

FORO
NACIONAL
PETROLERO



9861
fo

Bogotá, noviembre de 1961

338.20986L
F727Fo
E.L

UNIVERSIDAD
de la
Córdoba
Bogotá
INSTITUTO DE MINAS Y ENERGIA

F O R O

NACIONAL

PETROLERO

ABR

Bogotá, noviembre 16, 17 y 18 de 1989

FOR THE
JOURNAL
FRUITS

Journal of the International Society for Horticultural Science

El presente documento consigna las distintas exposiciones de los funcionarios de ECOPETROL que intervinieron en representación de la Administración en el Foro Petrolero convenido con la Unión Sindical Obrera durante la Convención Colectiva 1989-1990.

Conviene precisar las circunstancias y los propósitos que animaron la realización de este Foro y del llamado Foro del Congreso, que le precedió, para que la opinión entienda cabalmente este importante acontecimiento de las relaciones obrero-patronales en la mayor Empresa de Colombia.

La Unión Sindical Obrera llevó a la mesa de negociaciones una serie de peticiones de índole claramente político, por cuanto hacían referencia a la capacidad del Estado para definir las formas de realizar determinadas actividades económicas y propugnaban por la nacionalización y la "ecopetrolización" del conjunto de la actividad petrolera.

Para facilitar el avance de la negociación puramente laboral y con el claro convencimiento de que la política petrolera saldría fortalecida y consolidada de un debate público, en el cual la Nación tomará una mejor conciencia de este trascendental aspecto de su organización económico-política, la administración propuso y pactó con la USO la celebración de un amplio foro.

Los eventos que se sucedieron luego y las vicisitudes padecidas como consecuencia de las acciones guerrilleras del ELN, están plasmadas en mis intervenciones transcritas en los documentos tanto del Foro del Congreso como el del Hotel Tequendama.

Dado que en el Foro del Congreso las presentaciones estuvieron a cargo de todas las personalidades políticas y técnicas que desearon intervenir, en el del Tequendama, la Empresa dejó en libertad a la USO para distribuir los espacios y sus expositores en la forma que mejor les pareciese de otro lado, optó por presentar en forma coherente y ordenada la política petrolera y la realidad de ECOPETROL por intermedio de los funcionarios de la Empresa, sin participación alguna de personalidades externas, con excepción de los conferencistas invitados.

En este volumen se compendian en forma integral esas exposiciones que corresponden al esfuerzo de unos funcionarios que por vocación y formación no participan del debate político y orientan su actividad al campo técnico y administrativo. Para ellos, mis sinceros agradecimientos.

Conviene finalmente reflexionar un poco sobre la conveniencia, la oportunidad y el significado de estos Foros:

Pasado el tiempo, no vacilo en concluir que el resultado de los Foros fue positivo en el sentido de que permitió que la opinión pública conociese a fondo los aspectos relacionados con la política petrolera y desmitificó los criterios para juzgarla. De hoy en adelante el país estará más atento al éxito y al ritmo de la política exploratoria, al desempeño económico de ECOPETROL, al crecimiento de sus costos, a su política laboral, a sus

transferencias al Estado y a sus relaciones con el capital extranjero. Todo esto es muy halagueño.

Con posterioridad a los Foros, el Gobierno precisó las modificaciones a los contratos de asociación que fueron anunciadas en el primero de ellos, luego de un proceso de asimilación y decantación de ideas que le auguran éxitos a estas nuevas políticas. Esto también es muy positivo.

Fue sin embargo infortunado desde todo punto de vista lo que podríamos llamar "contaminación de los foros" con acciones terroristas y con presiones de muy diversa índole. Ese ingrediente crea un serio interrogante sobre la viabilidad de este tipo de encuentros democráticos en el futuro, por cuanto su realización misma, sin hablar de cualquier cambio que se piense introducir a las políticas, podrían interpretarse como una concesión a acciones de hecho que el país está en mora de desterrar completamente de su acontecer político. Es deseable que eventos de esta clase sean manejados exclusivamente por ECOPETROL y la USO, sin que fuerzas extrañas a la Empresa se sientan con el derecho de intervenir en la forma en que asuntos relacionados con la política petrolera vayan a ser tratados. En esta forma podremos seguir avanzando sin sobresaltos en el proceso de democratización de las relaciones obrero-patronales en ECOPETROL, del cual el Foro de Política Petrolera del Hotel Tequendama es una muestra.

