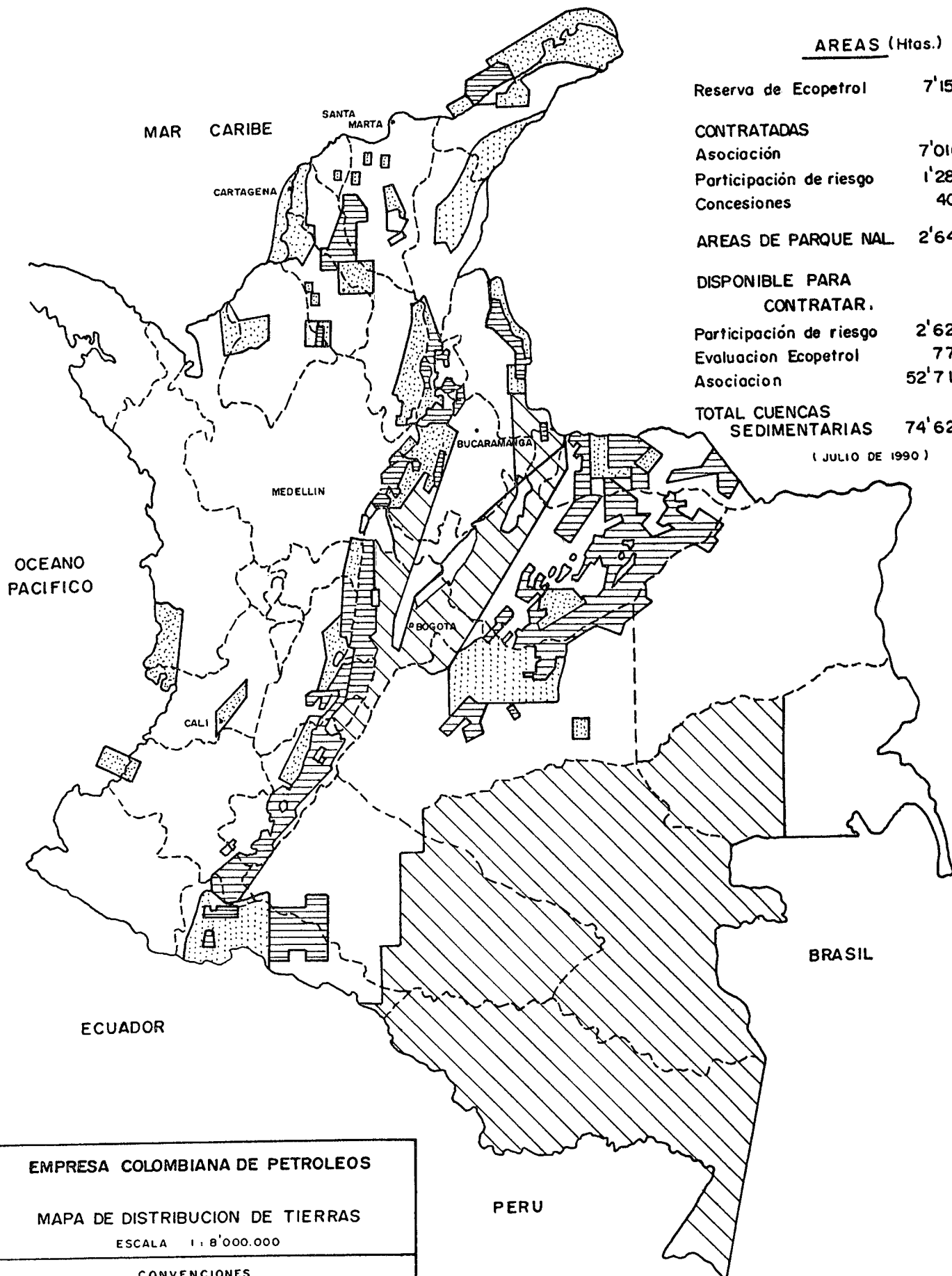
Participación de riesgo 2'628.600

Evaluación Ecopetrol 773.750

Asociación 52'714.320

TOTAL CUENCAS
SEDIMENTARIAS 74'625.000

(JULIO DE 1990)







EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS

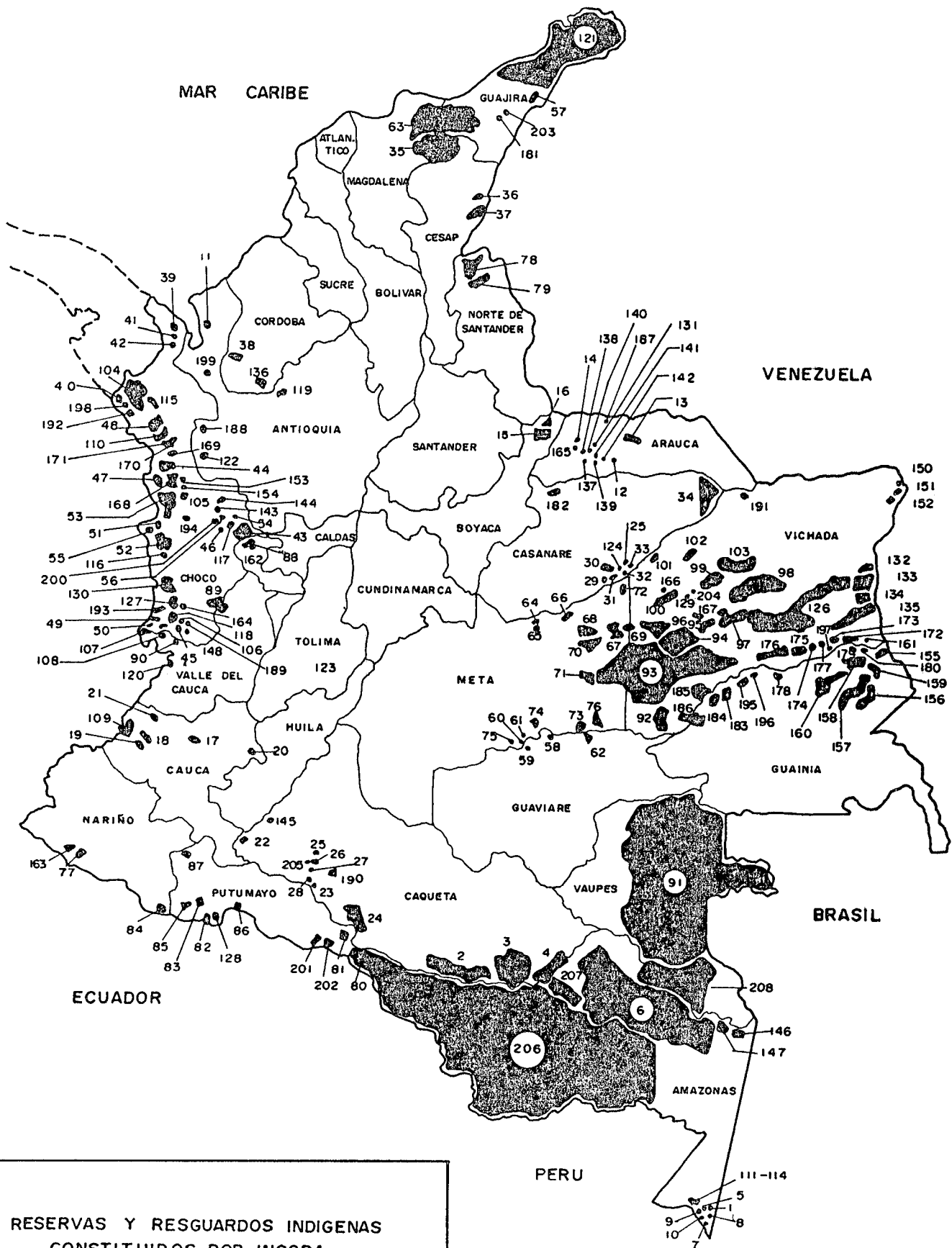
MAPA DE DISTRIBUCION DE TIERRAS

ESCALA 1 : 8'000.000

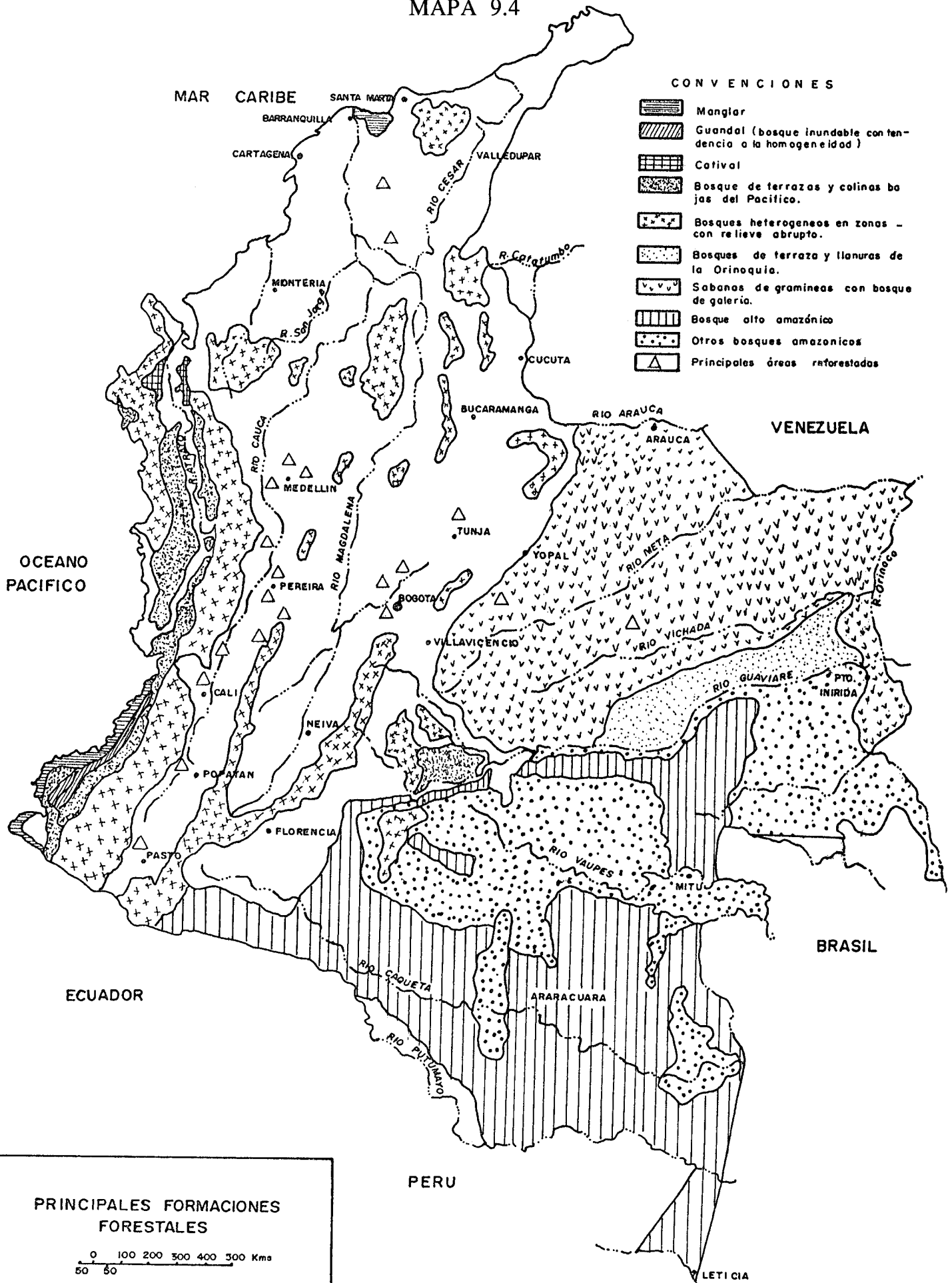
CONVENCIONES

-  CONTRATOS DE ASOCIACION
-  CONTRATOS EVALUACION TECNICA
-  AREAS DE RESERVA ECOPETROL
-  CONCESIONES

MAPA 9.3



MAPA 9.4



ANEXOS

ANEXO AL CAPITULO III

DETERMINANTES DEL NIVEL DE EXPLORACION

En éste Anexo se presentan los resultados de un análisis econométrico que pretende identificar las variables que explican o han influido en el comportamiento de la actividad exploratoria de las compañías privadas en Colombia. La mayor parte de los ejercicios estadísticos se refieren a las dos últimas décadas, si bien algunas regresiones se corrieron para un período más amplio.

Pozos Perforados

Se seleccionó el número de Pozos A3 ("Wildcats") como la principal variable dependiente, puesto que son precisamente éstos los que pueden encontrar nuevos yacimientos (coloquialmente llamados "descubrimientos") y, en consecuencia, determinan el éxito o fracaso de la actividad exploratoria.

Como variables explicativas (independientes) la literatura sugiere, en primer lugar, al precio internacional ¹. El nivel de exploración mundial se explica de manera muy significativa por el nivel de los precios internacionales, con un rezago de un año ². En efecto, la evolución de los precios determina tanto la rentabilidad de las inversiones en exploración, como el grado de liquidez que permite financiarlas. Debe recordarse que se trata de inversiones de muy alto riesgo que normalmente no son financiadas por el sistema financiero y, en consecuencia, exigen la aplicación de recursos propios. Así, en épocas de precios bajos no solamente se reduce la rentabilidad esperada de éstas inversiones, sino que las compañías no obtienen suficientes recursos para financiarlas y se ven obligadas a limitarlas

¹ Expresado, naturalmente, en términos constantes (en nuestro caso en dólares de 1980).

² Véase Estudio Nacional de Energía, Guillermo Perry y otros, 1982.

a sus disponibilidades. Esta es la razón que explica la presencia de ciclos en la evolución de los precios y los niveles de exploración a nivel internacional.

En segundo lugar, el nivel de reservas encontradas en los últimos años modifican las expectativas de nuevos hallazgos, en un proceso de formación de expectativas adaptativas.

De otra parte, el número de contratos vigentes también se consideró como una variable explicatoria, ya que los contratos implican obligaciones mínimas de exploración por parte de las compañías y no es posible acometer exploraciones por fuera de ellos.

Por último, debía contemplarse el eventual efecto de los cambios de política que tuvieron lugar entre 1974 (cuando se suspendió la suscripción de contratos de concesión) y 1976 (cuando se convino pagar el equivalente al precio internacional en las compras de petróleo a las compañías asociadas).

En consecuencia de lo anterior, el análisis partió de la siguiente función:

$$PA3A=f(CVI-t, PINTR-t, RES-t, DUMMY)$$

donde:

PA3A son los pozos exploratorios A3

CVI son los contratos vigentes

RES son las reservas descubiertas

DUMMY representa los cambios de política a partir de 1974

El primer ejercicio se corrió con rezagos de un año para las variables CVI, PINTR y RES. Los resultados fueron estadísticamente significativos para el coeficiente de CVI. El coeficiente del precio internacional no resultó estadísticamente significativo. El R2 de la ecuación fué de 74.9%.

Para esta regresión también se ensayaron rezagos de dos y tres años, obteniendo los siguientes resultados. Con el rezago de dos años del PINTR, el R2 disminuyó hasta 72.8 y la única variable significativa fue CVI. De la

misma manera se corrió la regresión con el rezago de tres años y en este caso mejoró bastante el R2 al pasar a 77.0, al igual que el coeficiente del precio internacional pasó a ser significativo con un 92.7% de probabilidad.

Finalmente, se corrió una regresión con rezagos múltiples, así:

$$PA3A=f(CVI, PINT-3, PINT-2, PINT-1, RES-3, RES-2, RES-1, DUMMY)$$

Esta regresión arrojó el R2 más alto (89%) y resultaron significativos los coeficientes de la variable CVI y del precio internacional con rezago de un año (véase Cuadro 1 del anexo).

En vista de lo anterior, se buscó mejorar la regresión sustituyendo el número de contratos vigentes por el de aquellos en los que ya se estuviera en etapa de perforación, a saber:

$$PA3A = f(CVI1, PINTR(-1))$$

donde:

PA3A son los pozos exploratorios

CVI1 es la diferencia entre los contratos vigentes rezagados dos años y los contratos

PINTR es el precio internacional

Esta regresión arrojó resultados muy satisfactorios como puede verse en el Cuadro 2 del anexo. El R2 ajustado fué del 68% y la significación de los coeficientes fue de 99% para CVI1 y 98% para el precio internacional.

En consecuencia, se seleccionó esta regresión como la mejor para explicar y proyectar el comportamiento de la actividad exploratoria de las compañías asociadas.

Contratos firmados

La segunda variable dependiente considerada fué el número de contratos firmados. Por las mismas razones antes mencionadas, partimos de una función que se especifica como sigue:

$$CF = f(PINTR-t, RES-t, DUMMY)$$

donde:

CF son los Contratos firmados

PINTR es el precio internacional en dólares de 1980

RES son las reservas descubiertas

DUMMY es la variable que recoge los cambios de política a partir de 1974

Los resultados de esta regresión fueron los siguientes:

Variable	Coeficiente	T	sig t
Constante	4.1055	1.11	0.28
PINTR-1	0.0679	0.93	0.67
RES	0.0185	1.87	0.07
DUMMY	6.8423	1.48	0.15
R ² = 41.75			

El único coeficiente significativo fué el de las reservas encontradas, que fueron tomadas como el promedio de los tres últimos años. Sin embargo, aunque la probabilidad de que el coeficiente de RES sea significativo es de 93%, el R² no es muy alto y el R² ajustado es bastante bajo (30.8).

Con el objeto de mejorar la regresión, se tomó el precio internacional rezagado en dos y tres años. En el primer caso (con rezago de dos años) la regresión empeoró un poco, el precio rezagado no dió significativo y las reservas continuaron siendolo.

En el segundo caso (rezago con tres años), la regresión mejoró un poco y solo dieron significativas las reservas, como venía observándose. El precio internacional con el rezago de tres años mejoró ostensiblemente en su significación pero explica muy poco el comportamiento de los contratos firmados.

Finalmente, se corrió una regresión con rezagos múltiples, así:

$$CF=f(PINT-1, PINT-2, PINT-3, RES-1, RES-2, RES-3, DUMMY)$$

La regresión mejoró, el R2 pasó a ser de 73.0 y las variables precio internacional con rezago de tres años y las reservas con rezago de dos años resultaron bastante significativas (véase Cuadro 3 del anexo). En consecuencia procedimos a elegir esta regresión como la mejor.

Ahora bien, para propósitos de proyección del número de pozos perforados se hacía necesario identificar los determinantes del número de contratos vigentes.

Inicialmente se tomó como variable dependiente el número de contratos renunciados, sin obtener resultados significativos. Posteriormente, se escogió como variable dependiente el cambio en CVI y tampoco se obtuvieron buenos resultados. En otro ejercicio, se introdujo el cambio en CVI1 como variable dependiente. Finalmente, se obtuvieron resultados satisfactorios con las reservas como variable independiente, con un rezago de dos años (véase Cuadro 4 del anexo). Esta ecuación se utilizó para el ejercicio de proyección.

PROYECCIONES DE EXPLORACION Y PRODUCCION

Para comenzar, se proyectó el nivel de perforación (pozos A3). Para ello se utilizaron los resultados de la regresión:

$$PA3A = F(CVI1, PINTR(-1))$$

$$PA3A = -3.494+0.57(CVI1)+0.60(PINTR(-1))$$

donde:

PA3A son los pozos exploratorios A3.

CVI1 es la diferencia entre contratos vigentes con rezago de dos años y los contratos

PINTR es el precio internacional.

El nivel de precio internacional se proyectó en dos escenarios (optimista y pesimista) para el período 1991-2005 (véase Cuadro 5 del anexo).

Para proyectar la variable CVI1 se utilizó la ecuación:

$$CVI1 = 1.06 + 0.03(RES(-2))$$

Una vez obtenido el número de pozos exploratorios de las asociadas era necesario sumar los pozos correspondientes a Ecopetrol para obtener el nivel de exploración total del país. La estimación del nivel probable de exploración directa de Ecopetrol se efectuó con la ayuda de la Vicepresidencia de Exploración y Producción, con base en sus planes actuales (véanse Cuadros 3.2.1 y 3.2.2 del trabajo).

A continuación, se estimó la eficiencia exploratoria por cuenca. Estas ecuaciones se obtuvieron aplicando el método ARPS-MORTADA. Las variables que involucra esta metodología son los pozos exploratorios A3 perforados históricamente y las reservas descubiertas en cada cuenca. Se ha observado universalmente que éstas variables tienen un comportamiento exponencial decreciente. Lo mismo ha sucedido en el país (véase Plan de Ajuste Dinámico 1990. Ecopetrol). Por esa razón se seleccionó la forma exponencial (véase Cuadro del anexo).

La aplicación de éstas ecuaciones exigió desagregar por cuenca las proyecciones del número de pozos perforados por las asociadas. Para ello se contó con la colaboración de la Vicepresidencia de Operaciones Asociadas.