ANDRES RESTREPO LONDOÑO
Presidente de ECOPETROL

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

Intervención del Doctor Andrés Restrepo Londoño, Presidente de ECOPEPETROL, en la inauguración del Foro Nacional Petrolero.

Nos reúne hoy una especialísima ocasión, única en la historia de las relaciones laborales en la Empresa Colombiana de Petróleos. Durante la negociación colectiva y ante las reivindicaciones de carácter político de la Unión Sindical Obrera, creímos conveniente exponer, de cara al país, los distintos elementos que conforman la realidad de la política petrolera. Circunstancias lamentables hicieron adverso el momento para cumplir con ese propósito, lo que dió lugar a que algunos pretendieran confundir la negativa del Gobierno a proceder de inmediato con el cumplimiento del compromiso convencional, y con la causa de los deplorables atentados que han perjudicado el desarrollo de la industria petrolera nacional.

Propició entonces el Gobierno la realización de un amplio Foro acogido y promovido por el Senado de la República, en el cual manifestamos que no obstante el amplio espectro democrático y la completa libertad de presentar sus tesis que se brindó a todos los que en él hicieron parte, deseábamos la realización de este nuevo evento, para que no quede duda sobre la transparencia con que el Gobierno lleva a cabo el manejo de su política petrolera.

Acá estamos pues convocados para discutir en el mejor de los ánimos democráticos, los fundamentos de uno de los más sólidos andamiajes de la política económica, construidos paso a paso, con mesura y sin dogmatismos por quienes en el pasado desde la Presidencia de la República, el Ministerio de Minas y Energía y la Presidencia de Ecopetrol han tenido a su cargo la pesada responsabilidad de encontrar el equilibrio que conduce

a una sana estrategia para poner el recurso petrolífero al servicio de todos los colombianos.

En el pasado Foro del Congreso, el Gobierno, a través de la señora Ministra de Minas y Energía, expuso con claridad y en toda extensión la política petrolera, presentación que fue enfatizada en algunos aspectos en la intervención que realicé como Presidente de Ecopetrol. Los documentos del anterior Foro están a disposición. La Unión Sindical Obrera por su parte, dispondrá al inicio del primer día de deliberaciones, es decir en el día de mañana, de un espacio de tiempo suficiente para presentar su ponencia central.

Dado que en el evento anterior las presentaciones se hicieron sin obedecer a temáticas predeterminadas, por parte de quienes en él intervinieron y que la opinión de todos los expositores que respaldaron la política, lo mismo que las contrarias, pudieron conocerse a medida que se sucedían sin ninguna limitación, hemos pensado, por parte del Gobierno, que las presentaciones de este evento sean lo más técnicas posibles. De esta forma, creemos contribuir de la mejor manera al conocimiento público. Es por esto que en este Foro la presentación temática y ordenada de los diferentes asuntos estará a cargo directo de los altos ejecutivos de Ecopetrol sin apelar al apoyo de personalidades políticas o académicas, por más importante que su contribución nos pudiera parecer. En el espacio de tiempo, reservado a la Unión Sindical Obrera, sus representantes han decidido invitar a quienes ellos han querido en respaldo de sus tesis. Bienvenidos todos los

expositores que deseen contribuir con lealtad y honestidad intelectual a este evento.

Hemos convenido que este sea un Foro de sana confrontación de tesis, sin que se pretenda, al término del mismo, sacar conclusiones de consenso. La opinión se forma a través de la ilustración objetiva de los diferentes asuntos y las decisiones de quienes hoy y mañana estemos o estaremos al frente de la responsabilidad petrolera colombiana se nutrirán ciertamente de lo que en este Foro se dilucide.