De ésta manera se obtuvo una proyección de reservas descubiertas por cuenca. Una vez obtenidas las reservas se procedió a calcular la producción de acuerdo a las curvas típicas observadas en cada cuenca. A ésta proyección se sumó la de la producción de reservas ya descubiertas.

Las exportaciones se calcularon como la producción menos la cantidad de crudo que va a refinerías.

Las proyecciones indican la necesidad de acentuar el esfuerzo exploratorio si se quiere mantener el nivel actual de exportaciones.

=====

Cuadro 1. Determinantes de la actividad exploratoria
Pozos A3 perforados en Asociación
1970-1989

Variables Independientes	Coefficientes	(t)
C	-11.720	-1.941
CVI	0.857*	6.123
PINTR(-1)	0.901*	1.960
PINTR(-2)	0.189	0.378
PINTR(-3)	-0.003	-0.007
RES(-1)	-0.027	-2.360
RES(-2)	-0.028	-2.315
RES(-3)	-0.015	-1.422
DUMMY	-20.979	-2.484

* Coeficiente estadísticamente diferente de cero con
99% de probabilidad

R²=89.33

Estadístico F = 8.37

donde:

C: Constante

PINTR(-1): Precio Internacional con rezago de un año

PINTR(-2): Precio Internacional con rezago de un año

PINTR(-3): Precio Internacional con rezago de un año

RES(-1): Reservas descubiertas con rezago de un año

RES(-2): Reservas descubiertas con rezago de un año

RES(-3): Reservas descubiertas con rezago de un año

DUMMY: Recoge los cambios de política a partir de 1974

=====

Fuente: Cálculos del autor con base en datos de Ecopetrol

=====

Cuadro 2. Determinantes de la actividad exploratoria
 Pozos A3 perforados en Asociación
 1970-1989

Variables		
Independientes	Coeficientes	(t)
C	-3.49	-0.634
CVI1	0.57	5.805
PINTR(-1)	0.60	2.51

R2=72.21

Estadístico F=19.49

donde:

CVI1 es la diferencia entre los contratos vigentes
 con dos años de rezago y los contratos renunciados
 con un año de rezago

PINTR es el precio internacional

=====

Fuente: Cálculos del autor con base en datos de Ecopetrol

Cuadro 3. Determinantes de los Contratos Firmados
1970-1989

Variables Independientes	Coefficientes	(t)
C	10.605	3.349
PINTR(-1)	-0.035	-0.136
PINTR(-2)	-0.316	-1.030
PINTR(-3)	0.563*	2.092
RES(-1)	0.007	1.105
RES(-2)	0.013*	2.077
RES(-3)	-0.013	-2.243
DUMMY	-0.805	-0.187

R²=73.43

Estadístico F=3.55

* Coeficiente estadísticamente diferente de cero con
99% de probabilidad

donde:

C: Constante

PINTR(-1): Precio Internacional con rezago de un año

PINTR(-2): Precio Internacional con rezago de dos años

PINTR(-3): Precio Internacional con rezago de tres años

RES(-1): Reservas descubiertas con rezago de un año

RES(-2): Reservas descubiertas con rezago de dos años

RES(-3): Reservas descubiertas con rezagos de tres años

DUMMY: Recoge los cambios de política a partir de 1974

Fuente: Cálculos del autor con base en datos de Ecopetrol

Cuadro 6. Eficiencias exploratorias y Ecuaciones

Período	Llanos	Valle Medio Magdalena	Putumayo	Valle Superior Magdalena	Total País
1990	3.35	2.10	0.91	2.11	1.63
1991	3.03	1.99	0.83	2.06	1.57
1992	2.76	1.86	0.75	2.00	1.51
1993	2.51	1.74	0.69	1.95	1.42
1994	2.29	1.61	0.63	1.92	1.37
1995	2.09	1.52	0.58	1.87	1.33
1996	1.93	1.44	0.53	1.83	1.25
1997	1.76	1.36	0.49	1.79	1.21
1998	1.61	1.29	0.45	1.75	1.18
1999	1.47	1.22	0.41	1.71	1.15
2000	1.34	1.15	0.38	1.68	1.12
2001	1.22	1.09	0.35	1.64	1.09
2002	1.11	1.03	0.32	1.60	1.06
2003	1.01	0.98	0.30	1.57	1.03
2004	0.92	0.92	0.28	1.54	1.01
2005	0.83	0.87	0.26	1.50	0.99

Ecuaciones

=====

Llanos Orientales	$11.16 \cdot \text{Exp}(-0.00523 \cdot p)$
Valle Medio del Magdalena	$15.53 \cdot \text{Exp}(-0.00613 \cdot p)$
Valle Superior del Magdalena	$5.6 \cdot \text{Exp}(-0.00983 \cdot p)$
Putumayo	$5.82 \cdot \text{Exp}(-0.01698 \cdot p)$

Fuente: -Ecopetrol
-Cálculos del autor

CUADRO 5. PROYECCION DE PRECIOS INTERNACIONALES
DEL PETROLEO

Período	Caso Pesimista	Caso Optimista
1990	21.00	21.00
1991	15.00	18.00
1992	15.00	18.00
1993	15.00	18.00
1994	15.00	18.00
1995	15.00	18.00
1996	15.15	18.36
1997	15.30	18.73
1998	15.45	19.10
1999	15.61	19.48
2000	15.77	19.87
2001	15.92	20.27
2002	16.08	20.68
2003	16.24	21.09
2004	16.41	21.51
2005	16.57	21.94

Fuente: Cálculos del autor

=====

Cuadro 4. Determinantes del cambio en CVI1

1970-1989

Variables Independientes	Coeficientes	(t)
C	1.06	0.587
RES(-2)	0.03	3.063

R2=36.96

Estadístico F=9.38

D.W= 2.18

donde:

CVI1 es la diferencia entre los contratos vigentes
con dos años de rezago y los contratos renunciados
con un año de rezago

=====

Fuente: Cálculos del autor con base en datos de Ecopetrol

ANEXO AL CAPITULO IV

DETERMINANTES DE LOS PRECIOS INTERNOS

El ejercicio econométrico que se indica a continuación busca determinar la velocidad del proceso de ajuste de los precios internos frente a variaciones de los precios internacionales.

Se partió de la función siguiente:

$$PINTER=f(PGAS\ t)$$

donde:

PINTER es el precio interno de la gasolina al público

PGAS es el precio CIF de la gasolina importada

La regresión obtenida con rezagos de un año en la variable independiente arrojó buenos resultados: un R² de 88.2 y un coeficiente del precio de la gasolina altamente significativo con una probabilidad de 99% (véase Cuadro 1 del anexo). La elasticidad obtenida fué del 85.2%

En un segundo ejercicio se tomó como variable dependiente el precio neto que recibe Ecopetrol. Vale decir,

$$PREUS=f(CIFGA1)$$

donde:

PREUS es el precio recibido por Ecopetrol en dólares

CIFGA1 es el precio CIF de la gasolina motor con rezago de un año

Como puede observarse en el Cuadro 2 del anexo, la significación del coeficiente es muy alta y el R² es de 81.5. La elasticidad obtenida fué del 104.1%

=====

Cuadro 1. Determinantes del Precio de la gasolina al Público
1971-1989

Variables Independientes	Coeficientes	(t)	Elasticidades
C	2.225	1.201	0.475
PGAS	0.852	10.935	0.825

* Coeficiente estadísticamente diferente de cero con
99% de probabilidad

R²= 88.20

Estadístico F= 119.59

donde:

C: Constante

PGAS: Precio CIF de la Gasolina con un año de rezago

=====

Fuente: Cálculos del autor con base en datos de Ecopetrol

=====

Cuadro 2. Determinantes del precio de Ecopetrol
1976-1989

Variables Independientes	Coefficientes	(t)	Elasticidades
C	1.5350	0.800	-0.704
CIFGA1	0.5156*	7.272	1.041

* Coeficiente estadísticamente diferente de cero con
99% de probabilidad

R²: 81.5

Estadístico F = 52.88

donde:

C: Constante

CIFGA1: Precio CIF de la Gasolina con rezago de un año

=====

Fuente: Cálculos del autor con base en datos de Ecopetrol

ANEXO AL CAPITULO V

FONDO DE ESTABILIZACION PETROLERA

En éste Anexo se presentan una serie de simulaciones de lo que podría ser un Fondo de Estabilización Petrolera para Colombia. El período que se tomó para hacer las simulaciones va desde el segundo trimestre de 1986 (período en el cual comienzan las exportaciones de crudo) hasta el tercer trimestre de 1990.

Las variables que se tuvieron en cuenta son las siguientes:

- Volumen exportado por Ecopetrol(M bls)
- Precio al cual se exportó (US\$/bl)

Inicialmente, se definió una franja entre 16 y 13 dólares en el segundo trimestre de 1986, que se va actualizando por el índice de precios de los Estados Unidos.

Si el precio corriente al que se vendió el crudo es menor que el precio mínimo, el Fondo tendría ingresos negativos, lo que haría necesario un endeudamiento externo cuando no tenga recursos acumulados. Por el contrario, si el precio corriente es mayor que el límite superior de la franja, entonces el Fondo obtendría ingresos positivos que se convertirían en sus activos.

En los Cuadros 1 a 4 se observan las distintas simulaciones del Fondo con las siguientes especificaciones:

Ingresos Brutos: precio corriente multiplicado por el volumen exportado.

Ingresos Estabilizados: es el monto a repartir entre la Nación y la empresa estatal.

@ es el porcentaje (80% o 90%) de la diferencia entre el precio corriente y el máximo o mínimo, que se toma como base para la aplicación de las reglas del Fondo

Se simularon dos alternativas cuya diferencia es la siguiente:

En la alternativa 1 hay un porcentaje B (5% o 10%) sobre los activos netos del Fondo que va a los ingresos estabilizados. En la alternativa 2 no ocurre tal cosa, pero hay un factor que corrige la franja de precios en un t% (5% o 10%) sobre la diferencia entre los precios corriente y máximo o mínimo.

Las ecuaciones utilizadas para desarrollar las simulaciones son las siguientes:

Reglas de Operación

ALTERNATIVA 1

IngCorr _t	=	Ingreso corriente a repartir entre la
IngF _t	=	Ingreso del fondo
EgF _t	=	Egreso del fondo
AF _t	=	Activos del fondo
DF _t	=	Deuda del fondo
P _{MIN}	=	Precio Mínimo
P _{MAX}	=	Precio Máximo

$$\begin{aligned} 1) \quad \text{IngCorr}_t &= P_t \cdot X_t + \frac{(P_t^{\text{MIN}} - P_t) \cdot X_t}{\text{Si } P_t \geq P_{\text{MIN}}} - \frac{(P_t - P_t^{\text{MAX}}) \cdot X_t}{\text{Si } P_t \leq P_{\text{MAX}}} \\ &\quad + \beta \cdot (AF_t - DF_t) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 2) \quad \text{IngF}_t &= \frac{(P_t - P_t^{\text{MAX}}) \cdot X_t}{\text{Si } P_t \geq P_{\text{MAX}}} - \frac{(P_t^{\text{MIN}} - P_t) \cdot X_t}{\text{Si } P_t \leq P_{\text{MIN}}} \\ &\quad - \beta \cdot (AF_t - DF_t) + r \cdot (AF_t - DF_t) \\ &\quad \text{Si } AF_t \geq DF_t \end{aligned}$$

$$3) \quad (AF_{t+1} - DF_{t+1}) = (AF_t - DF_t) + \text{IngF}_t$$

ALTERNATIVA 2

$$1) \quad \text{IngCorr}_t = P_t \cdot X_t + \begin{matrix} \text{Si } P_t \leq P_t^{\text{MIN}} \\ \text{Si } P_t \leq P_t^{\text{MAX}} \end{matrix} \cdot (P_t^{\text{MIN}} - P_t) \cdot X_t - \begin{matrix} \text{Si } P_t \leq P_t^{\text{MAX}} \\ \text{Si } P_t \leq P_t^{\text{MIN}} \end{matrix} \cdot (P_t - P_t^{\text{MAX}}) \cdot X_t$$

$$2) \quad \text{IngF}_t = \begin{matrix} \text{Si } P_t \leq P_t^{\text{MAX}} \\ \text{Si } P_t \leq P_t^{\text{MIN}} \end{matrix} \cdot (P_t - P_t^{\text{MAX}}) \cdot X_t - \begin{matrix} \text{Si } P_t \leq P_t^{\text{MIN}} \\ \text{Si } P_t \leq P_t^{\text{MAX}} \end{matrix} \cdot (P_t^{\text{MIN}} - P_t) \cdot X_t \\ + r(\text{AF}_t - \text{DF}_t) - \beta \cdot (\text{DF}_t - \text{AF}_t) \\ \text{Si } \text{DF}_t \leq \text{AF}_t$$

$$3) \quad (\text{AF}_{t+1} - \text{DF}_{t+1}) = (\text{AF}_t - \text{DF}_t) + \text{IngF}_t$$

$$4) \quad P_t^{t+1} \text{MAX} = P_t^{\text{MAX}} + \begin{matrix} \text{Si } P_t \leq P_t^{\text{MAX}} \\ \text{Si } P_t \leq P_t^{\text{MIN}} \end{matrix} \cdot (P_t - P_t^{\text{MAX}}) - \begin{matrix} \text{Si } P_t \leq P_t^{\text{MIN}} \\ \text{Si } P_t \leq P_t^{\text{MAX}} \end{matrix} \cdot (P_t^{\text{MIN}} - P_t) \\ P_t^{t+1} \text{MIN} = P_t^{\text{MIN}} + \begin{matrix} \text{Si } P_t \leq P_t^{\text{MAX}} \\ \text{Si } P_t \leq P_t^{\text{MIN}} \end{matrix} \cdot (P_t - P_t^{\text{MAX}}) - \begin{matrix} \text{Si } P_t \leq P_t^{\text{MIN}} \\ \text{Si } P_t \leq P_t^{\text{MAX}} \end{matrix} \cdot (P_t^{\text{MIN}} - P_t)$$

Se presenta a continuación el Anteproyecto de Ley sobre el Fondo de Estabilización Petrolera, puesto a consideración del Gobierno Nacional

FONDO DE ESTABILIZACION PETROLERA

ANTEPROYECTO DE LEY

ARTICULO 1. Naturaleza del Fondo.

Créase el Fondo de Estabilización Petrolera como una cuenta especial del Gobierno Nacional, administrada por el Banco de la República. Para éste fin el Gobierno y el Banco suscribirán un contrato de administración que se regirá por las disposiciones de la presente ley.

Artículo 2. Del Consejo de Administración del Fondo.

El Fondo de Estabilización Petrolera tendrá un Consejo de Administración, el cual estará compuesto por el Ministro de Hacienda y Crédito Público, quien lo presidirá, el Ministro de Minas y Energía y el Gerente del Banco de la República.

Son funciones del Consejo:

 fijar los criterios de inversión de los recursos del Fondo por los que se guiará el Banco de la República en su administración.

 aprobar la utilización de recursos del Fondo a que se refieren los Artículos 5 y 6 de la presente Ley.

ARTICULO 3. Ingresos ordinarios del Fondo.

Cuando ocurra que durante un trimestre el precio FOB promedio de exportación de petróleo crudo supere los 18 dólares por barril exportado, Ecopetrol deberá trasladar al Fondo una suma equivalente al volumen de sus exportaciones de petróleo crudo multiplicada por la diferencia entre el precio FOB promedio por barril exportado y 18 dólares, una vez deducidos los pagos por concepto de regalías. Esta suma constituirá un ingreso del Fondo y no se computará como ingresos brutos de Ecopetrol en sus Estados Financieros.

Parágrafo

Para propósitos de éste artículo, la cifra de 18 dólares será ajustada mediante decreto del Gobierno cada 31 de Diciembre con base en un índice de inflación internacional en dólares. El reglamento determinará el índice a ser utilizado para éste fin.

El Gobierno queda autorizado para modificar ésta cifra cada cinco años, mediante resolución motivada, teniendo en cuenta el precio promedio del período y las perspectivas del mercado internacional.

ARTICULO 4. Inversión de los recursos del Fondo.

Los recursos del Fondo serán invertidos en activos financieros en moneda extranjera, según los criterios que fije su Consejo de Administración.

ARTICULO 5. Utilización de los recursos del Fondo a favor de Ecopetrol y del Presupuesto Nacional.

Cuando ocurra que el precio FOB promedio de exportación de petróleo crudo durante un trimestre sea inferior a los 14 dólares por barril exportado, el Consejo de Administración

podrá asignar recursos del Fondo a Ecopetrol y al Presupuesto Nacional, hasta por un monto equivalente al volumen de exportaciones del trimestre multiplicado por la diferencia entre 14 dólares y el precio FOB promedio por barril de crudo exportado durante el trimestre. Estas partidas constituirán aportes de capital a Ecopetrol y recursos de capital del Presupuesto Nacional y solamente podrán financiar gastos de inversión. Los recursos serán entregados en pesos, liquidados a la tasa de cambio vigente al término del período respectivo. Las divisas extranjeras correspondientes serán de libre disponibilidad del Banco de la República.

Parágrafo

Para propósitos de éste artículo, la cifra de 14 dólares será ajustada mediante decreto del Gobierno cada 31 de Diciembre con base en un índice de inflación internacional en dólares. El reglamento determinará el índice a ser utilizado para éste fin.

22. El Gobierno queda autorizado para modificar ésta cifra cada cinco años, mediante resolución motivada, teniendo en cuenta el precio promedio del período y las perspectivas del mercado internacional.

ARTICULO 6. Utilización de los recursos del Fondo para propósitos cambiarios.

Cuando la situación de la balanza cambiaria del país así lo requiera, y no se den las condiciones previstas en el artículo 5, el Consejo de Administración podrá otorgar al Banco de la República Créditos de Liquidez para atender obligaciones contraídas de servicio de la deuda pública externa o el pago de importaciones esenciales. El monto del Crédito de Liquidez no podrá superar el 50% de las disponibilidades en moneda extranjera del Fondo y tendrá un plazo máximo de 6 meses; cuando el plazo haya sido inferior a 6 meses se podrá renovar

por una sola vez hasta completar los 6 meses. El crédito será denominado en dólares y devengará una tasa de interés básica equivalente a la tasa LIBOR a 3 meses de plazo; cuando el Banco incumpliere con la cancelación oportuna del crédito pagará, además de la tasa de interés básica, el equivalente a 3 puntos porcentuales anuales, como interés de mora, calculados sobre el monto pendiente de pago, por el período que dure la mora.

ARTICULO 7. Utilización de los recursos del Fondo para recompra de deuda pública

El Consejo de Administración podrá también autorizar préstamos al Gobierno Nacional para ser utilizados en recompra de deuda pública externa con descuento. El monto total de éstos créditos no podrá superar el 30% de las disponibilidades en moneda extranjera del Fondo y tendrá un plazo máximo de 3 años. El crédito será denominado en dólares y devengará una tasa de interés básica equivalente a la tasa LIBOR; cuando el Gobierno incumpliere con la cancelación oportuna del crédito pagará, además de la tasa de interés básica, el equivalente a 3 puntos porcentuales anuales, como interés de mora, calculados sobre el monto pendiente de pago, por el período que dure la mora.

ARTICULO 8. Endeudamiento del Fondo.

La Junta Monetaria podrá autorizar al Banco de la República a tomar créditos en moneda extranjera, a cargo del Fondo, en caso de que éste no disponga de recursos propios suficientes para cubrir los aportes autorizados por el artículo 5. En tal caso, los recursos serán trasladados a Ecopetrol y al Presupuesto Nacional en calidad de préstamos para inversión, en condiciones financieras idénticas a las contratadas por el Banco de la República, y el Fondo adquirirá una deuda con el Banco bajo las mismas condiciones financieras. La cancelación de éstos créditos contraídos con el Banco de la República constituirá la primera prioridad de uso de nuevos ingresos ordinarios del

Fondo; en tal caso, Ecopetrol y al Presupuesto Nacional continuarán sirviendo la deuda contraída con el Fondo.

Parágrafo:

Los recursos actuales y futuros del Fondo de Estabilización Petrolera podrán servir como Garantía para respaldar los créditos externos a que se refiere éste artículo. Queda totalmente prohibida su utilización como prenda o garantía para cualquier otra operación crediticia del Banco de la República, del Gobierno, de Ecopetrol o de cualquier otra entidad pública o privada.

ARTICULO 9. Vigencia y derogatorias.

La Presente Ley entrará en vigencia desde su publicación en el Diario Oficial. A partir de ésa fecha quedan derogadas todas las disposiciones legales y reglamentarias que le sean contrarias.