Creo firmemente que todos los colombianos de bien tenemos la responsabilidad de erradicar la violencia y las vías de hecho de nuestro territorio, y en este crucial objetivo no puede existir discrepancia alguna entre los representantes de los trabajadores sindicalizados y los otros trabajadores de la Empresa que con mayores o menores funciones políticas, técnicas o administrativas contribuimos a su desarrollo. El compromiso con Colombia, con su democracia, no admite matices y todos al unísono estamos obligados a rechazar toda violencia que pretenda imponer sus criterios por la vía de las armas.

No obstante que como lo expresé el Gobierno ya fijó los lineamientos de la política petrolera, creo necesario consignar en pocas palabras los criterios marcos de la actuación de Ecopetrol.

1. El Gobierno concibe la política desde un ángulo macro-económico, por tal razón la actividad de Ecopetrol no se circunscribe como en las empresas privadas a maximizar sus beneficios y su crecimiento interno. Ecopetrol recibe del Estado el más valioso de sus recursos naturales para ponerlo al servicio de todos los colombianos.

Sus planes y programas deben conciliar necesariamente el interés general traducido en escuelas, hospitales, vías, etc., con los propósitos puramente empresariales.

2. Ecopetrol debe ser eficiente y flexible en el mayor grado para adaptarse a las circunstancias propias de una actividad que es discontinua en el tiempo y en el espacio.
3. El recurso petrolífero es de propiedad de la Nación y ésta participa del mismo a través de la regalías a las regiones productoras. No es la Empresa Colombiana de Petróleos la llamada a determinar cómo reparte los beneficios que pertenecen por definición al conjunto de los nacionales. Es el Estado, a través de sus más altos órganos de decisión emanados de las instancias democráticas, quien debe en última instancia decidir.
4. El Gobierno es consciente del inmenso potencial de desarrollo que le genera la actividad petrolera. Los programas emprendidos por la Empresa Colombiana de Petróleos se analizan y promueven en función de su productividad y beneficio social y cuentan con más amplio respaldo.
5. La política petrolera actual, con las modificaciones anunciadas, responde adecuadamente a las circunstancias de tiempo y lugar, pero no es una estructura rígida que no pueda ser adaptada y perfeccionada en función de hechos objetivos o de mejores conceptualizaciones. Es la más trascendental de nuestras políticas y con la responsabilidad que ello entraña, este Gobierno escucha y observa con sumo interés lo que acá se propaga.

Refinación y Transporte

Dr. Enrique Amorocho.

Vicepresidente de Refinación
y Transporte.

REFINACION Y TRANSPORTE

Presento disculpas por incluir en esta presentación algunas generalidades sobre la refinación del petróleo, conocidas ampliamente por la mayoría de ustedes, pero que considero necesario expresarlas para una mayor claridad del tema.

REFINACION DE PETROLEO

Generalidades

Su objetivo más amplio es procesar petróleo crudo o reconstituído para obtener combustibles, bases lubricantes, y otros productos energéticos. Su función es cuádruple:

- Separa físicamente los distintos componentes del crudo por medio de la destilación.
- Transforma químicamente algunos componentes del crudo en otros más valiosos.
- Trata o purifica mezclas de hidrocarburos ya sea para removerles impurezas no deseadas o para reorganizar algunas moléculas con el fin de preparar isómeros económicamente más valiosos de los mismos hidrocarburos; y
- Mezcla componentes diversos para obtener productos de determinadas especificaciones.

La menor o mayor inclusión de estas funciones determinan su complejidad, esto es, la variedad de los procesos que utilice y la de los productos finales que produzca, miden la complejidad de una refinería.

VER GRAFICO No. 1.