CUADRO 1. FONDO DE ESTABILIZACION PETROLERA
COLOMBIA
(US\$ Millones)

SIMULACION
ALTERNATIVA 1A

Período	Precio Cte (US\$/bl)	Precio Máxim (US\$/bl)	Precio Minim.	Volumen Export. MbIs	Ingresos Brutos	Ingresos Estabilizados	Ingresos Fondo	Activos Netos
=====								
II 1986	11.57	16.00	13.00	4.54	20.45	25.65	-5.20	0.00
III	10.43	16.13	13.10	5.92	14.89	27.02	-12.65	-5.20
IV	13.67	16.20	13.17	5.71	27.29	27.29	0.00	-17.85
I 1987	17.18	16.39	13.32	5.80	47.72	42.31	3.63	-17.85
II	18.22	16.60	13.49	4.87	42.89	35.14	6.32	-14.22
III	19.07	16.79	13.64	6.32	63.99	51.67	11.53	-7.90
IV	16.64	16.93	13.76	8.87	89.84	89.84	0.00	3.63
I 1988	14.49	17.04	13.85	6.19	41.99	41.99	0.00	3.63
II	15.04	17.25	14.01	6.76	54.09	54.09	0.00	3.63
III	13.16	17.48	14.21	6.51	33.60	39.39	-5.71	3.63
IV	12.74	17.66	14.35	9.31	61.72	73.53	-12.01	-2.07
I 1989	16.71	17.86	14.52	8.28	88.57	88.57	0.00	-14.08
II	18.00	18.15	14.75	7.07	83.09	83.09	0.00	-14.08
III	16.61	18.31	14.87	6.74	67.60	67.60	0.00	-14.08
IV	18.21	18.48	15.01	10.05	127.21	127.21	0.00	-14.08
I 1990	19.55	18.80	15.27	9.33	125.90	118.85	5.63	-14.08
II	13.69	18.98	15.43	9.61	85.54	98.03	-13.33	-8.45
III	19.97	19.17	15.58	11.45	162.88	153.42	7.28	-21.78

Precio límite superior 16

Precio límite inferior 13

$\theta=0.8$

$B=0.1$

=====

Fuente: Cálculos del autor con base en datos de Ecopetrol

CUADRO 2. FONDO DE ESTABILIZACION PETROLERA
COLOMBIA
(US\$ Millones)

SIMULACION
ALTERNATIVA 1B

Período	Precio Cte (US\$/b1)	Precio Máxim (US\$/b1)	Precio Minim.	Volumen Export. Mbls	Ingresos Brutos	Ingresos Estabilizados	Ingresos Fondo	Activos Netos
II 1986	11.57	16.00	13.00	4.54	20.45	26.30	-5.85	0.00
III	10.43	16.13	13.10	5.92	14.89	28.83	-14.23	-5.85
IV	13.67	16.20	13.17	5.71	27.29	27.29	0.00	-20.08
I 1987	17.18	16.39	13.32	5.80	47.72	42.64	4.08	-20.08
II	18.22	16.60	13.49	4.87	42.89	34.97	7.11	-16.00
III	19.07	16.79	13.64	6.32	63.99	50.58	12.97	-8.88
IV	16.64	16.93	13.76	8.87	89.84	89.84	0.00	4.09
I 1988	14.49	17.04	13.85	6.19	41.99	41.99	0.00	4.09
II	15.04	17.25	14.01	6.76	54.09	54.09	0.00	4.09
III	13.16	17.48	14.21	6.51	33.60	39.91	-6.21	4.09
IV	12.74	17.66	14.35	9.31	61.72	75.13	-13.51	-2.13
I 1989	16.71	17.86	14.52	8.28	88.57	88.57	0.00	-15.64
II	18.00	18.15	14.75	7.07	83.09	83.09	0.00	-15.64
III	16.61	18.31	14.87	6.74	67.60	67.60	0.00	-15.64
IV	18.21	18.48	15.01	10.05	127.21	127.21	0.00	-15.64
I 1990	19.55	18.80	15.27	9.33	125.90	118.78	6.34	-15.64
II	13.69	18.98	15.43	9.61	85.54	100.07	-15.00	-9.30
III	19.97	19.17	15.58	11.45	162.88	153.47	8.19	-24.30

Precio límite superior 16

Precio límite inferior 13

$\theta=0.9$

$B=0.05$

Fuente: Cálculos del autor con base en datos de Ecopetrol

CUADRO 3. FONDO DE ESTABILIZACION PETROLERA
COLOMBIA
(US\$ Millones)

SIMULACION
ALTERNATIVA 2A

Período	Precio Cte (US\$/bl)	Precio Máxim (US\$/bl)	Precio Minim.	Volumen Export. MbIs	Ingresos Brutos	Ingresos Estabilizados	Ingresos Fondo	Activos Netos
=====								
II 1986	11.57	16.00	13.00	4.54	20.45	25.65	-5.20	0.00
III	10.43	15.97	12.95	5.92	14.89	26.81	-11.53	-5.20
IV	13.67	15.93	12.89	5.71	27.29	27.29	0.00	-16.73
I 1987	17.18	16.39	13.32	5.80	47.72	44.09	4.88	-16.73
II	18.22	16.66	13.54	4.87	42.89	36.79	6.99	-11.85
III	19.07	16.93	13.78	6.32	63.99	53.19	11.17	-4.86
IV	16.64	17.15	13.97	8.87	89.84	89.84	0.00	6.31
I 1988	14.49	17.04	13.85	6.19	41.99	41.99	0.00	6.31
II	15.04	17.25	14.01	6.76	54.09	54.09	0.00	6.31
III	13.16	17.48	14.21	6.51	33.60	39.03	-5.43	6.31
IV	12.74	17.54	14.23	9.31	61.72	72.85	-11.13	0.87
I 1989	16.71	17.69	14.34	8.28	88.57	88.57	0.00	-10.25
II	18.00	18.15	14.75	7.07	83.09	83.09	0.00	-10.25
III	16.61	18.31	14.87	6.74	67.60	67.60	0.00	-10.25
IV	18.21	18.48	15.01	10.05	127.21	127.21	0.00	-10.25
I 1990	19.55	18.80	15.27	9.33	125.90	120.26	6.40	-10.25
II	13.69	19.04	15.48	9.61	85.54	99.31	-13.48	-3.85
III	19.97	18.98	15.39	11.45	162.88	153.87	10.31	-17.33

Precio límite superior 16

Precio límite inferior 13

@=0.8

B=0.1

t=0.1

=====

Fuente: Cálculos del autor con base en datos de Ecopetrol

CUADRO 4. FONDO DE ESTABILIZACION PETROLERA
COLOMBIA
(US\$ Millones)

SIMULACION
ALTERNATIVA 2B

Período	Precio Cte (US\$/bl)	Precio Máxim (US\$/bl)	Precio Minim. (US\$/bl)	Volumen Export. Mbls	Ingresos Brutos	Ingresos Estabilizados	Ingresos Fondo	Activos Netos
II 1986	11.57	16.00	13.00	4.54	20.45	26.30	-5.85	0.00
III	10.43	16.05	13.03	5.92	14.89	28.71	-13.67	-5.85
IV	13.67	16.07	13.03	5.71	27.29	27.29	0.00	-19.52
I 1987	17.18	16.39	13.32	5.80	47.72	43.64	4.57	-19.52
II	18.22	16.63	13.52	4.87	42.89	35.90	7.36	-14.95
III	19.07	16.86	13.71	6.32	63.99	51.43	12.75	-7.59
IV	16.64	17.04	13.86	8.87	89.84	89.84	0.00	5.16
I 1988	14.49	17.04	13.85	6.19	41.99	41.99	0.00	5.16
II	15.04	17.25	14.01	6.76	54.09	54.09	0.00	5.16
III	13.16	17.48	14.21	6.51	33.60	39.71	-6.11	5.16
IV	12.74	17.60	14.29	9.31	61.72	74.74	-12.99	-0.95
I 1989	16.71	17.78	14.43	8.28	88.57	88.57	0.00	-13.95
II	18.00	18.15	14.75	7.07	83.09	83.09	0.00	-13.95
III	16.61	18.31	14.87	6.74	67.60	67.60	0.00	-13.95
IV	18.21	18.48	15.01	10.05	127.21	127.21	0.00	-13.95
I 1990	19.55	18.80	15.27	9.33	125.90	119.56	6.69	-13.95
II	13.69	19.01	15.45	9.61	85.54	100.78	-15.06	-7.26
III	19.97	19.08	15.48	11.45	162.88	153.72	9.72	-22.32

Precio límite superior 16

Precio límite inferior 13

$\alpha=0.9$

$B=0.05$

$t=0.05$

Fuente: Cálculos del autor con base en datos de Ecopetrol

ANEXO AL CAPITULO IX.

PROTECCION AMBIENTAL

I. EFECTOS AMBIENTALES DE LAS ACTIVIDADES PETROLERAS.

1. Exploración.

De las actividades de la industria de hidrocarburos en las que menor cuidado se ha tenido por la proteccion ambiental han sido las vinculadas con la etapa de exploracion. Para la determinacion de la estructura superficial y la estimacion del potencial de acumulacion de hidrocarburos se utilizan diferentes metodos exploratorios: sismica, gravimetria y magnetimetria. La tecnologia moderna de la actividad exploratoria se ha enfocado a minimizar los impactos ambientales: para minimizar el uso de explosivos se han desarrollado metodos gravimetricos y magneticos que perturban en menor grado los ecosistemas (Meehan, 1983; Harrison & Rothschild, 1983; Stedman, 1983).

En Colombia para una concesion de 100,000 hectareas, en general la compania contratista descapota una superficie correspondiente a 36 lineas de 3 metros de ancho. Las lineas que se separan por intervalos de 1 Km, se expanden en una longitud aproximada de un millon de kilometros. A intervalos de 1 Km. en cada una de las lineas sismicas, se descapota aproximadamente media hectarea, para permitir el aterrizaje de helicopteros. A lo largo de cada linea sismica, a intervalos de 100 metros, se detonan 20 libras de explosivos localizados en cavidades de 20 metros de profundidad.

El efecto ambiental de estas actividades de exploracion incluye la alteracion de la economia regional, la promocion de procesos de colonizacion desordenados, erosion e incremento de la carga de sedimento en los cuerpos de agua superficiales, asi como la destruccion de la fauna y flora y la contaminacion debida a los residuos liquidos y solidos generados por los trabajadores de estas companias exploradoras. Ya que los explosivos se detonan independientemente de proximidad a casas, cultivos o ecosistemas fragiles, la vida de los pobladores en la zona de influencia de estos proyectos, asi como las condiciones de fauna y flora existentes se alteran de una manera drastica. De 200,000 Km de lineas sismicas (Ecopetrol 1989) trazadas en el pais en los ultimos 20 anos, solamente se han ejecutado estudios ambientales para un porcentaje minimo de ellas.

La segunda fase de la exploracion de hidrocarburos corresponde a la perforacion de pozos exploratorios. Aproximadamente de 2 a 5 hectareas se descapotan en cada uno de los sitios en donde se perfora un pozo; adicionalmente, aproximadamente entre 10 a 15 hectareas se alteran como consecuencia de la tala de arboles que se utilizan para hacer "boards" para las plataformas de operacion. Algunas hectareas adicionales se talan con el objeto de permitir el aterrizaje de helicopteros. Las acciones de perforacion generan una serie de residuos, particularmente lodos, los cuales, en el caso colombiano, generalmente contienen metales pesados y otros productos toxicos. Los lodos utilizados en la perforacion de pozos en Colombia son altamente toxicos en razon a su composicion. La Agencia de Proteccion Ambiental de EE.UU. los considera altamente peligrosos (requieren un sistema de disposicion final de alta tecnologia). Otros de los residuos generados durante el proceso de perforacion son: agua de formacion, sedimentos, gas natural y petroleo. Generalmente el agua de la formacion presenta altas temperaturas. En algunos casos, residuos particulados arcillosos provenientes del pozo presentan características radiactivas. El uso de tensoactivos y detergentes industriales, bactericidas, anticorrosivos es tambien una fuente de residuos toxicos.

La emision de monoxido y dioxido de carbono, asi como de oxido de nitrogeno y azufre proveniente de las actividades de exploracion tiene efecto sobre la salud de los trabajadores asi como sobre la vegetacion circunvecina. La quema incontrolada de petroleo residual genera compuestos como el 3,4 benzopireno el cual adicionalmente a ser cancerigeno tiende a bioacumularse en la cadena alimenticia. La disposicion de residuos oleosos en piscinas circunvecinas al pozo genera procesos de contaminacion de aguas subterraneas asi como la evaporacion de los compuestos volatiles del petroleo que en su mayoria son altamente toxicos para la salud humana.

Con el objeto de reducir costos se invierte poco en casing de pozos exploratorios. La falta de casing para la proteccion de acuíferos profundos, practica comun en nuestro pais, promueve la migracion de hidrocarburos a acuíferos y por tanto la contaminacion aguda de las aguas subterraneas. En paises desarrollados se exige que los pozos abandonados se deben sellar con casing a profundidades superiores a las de acuíferos.

En la etapa de exploracion y perforacion los accidentes con mayor incidencia son debidos a la explosion y consecuente emision de hidrocarburos ya sea en fase liquida o gaseosa. En EEUU de cada 10,000 pozos perforados el numero de explosiones es de 4.8 para pozos on-shore y 22 para pozos off-shore (NFPA, 1986).

De un total de 1000 pozos exploratorios perforados en el país (Ecopetrol, 1989) solamente se han ejecutado estudios ambientales para un pequeño número de ellos. De estos la mayoría han sido ejecutados por compañías transnacionales. Sin ingerencia de la compañía petrolera nacional, algunas transnacionales no solamente han presentado las declaraciones y estudios de efecto ambiental para los proyectos de perforación exploratoria, sino también para algunos de exploración sísmica.

En 1990 Ecopetrol ha iniciado la formulación de los estudios ambientales, requeridos por la ley desde 1974, para los proyectos de perforación de pozos exploratorios. El ICP ha preparado estudios para 4 de los pozos perforados por ECOPETROL (Monposina, Llanura 1, Stoy y Toy) (ICP, 1990).

2. Producción

El efecto ambiental de las actividades de producción es similar al de las actividades de exploración, en cuanto respecta a la perforación de pozos, solo que el número de pozos aumenta considerablemente. Adicionalmente a los efectos anteriormente descritos se presentan procesos de subsidencia en zonas con yacimientos de gran magnitud.

El proceso de producción de petróleo requiere de la separación de la emulsión agua-aceite mediante procesos físicos y químicos. El agua de formación descargada al medio ambiente supera en cantidad a la producción de hidrocarburos. El caso del campo de producción más grande en el país es ilustrativo. Durante 1986 se producían 200,000 mil barriles de crudo y se descargaban a las corrientes superficiales aledañas 220,000 barriles de agua de formación. Para 1990 la cantidad de agua de formación alcanza los 500,000 mil barriles diarios y se espera que en los próximos 5 años alcance 1,200,000 mil barriles/día.

El agua residual de producción también presenta características especiales. La temperatura del agua de formación antes del tratamiento varía de acuerdo con la zona y las condiciones del yacimiento entre 50 y 170 grados Fahrenheit. El nivel de cloruros de estas aguas alcanza niveles hasta de 100,000 mil miligramos por litro. Por ende, el vertimiento incontrolado de estas aguas produce procesos de salinización de tierras y altera las condiciones físico-químicas de las corrientes de agua y el equilibrio biótico. Las aguas de formación también contienen sulfatos como metales pesados y compuestos orgánicos tóxicos como el fenol. En los países desarrollados se exige la reinyección al subsuelo de estas aguas de formación. Esta alternativa no se ha

considerado en el caso colombiano a raíz de los altos costos que representa.

Para el mantenimiento de los pozos y el control del carbonato de calcio se utilizan procedimientos de acidificación con una mezcla de aditivos químicos, ácidos fuertes y combustibles. Se estima que en promedio se generan 8400 galones de residuos cada vez que un pozo es acidificado.

Con el objeto de recuperar un mayor porcentaje de los hidrocarburos del subsuelo se utilizan técnicas de recuperación mejorada, recuperación secundaria y recuperación terciaria. La recuperación secundaria se hace mediante la inyección de agua a la que se adicionan biocidas, floculantes, anticorrosivos, tensoactivos, removedores de carbonato de calcio. Aproximadamente después de 2 años, esta agua contaminada con sustancias tóxicas comienza a extraerse con el aceite. La recuperación terciaria se hace mediante la inyección de CO₂ o vapor. La generación de vapor, así como la inyección de agua tiene un efecto directo sobre la cantidad del recurso hídrico superficial.

De los campos de producción existentes en el país, unos pocos cuentan con sistemas efectivos para el tratamiento de las aguas residuales de producción. En Colombia solamente un campo de producción de hidrocarburos posee un relleno sanitario para residuos domésticos y residuos peligrosos (Devia, 1990)

3. Transporte

Los mayores impactos de las actividades petroleras se presentan en la construcción de vías y oleoductos, así como por los derrames accidentales de hidrocarburos. La construcción de carreteras o vías de los campos de producción a los lugares de distribución o refinación promueve el desplazamiento de poblaciones nativas así como la colonización y destrucción de ecosistemas naturales. Los impactos ambientales de la colonización en bosques húmedos tropicales son bien conocidos (Fernside, 1983, 1986) . El derecho de vía de los carretables varía entre 30 y 60 metros. La tala indiscriminada de bosques así como el descapote de estos terrenos acelera el transporte de sedimentos, la desestabilización de los suelos, la erosión y los derrumbes concomitantes. El cruce de corrientes hídricas superficiales, que se hace normalmente sin tener ninguna clase de protección ambiental, actúa como barreras al flujo hidráulico alterando la vida acuática así como las cadenas tróficas correspondientes. Grandes cantidades de arena y grava son los materiales básicos para la construcción de vías e instalaciones de producción .

En general se utilizan entre 2500 y 5000 metros cubicos de arena y grava por cada kilometro de via que se construye en zonas que han comenzado ha producir recientemente (Cuenca de los Llanos Orientales). Los impactos ambientales de las industrias extractivas y canteras operadas varian dependiendo de la localizacion, condiciones geograficas de los rios y tipo de maquinaria utilizada.

Unicamente para el Oleoducto Cano Limon-Covenas, entre diciembre de 1985 y septiembre de 1990 se han reportado 140 derrames de petroleo en que se han descargado a diferentes ecosistemas cerca de 1 millon de barriles de petroleo - equivalentes a 4 veces la cantidad de petroleo derramado por Exxon Valdez en Alaska- (Skinner y Reilly, 1989). El 4 % de las rupturas de oleoductos se ha debido a deslizamientos y problemas geograficos de las zonas por donde se han construido los mismos. El 96 % restante se ha debido a sabotaje (Figuras 9.8 y 9.9).

Si bien es cierto, numerosos documentos y planes de contingencia se han propuesto para diferentes oleoductos nacionales, el unico plan operativo que cuenta con recursos humanos y equipos disponibles es el del oleoducto Cano Limon-Covenas. A raiz de los derrames de petroleo en el oleoducto Cano Limon-Covenas, el pais desarrollo tecnologia punta de lanza en el manejo de estos incidentes de contaminacion (la calidad de esta tecnologia permitio su adopcion por el Banco Mundial y en el Ecuador).

El gobierno, con base en un trabajo efectuado por ECOPETROL prepara un decreto reglamentario para formular y coordinar un Plan de Contingencia de control de derrames de Hidrocarburos.

Algunos otros efectos ambientales de las actividades de transporte de hidrocarburos se presentan por la contaminacion causada por las aguas de lastre de tanqueros petroleros. En los casos en que los tanques de lastre de estos tanqueros no estan segregados de los de los hidrocarburos se requieren sistemas de tratamiento y separacion de aguas residuales aceitosas (con excepcion a la unidad de almacenamiento flotante FSU del Golfo de Morrosquillo). Los puertos de Covenas, Cartagena, SantaMarta, Buenaventura y Tumaco tienen sistemas deficientes para el manejo de estas aguas de Lastre. La poca aplicacion de las regulaciones nacionales, asi como de los convenios internacionales establecidos para el efecto (ver seccion de legislacion ambiental) han promovido la contaminacion de bahias que albergan ecosistemas altamente sensibles como en el caso de Cartagena.

La emision de hidrocarburos de tanques de almacenamiento puede generar concentraciones de contaminantes superiores a los niveles establecidos en las normas vigentes. La disminucion y control de estas emisiones se puede hacer mediante la colocacion de techos flotantes, manufacturados con material absorbente con la seleccion apropiada de los colores de revestimiento de los tanques en cuestion y la instalacion de teas para quemar con eficiencia gases combustibles provenientes del almacenamiento de hidrocarburos livianos.