En los comienzos de la industria del petróleo, la destilación fue el único proceso disponible para obtener los escasos productos, en tal forma que la proporción de las distintas fracciones resultantes, así como su composición, estaban predeterminadas exclusivamente por el tipo de crudo utilizado. (VER GRAFICO No. 2). Hoy en día, en las refinerías de complejidad mayor a las simples, la destilación sigue siendo la operación fundamental, pero se utilizan otros procesos, físicos y químicos, que transforman los hidrocarburos presentes en el crudo: por ejemplo, mediante algunos procesos incrementan el rendimiento de fracciones más livianas de cortes medios o más pesados, con otros procesos recombinan hidrocarburos gaseosos a formas de moléculas más pesadas de tipo similar al correspondiente al rango de destilación de la gasolina motor, e igualmente incluyen facilidades para tratar los productos y poderlos entregar dentro de las especificaciones correspondientes a la calidad determinada.

Como el cuadro de demanda de derivados del petróleo de una región puede diferir del de otras, sus esquemas de refinación varían igualmente, tanto por ser diferente su demanda como por el tipo de crudo que procese. Por lo tanto, un crudo puede ser de especial interés para una refinería (y no serlo para otra) debido al tipo de unidades de proceso que tenga y al cuadro de demanda de productos que desee cubrir. (VER GRAFICO No. 3). Se pueden distinguir, por ejemplo, los esquemas de refinación de América del Norte, por su alta demanda de

gasolina motor, en comparación con los de Europa Occidental que tienen mayor utilización de combustible diesel. Esta variación determina que con mercados diferentes, las refinerías difieren en sus esquemas de refinación, y por consiguiente los costos de operación son diferentes y desde luego sus economías.

La refinación en el mundo

La refinación de petróleo se empieza a desarrollar hacia la segunda mitad del siglo pasado, para extraer productos que hoy en día son los menos valiosos; así por ejemplo se extraía el queroseno y el fuel oil residual, desafiándose la nafta por el peligro que entrañaba su manejo. El desarrollo de los motores a explosión y de las turbinas, así como el uso de otras fracciones, valorizaron los derivados dedicados al transporte y a la industria, requiriéndose de nuevos procesos para poder absorber el mayor crecimiento de algunas fracciones. Basta mencionar que hacia 1912 había en Estados Unidos cerca de un millón de automóviles y ante la necesidad de un mayor porcentaje de gasolina del crudo resultó la primera patente de craqueo térmico en 1913, año en el cual igualmente empiezan a aparecer las estaciones de servicio en todo su territorio. En 1921 la cifra del millón de automóviles había crecido a diez millones, e igualmente había crecido la capacidad y complejidad en la refinación.

El auge de la refinación moderna se inicia a finales de la Segunda Guerra Mundial. (VER GRAFICO No. 4). En el período 1950-1973 la capacidad de refinación se multiplicó prácticamente por 5 al pasar de 13 millones de barriles diarios a 64 millones, lo cual significó un crecimiento de alrededor del 7% anual. Este crecimiento se mantuvo hasta comienzos de la presente década, alcanzando un nivel de capacidad instalada de 82 millones de barriles diarios. Para este mismo año la carga de crudo en las refinerías totalizó 59.4 millones de barriles por día.

Con la caída de la demanda se hace más evidente que la refinación sufre de una seria y potencialmente crónica sobrecapacidad instalada, y la industria responde reduciéndola aproximadamente 12% entre 1980 y 1989. (VER GRAFICO No. 5). Este descenso se presenta en Norteamérica (de 21 a 17 1/2 millones), en Europa (de 20.2 a 14 1/2 millones), y en América Latina (por las refinerías de re-exportación). Estados Unidos pasó de 311 refinerías en 1980 a 193 en 1989. (VER GRAFICO No. 6). A su vez la Comunidad Europea redujo sus 141 refinerías que tenía en 1980 a 94 a finales del año pasado. Aruba y Curazao sufren el cierre de sus instalaciones.

Las cargas de crudo en las refinerías del mundo en los años recientes no han vuelto a alcanzar el nivel de 1979. Veamos: mientras esta carga fue de 57.9 millones de barriles por día en 1977 y subió a 61.4 millones en 1979, el descenso a partir de este último año llega a 54.0 millones en 1983 y se recupera lentamente para estar en 1987 en los 57.0 millones de barriles diarios. Una primera conclusión, evidente por sí misma, es la de evitar la sobrecapacidad instalada. (VER GRAFICO No. 7).