4. Refinación y Petroquímica

Aun bajo las mejores condiciones operativas, la aplicacion de los esquemas regulatorios mas estrictos y el equipamiento de las refinarias con modernos equipos de control, la contaminacion causada por las refinarias es considerable. Las concentraciones de contaminantes en el medio ambiente, de las poblaciones circunvecinas a estas facilidades industriales presentan niveles de contaminacion por encima de los establecidos por las regulaciones nacionales.

Ya que las refinarias Colombianas no cuentan con controles modernos de contaminacion atmosferica, en lo que respecta a la calidad del aire/ambiente, se puede suponer que las concentraciones de acido sulfidrico, dióxido de azufre e hidrocarburos organicos superan los limites fijados para prevenir problemas a la salud humana de los habitantes de zonas aledanas a estas localidades industriales. Este caso es critico para la poblacion de Barrancabermeja en razon a su cercania al complejo industrial de Ecopetrol. La concentracion de compuestos organicos como el benceno ha de ser monitoreada de una manera periodica en razon a las caracteristicas cancerigenas de estos compuestos. ECOPETROL ha iniciado un programa de monitoreo sistematico al respecto.

El complejo industrial de Barrancabermeja cuenta con una de las plantas de tratamiento de aguas industriales residuales mas grandes del pais (430000 barriles/dia) y a mediano plazo, Ecopetrol espera construir una planta de tratamiento para la refinaria de Cartagena. Sin embargo, aun con la existencia de sistemas de tratamiento, la cantidad de agua residual vertida y las caracteristicas toxicas de su composicion (fenoles, cloruros, metales, DQO, etc) afectan las caracteristicas naturales de los cuerpos de agua receptores. Este caso es critico en las refinarias de Cartagena, Tibu y Orito en donde no existen sistemas de tratamiento modernos y efectivos para el manejo de los residuos liquidos. Mientras a nivel mundial la tendencia es reducir las descargas

de agua residuales a cero (Sullivan, 1990), solamente en Cartagena el caudal de aguas residuales industriales, con anterioridad a la construccion de una torre de enfriamiento (1990), equivalia a varios metros cubicos por segundo.

Filtraciones de tanques de diferentes clases de hidrocarburos, derrames accidentales, inadecuada disposicion de residuos oleosos permiten suponer la existencia de contaminacion de los acuíferos localizados en el subsuelo de las refinarias nacionales(Dowroski, 1987; UniAndes, 1989; Loaiza, 1990) . La disposicion tanto de residuos industriales, como la de residuos peligrosos, se continua haciendo sin ninguna clase de tecnica, y por tanto continua la contaminacion de aguas, aire y suelos concomitante.

Ya que no existen controles modernos para la propagacion de ruidos en la refineria de Cartagena o en el CIB, se puede esperar que los niveles de ruido, especialmente los debidos a las extrusoras, compresores y calderas, superen los limites establecidos en zonas residenciales, particularmente en los lugares circunvecinos al complejo industrial de Barrancabermeja.

A partir de 1987, las refineria de Cartagena y el Complejo Industrial de Barrancabermeja, iniciaron un programa de identificacion de contaminantes en aguas subterранеas, emisiones atmosfericas y ruidos. Este programa permitira el estudio y montaje futuro de sistemas de control de contaminacion para estas dos instalaciones (Rizzo, 1990) .

El CIB concentra la produccion de mas del 60 % de los combustibles liquidos del pais y mas del 90% de la materia prima y de algunos de los productos petroquimicos mas importantes para la economia nacional. El alto nivel de concentracion industrial presenta altos riesgos de explosion e incendio.

II. SEGURIDAD INDUSTRIAL.

De acuerdo con estadisticas del Instituto de Seguros Sociales (CCS, 1990), en el periodo 1971-1987 la accidentalidad promedio fue de cien mil accidentes anuales, con tasas de incidencia que varian entre el 2.16% y el 7.4% de la poblacion afiliada. De estos aproximadamente el 40% de los accidentes fueron incapacitantes. De otra parte, la Encuesta Nacional de Salud (CCS, 1990) estimo una tasa de incidencia del 28% para el periodo 1977-1980 sobre una poblacion de 8.4 millones de trabajadores, con un

promedio de 6.6 dias de incapacidad. Extrapolando a las condiciones de la industria petrolera nacional (la industria petrolera cuenta con aproximadamente 50 mil empleados directos), el costo anual de esta accidentalidad equivale a 3000 millones de pesos de 1990.

Los accidentes de trabajadores implican la perdida de vidas, enfermedades, heridas, perdidas de tiempo y altos costos. El mayor costo es el sufrimiento humano. El ausentismo del trabajo tambien es costoso y requiere del uso de una mayor cantidad de recursos humanos capacitados. Las cargas de trabajo adicionales tienen efecto sobre la calidad de la supervision y las perdidas de productividad. Los costos legales, asi como la perdida de instalaciones o bienes de capital son tambien efectos importantes colaterales a los accidentes ocupacionales (Thomason, 1990).

Mas del 90 % de los accidentes ocupacionales se deben a errores humanos y no a diseños deficientes, bajos estandares o falla de equipos. De otra parte, empresas con gerencias modernas, orientadas hacia la seguridad industrial y la proteccion ambiental, y personal motivado presentan los mas bajos indices de accidentalidad (Thomason, 1990).

Las normas que regulan las actividades de seguridad industrial en la industria Petrolera Nacional son el Decreto 614 de marzo de 1984 y la Resolucion 001016 de 1989 del Ministerio de Trabajo. Estas normas dejan en manos de las empresas la formulacion y montaje de programas de seguridad industrial. Tradicionalmente la vigilancia y el control de cumplimiento de estas normas ha sido precario. En razon a los beneficios economicos de los programas de seguridad industrial las gerencias de las compañías multinacionales que operan en Colombia han montado programas muy efectivos en este sentido. Recientemente las compañías nacionales han iniciado programas corporativos de seguridad industrial (Ecopetrol,,1988).

Referencias

REFERENCIAS

Abracosa, Ramon and Ortolano, Leonard (1987) "The Phylipines EIS System". EIA Review. Vol. 7 No.4

American Petroleum Institute (1987) Integration of Environmental and Health Considerations in Project Planning. ERL. Blacksburg, Virginia.

Angle C, Marcus A, Cheng I, McIntire M.(1984) "Omaha Childhood Blood Lead and Environmental Lead: A Linear Total Exposure Model". Environmental Research 35 . Pag 160-170.

Arboleda, H., Guaqueta W., Pineda D., Sanchez E., y Vela G., (1982) Corporaciones Regionales de Desarrollo: Instrumentos de Descentralizacion. Departamento Nacional de Planeacion. Division Especial de Corporaciones Regionales de Desarrollo. Bogota.

Arthur D. Little (1988) Evaluar, Concretar y perfeccionar el Plan Estrategico de Desarrollo del ICP. Reporte Final al Instituto Colombiano del Petroleo. Julio de 1988.

Arthur D. Little (1989) Evaluation of Colombia;s Light Product Supply Options. Bogota,

Autry R. (1990) Innovation. Fortune. Octubre 22.

Bleviss D. y Walzer P. (1990) Energy for Motor Vehicles. Scientific American,Volume 263. #3. New York.

Bosio, Jaques (1990) Horizontal Wells- On The Up and Up. Journal Of Exploration nad Production Technology International. 1990. pp.23-28.

Botero M.(1990) Presentacion de Nuestro Futuro Comun. Conferencia al Cuerpo Diplomatico Colombiano. Colegio Verde. Villa de Leiva.Abril 23.

Bowonder, B.(1985) "The Bhopal Incident: Implications for Developing Countries". The Environmentalist. Vol 5.No.2, Summer 1985. Pag 89-104.

Brundtland G. (1988) ."The Politics of Oil: A view from Norway". Energy Policy April.

Cardenas M. y Sanchez J. (1990) Evaluacion del Impacto Ambiental de la Central de Combustibles de Medellin. Memorias del II Congreso de Seguridad Industrial. de la Industria Petrolera Colombiana. Bogota.

Carrasquilla E., Sanchez, E. y Vina G.(1986) Contro de Derrames de Hidrocarburos en Aguas Continentales:El Caso de Saloa. Memorias del XXX congreso de ACODAL. Cali.

Carrizosa (1981) La Dimension Ambiental en la Planes de Desarrollo. Departamento Nacional de Planeacion. Bogota.

Clark, Ian (1985) The Spatial Organization of Multinational Corporations. St, Martins Press. New York.

Clausen, J. (1985) Sustainable Development is the Global Imperative. The World Bank. Washington D.C.

Colombo, Umberto. "A strategic View of the World Energy Problem". Environment International . Vol 10 No. 5-6. 1984. Pag.347-358.

Corporacion Autonoma Regional de las Cuencas de Los Rios Bogota, Ubaté y Suarez. CAR. (1985) Plan Maestro de Calidad de Aguas de la Cuenca Alta del Rio Bogota.Ministerio de Cooperacion Tecnica de Holanda. Haskoning- Division de Ingenieria Ambiental CAR.Bogota.

Costanza, Cleveland;and, Hall, Kaufmann (1984) Energy and The U.S. Economy. Science. Volume 225, pp. 890-897.

De Souza Mesquita A, De Toledo M., Murgel G. (1979) "Controle de Emissao de Fontes Moveis No Estado De Sao Paulo" .Compania de Tecnologia de Saneamiento Ambiental . Pag 1 -29.

Delgado (1990) , Reunion de Discusion del Documento Hacia una Sana Politica petrolera entre Vicepresidentes y Directivos de Ecopetrol e Investigadores de Fedesarrollo.Octubre 25,1990. Bogota.

Desai, Ashok (1988) Technology Absorption in Indian Industry. Wiley, Delhi.

DiMaggio, Paul and Powell, W. (1983) "The Iron Cage Revisited: Institutional Isomorphism and Collective Rationality in Organizational Fields. " American Sociological Review, 48:147-160.

Dore R.P. (1971) "Japanese Industrialization and Developing countries: Model, Warning, or Source of Healthy Doubts?" Institute of SouthEast Asian Studies. Singapore.

Dore R.P. (1984) "Technological Self Reliance: Sturdy Ideal or Self Serving Rethoric" en Fransman y King Eds. Technological Capability in the Third World. MacMillan, Londres..

ECOPETROL (1990) Reunion de Discusion del Documento Preliminar "Hacia una Sana Politica Petrolera" entre Vicepresidentes y Directivos de Ecopetrol e Investigadores de Fedesarrollo.Octubre 25,1990. Bogota.

Ecopetrol (1990). Plan de Ajuste Dinamico. Direccion de Planeacion Corporativa. Bogota.