Los cambios significativos sufridos en los últimos años se deben a la declinación de la demanda de petróleo por motivo del exagerado aumento de los precios que llevó a sustituciones importantes, y principalmente a la alteración en el cuadro de esa demanda, que ha obligado a reestructurar y a racionalizar la refinación. (VER GRAFICO No. 8) por ejemplo, la demanda de fuel oil residual que en 1973 era de un 32% se ha reducido a un escaso 20% actualmente; la búsqueda de una eficiencia mayor en el rendimiento de la gasolina motor ha forzado a construir motores con mayor relación de compresión los cuales requieren un mayor octanaje. (VER GRAFICOS Nos. 9 y 10).

La demanda del barril ha llegado a ser "más blanca". (VER GRAFICO No. 11) La comunidad Europea, por ejemplo, en sus refinerías complejas, pasó de 55 unidades en 1980 que

cubrían el 57% de la capacidad refinadora, a 58 en 1988 con un cubrimiento del 78% de la capacidad de refinación. (VER GRAFICO No. 12).

Es conveniente recordar que las refinerías en Estados Unidos, por razón de la alta demanda de gasolina motor, tenían incorporadas más unidades de conversión que les permitían producir altos volúmenes de productos blancos e importar el faltante de fuel oil residual. Además, con el recorte de su capacidad de refinación de esta década, subió el promedio de 56.592 barriles diarios por refinería en 1980 a 77.720 en 1989 "descartando" refinerías de baja capacidad.

A la situación anterior se suma el debate sobre la energía y el medio ambiente, con énfasis en la reducción de las emisiones de hidrocarburos, la toxicidad de algunos compuestos y el efecto del contenido de azufre de los derivados del petróleo en la llamada lluvia ácida. (VER GRAFICO No. 13) A estos factores se debe agregar el inestable margen económico en la actividad de refinación y la presencia cada vez más activa de algunos países de la OPEP en la industria, así como el cambio en la propiedad de las instalaciones.

Razón tenía en Dr. Subroto, Secretario General de la OPEP, cuando decía a diez semanas de comenzar la nueva década, en la pasada Conferencia Internacional sobre Mercado del Petróleo y Gas Natural, celebrada en Calgary: "Todos nosotros estamos familiarizados con lo turbuente del mercado en la mayor parte de los ochentas y algunos de ustedes pueden estar tan ansiosos como yo de librarnos de esta penosa década tan pronto como sea posible".

Aspectos económicos

Es conocido que en los últimos años el precio del petróleo ha variado considerablemente. Por ejemplo en la presente década ha fluctuado entre US\$ 10 por barril a mediados de 1986 hasta cerca de US\$ 35 por barril en 1981. (VER GRAFICO No. 14) Valga

la aclaración de la inexistencia de un **precio internacional del crudo** pues si en el pasado, cuando la OPEP mantuvo el control del mercado internacional, se tuvieron algunos crudos "marcadores", actualmente ese número ha crecido, y para cada caso es preciso distinguir si los precios corresponden a valor de precio fijo de las ventas a plazo, de mercado "spot" o del creciente mercado de futuros. La variación en el precio del crudo lleva igualmente a fluctuaciones en los precios de los derivados pero no en forma paralela, pues el comportamiento de estos últimos obedece igualmente a otras consideraciones del mercado tales como la calidad de los productos, y lo cíclico de ciertas demandas por las estaciones en los países no tropicales, así como la participación de los gobiernos a través de los impuestos. (VER GRAFICO No. 15).

Miremos un poco a la economía del negocio de la refinación: en el léxico petrolero se conoce como "net back" de un crudo al valor teórico que se obtiene al refinarlo en un esquema dado. Se calcula el "net-back" al determinar los ingresos por la venta de los productos usando los precios "spot" del mercado, aplicados al rendimiento obtenido del crudo refinado en una refinería imaginaria. A estos ingresos se le deducen los costos de refinación y de los fletes. Por lo tanto el "net-back" de un crudo depende tanto del crudo en sí mismo (por la calidad del crudo y su ubicación geográfica con respecto a la refinería), como también por el precio de los productos en el mercado del área en cuestión, y de los costos de refinación (que dependen de la complejidad o simplicidad del proceso).