Ecopetrol (1986) Informe Anual de Actividades 1986. Bogota

Ecopetrol (1987) Informe Anual de Actividades 1987. Bogota

Ecopetrol (1988) Informe Anual de Actividades 1988. Bogota

Ecopetrol (1989) Informe Anual de Actividades 1989. Bogota

Ecopetrol. (1987) Abastecimiento de Productos Blancos en Colombia (1988-2000). Bogota.

EPA (1980) "Final Environmental Impact Assessment, Alaska Petrochemical Facility, Valdez. Epa Ak 800285 F, EE.UU.

EPA (1983) "Environmental Assessment of Construction Grant Projects". EE.UU.

EPA Environmental Protection Agency (1978) Proposed Guidelines for Carcinogenic Risk Assessment. FRL2706-4 CFR 49 (227)

Estevez y Plazas, 1990. Programa de Conservacion Ambiental de HOCOL en San Francisco (Huila). Memorias del Congreso de Petroleos. Bogota.

Favre (1990) Technologies and Cost Cutting in the Hydrocarbons Industry. Institut Francais du Petrole. IFP Department of Economics en Memorias del Foro Necesidades Tecnologicas del Sector Petrolero Colombiano en la Decada de los Noventa.. Instituto Colombiano del Petroleo. Bucaramanga.

Ferguson J y Purchase N. (1987). "The Analysis and Levels of Lead in Human Teeth: A Review". Environmental Pollution 46. Pag 11-46.

Fjeldgaard, Kjeld (1990) Steep Learning Curve for Horizontal Wells. Journal Of Exploration and Production Technology International. 1990. pp. 37-41

Forbes, Naushad (1989) International Technology Transfer for Industrial Development. Journal Of Technology Studies. Techne. Volume III. Spring 1989, VTSS. Stanford University.

Frances, Peter Ed.(1988). Biodiversity. Washington D.C.

Ghertman, M. (1984) Decision Making in Multinational Enterprises: Concepts and Research Approaches. Working Paper No 31 International Labor Organization,. Geneva.

Goldenberg, Johanson, Reddy, Williams (1988) Energy for a Sustainable World. Wiley. Eastern Limited.

Harrison, Peter and Rothschild, Henri. " Environmental Impact Assessment of Frontier Oil and Gas Development in Canada". Environmental Impact Assessment Review. Vol 4. No. 3-4, Dec 1983. Pag. 509- 522.

Hirji y Ortolano (1990) Institutionalizing EIA in Kenya. Department of Civil Engineering. Stanford University.

Hirst E. (1986). "Demand-Side Management" . Ambio, Vol.14 . No.4-5.

Instituto Colombiano del Petroleo ICP (1990a) El Nuevo Enfoque del ICP. Guatiguará

Instituto Colombiano del Petroleo ICP (1990b) Informe Anual de Actividades. Guatiguará, Piedecuesta, Santander.

Jeffrey (1988) Economics and Biological Diversity en Frances, Peter Editor Biodiversity. Washington D.C.

Khurana, A. y Chilton, S. (1990) Essos's Answer to the Marginal Field. Journal Of Exploration and Production Technology International. 1990. pp.110-115.

Leonard J. (1982) Environmental Regulations, Multinational Corporations and Industrial Development in the 1980s.

Leonard, H.F. and D. Morell (1981), "Emergence of Environmental Concern in Developing Countries: A Political Perspective". Stanford Journal of International Law. Stanford.

Lind, Terje. "The Environmental Impact Assessment Process and Offshore Oil and Gas Exploration and Production in Norway." *Environmental Impact Assessment Review*. Vol 4. No. 3-4. Dec 1983. Pag. 457-472.

Lippmann M.(1990) "Lead and Human Health: Background and Recent Findings" *Environmental Research* 51, Pag 1- 24.

Lovins A. (1989). "Energy, People and Industrialization". *Proceedings of The Hoover Institution Conference Demography and Natural Resources*. Stanford University. Stanford.

Maidique and Burleman (1987) Strategic Management of Technology and Innovation. Irwin, Homewood.

Maidique, M. and Zirger, B. (1985) The New Product Learning Cycle. Research Policy. December 1985.

Mansfield (1979)Some Recenty Empirical Studies Concerning the International Transfer of Technology. *Portfolio: International Economic Perspectives*. Vol 6, No 3

March and Simon (1958) Organizations. Wiley, New York.

March, James (1988) " A Chronicle of Speculations About Organizational Decision Making" In March, J. (ed) Decisions and Organizations. Blackwell, New York.

McGinn (1990) *Technology Development*. Pergamon.

McGinn, Robert (1990) *Science, Technology and Society: An introduction to the Field*, Prentice Hall, Englewood Cliffs.

Meehan, Brian.(1983) "EIA Requirements and Oil and Gas Development in the Republic of the Ireland". *Environmental Impact Assessment Review*. Vol 4. No. 3-4 , Dec 1983. Pag. 509-522.

Mejia, Millan y Perry, (1982) *Estudio Nacional; de Energia*, Departamento Nacional de Planeacion. Bogota.

Mejia, Millan y Perry, (1985) *Estudio Nacional de Aguas*. Departamento Nacional de Planeacion. Bogota.

Mellde R, Maasing I, Johansson T. (1989) "Advanced Automotiva Engines for Fuel Economy, Low Emissions, and Multifuel Capability". *Annual Review Energy* 14: 425-44.

Moncada J. (1987) . *Estudio Teorico de Catalizadores Empleados para el Control de las Emisiones de Vehiculos Automotores* . Tesis de Grado, Facultad de Ingenieria Quimica, U. Nacional de Colombia.

Mowell R. y Peters B. *Breaking New Ground in Deepwater Drilling*. *Journal Of Exploration nad Production Technology International*. 1990. pp. 107-109.

Myers, Norman (1988) Threatened Biotas : "Hot Spots" in Tropical Forests. *The Environmentalist*. Vol 8, No. 3.

Naciones Unidas (1988) *Transnational Corporations and Technology Transfer: Effects and Policy Issues*. United Nations . New York.

Naciones Unidas (1989) Transnational Corporations in World Development. United Nations. New York.

Naciones Unidas Development Program (1981) Diagnostico sobre el Manejo de la Variable Ambiental en los Procesos de Planificacion. DNP. Bogota.

Naciones Unidas Economic and Social Commission for Asia and the Pacific (1988). Transnational Corporations and Environmental Management in Selected Asian and Pacific Developing Countries. Escap/ UNCTC Publication Series B. No. 13. ESCAP/UNCTC.

Naciones Unidas Economic Comission for Latin America (1979) Water Mangement and Environment in Latin America. Pergamon Press. Oxford, New York.

Office of Technology Assessment, U.S. Congress (1984) Valuing Biodiversity. US printing Office. Washington D.C.

Orjuela (1989) Plan de Manejo Ambiental Cano-Limon Asociacion Cravo Norte. en Colombia: Gestion Ambiental para el Desarrollo. en Blanco Ed. Gestion Ambiental en Colombia. Bogota. 1989.

Park E.Y (1979) Multinationals Corporations and Technology Transfer: The Case of Korea. Korea Development Review, Vol1, No.4

Perrow, Charles (1970) "Departmental Power and Perspectives in Industrial Firms." In Zald, Mayer (ed.) Power in Organizations pp-59-89. Vanderlbit University Press. Nashville, TN.

Pfeffer, Jeffrey (1981) Power in Organizations. Pitman, Marshfield.

Pfeffer, Jeffrey and Salancik, Gerald(1978) The External Control of Organizations. Harper and Row Publishers, New York.

PNUD (1982). Incorporacion de la Dimension Ambiental en los Procesos de Planificacion Colombianos, Departamento Nacional de Planeacion. Bogota.;

Purdie, Jim (1990) Price and Innovation- A Look to the Future" Journal Of Exploration nad Production Technology International.

Raynal B. (1987). "Moteurs Thermiques et Pollution Atmospherique" Institut Francais du Petrole, pag 1-8

Reddy A. y Goldenberg (1990) Energy for the Developing World. Scientif American. Volume 263, #3. New York..

Repetto, Magrath, Wells, Beer, Rossini. (1989) Wasting Assets: Natural Resources in the National Income Accounts. World Resources Institute. Washington. D.C.

Rosenberg, Nathan (1982) "The International Transfer of Technology: Past and Present" en North and South Technology Transfer: The Adjustment Ahead (OECD, Paris:1982).

Sarmiento (1990) Trtaamiento de Ahuas residuales y Disposicion de Residuos Peligros en Cano Limon. Memorias del II Congreso de Seguridad Industrial. de la industria Petrolera Colombiana. Bogota.

Scov (1990) El Rol del Ingeniero de Petroleos en la Decada de los Noventa. Memorias del Congreso de Petroleos. Bogota.

Sheridan p. Waugh (1990). Management of Research and Development. PetroCanda R&D. Calgary. Canada.

Smith, Martin (1986) A Contingency View of Corporate Environmental Auditing and Implications for Public Policy. Ph.D. Thesis. University of North Carolina, Chapell Hill.

Soussan J, 1988. Primary Resources and Energy in the Third World Rotledge, London.

Stedman, Bruce. "Expand and Accelerate: Offshore Oil and Gas leasing and the EIA process". Environmental Impact Assessment Review. Vol 4. No. 3-4, Dec 1983. Pag 287-335.

Swisher J. (1985). " Measured Performance of Passive Solar Buildings" . Annual Review Energy 10: 201- 216

Universidad Nacional, Evaluación de los Contratos de Asociación Petrolera, CID, Julio de 1990.

Van Meurs, P. (1988)"Financial and fiscal arrangements for petroleum development -- an economic analysis", , en Petroleum Investment Policies, Beredjick, N. y Walde, T, editors; Graham and Trotman.

Vina G.(1990) Control de Derrames de Petroleo en el Oleoducto Cano Limon-Covenas.Memorias del II Congreso de Seguridad Industrial. de la industria Petrolera Colombiana. Bogota.

Walsh M. (1986). Motor Vehicle Emissions Control Technology Transfer To Developing Countries . Proceedings 79th Annual Meeting of the Air Pollution Control Association.

Williams, R. (1989) ."The Prospects for Renewable Energy on a Large Scale" .Proceeding of the Meeting of the High Level Expert Group on Ecology and Energy Options, Montreal, Canada.

World Bank (1974), Environmental, Health amd Human Ecological Considerations in Economic Projects, Washington, D.C.

World Comission on Environment and Development. (1988). Our Common Future. Oxford, England.

Yeager B. (1987) Wated Energy : A Report on the Reagan Administration's Energy Program National Audubon Society .