Si a este "net-back" se le resta el precio del crudo ya sea sobre la base "spot" o de precio fijo, o de mercado de futuros, se obtiene lo que se denomina margen de refinación. Si se usan costos incrementales, al margen obtenido se le denomina igualmente margen incremental.

De acuerdo con lo anterior para un mismo crudo se tienen valores diferentes de margen de refinación según se calculen con los datos

de cada mercado. Generalmente se distinguen como mercados principales los de la Costa del Golfo de los Estados Unidos (mercado bastante aplicable para el caso colombiano), el de la costa oeste de los Estados Unidos, el de Rotterdam en Europa y el de Singapur en el Pacífico.

Salomón Brothers Inc. recientemente hizo un estudio sobre la rentabilidad de la refinación y la distribución de refinados, (VER GRAFICO No. 16) analizando los resultados económicos de 21 compañías petroleras en los últimos cinco años. Estas firmas poseen el 80% de la capacidad instalada de refinación y el 85% de la capacidad de conversión en los Estados Unidos, y sus operaciones alcanzan el 40% de la capacidad de refinación del denominado mundo libre. El estudio confirma lo variable de la rentabilidad de estas actividades y las ventajas de la integración y de la sofisticación del proceso. (VER GRAFICOS Nos. 17 y 18). En el período analizado se muestran dos años buenos (1986 y 1988), un año malo (1984) y dos años regulares (1985 y 1987). En conjunto las compañías alcanzaron un promedio de rentabilidad de 7% en dólares, después de impuestos, rentabilidad calculada sobre los activos comprometidos en tales actividades.

Para confirmar aún más lo volátil del margen de refinación, recordemos el reciente disparo de los precios internacionales de la gasolina motor, cuando se unieron a los efectos en la reducción del RVP en los Estados Unidos, la época de demanda creciente por la proximidad del verano, y el accidente de la Exxon en Puerto Valdés: En los meses de abril y mayo pasados el diferencial entre el precio del crudo ANS y la gasolina motor regular en el Golfo fue en promedio algo superior a US\$ 10.00 por barril, cuando en los primeros días de este mes de noviembre el mismo diferencial ya se había estabilizado en el promedio de US\$ 4.00 por barril al desaparecer los factores perturbadores del mercado que habían incidido en su seria alteración.

Esta situación de volatilidad en el margen de refinación la ha utilizado ECOPETROL buscando el mejor beneficio económico para la empresa. Desde la década pasada, cuando el país importaba petróleo, e igualmente tuvo que importar derivados, orientó su refinación para tener que importar un solo producto y buscó las ventajas tanto de las compras por contrato de suministro regular, como las del mercado "spot". Igualmente, antes y después de ampliar su capacidad de refinación en Cartagena en 1983, periódicamente hacia el estudio de qué era más económico en carga incremental: si procesar más crudo o importar más gasolina motor. Si se observan las estadísticas de refinación nacional, se confirma que durante varios años resultó más económico importar derivados a pesar de tener capacidad de carga remanente. Así mismo, ECOPETROL llegó a procesar crudos reconstituidos con gasóleos de vacío y atmosféricos importados. Citemos algunos párrafos de los Informes Anuales de ECOPETROL de esta época de importación simultánea de crudo y derivados:

Informe Anual 1979, página 22:

"Fue más económica la importación de gasolina motor que la del petróleo en el mercado ocasional".

Informe Anual de 1980, página 27:

"En 1980 la Refinería de Cartagena pudo haber procesado crudo adicional; sin embargo, fue más económico adquirir gasolina motor en el mercado internacional, debido a los altos precios relativos del crudo importado.

"...resultó más económica para ECOPE-TROL la importación de gasóleos, con los cuales se aumentó el factor de capacidad de las unidades de Ruptura Catalítica, y se sustituyó parcialmente la importación de gasolina y ACPM"

(VER GRAFICO No. 19).

Informe anual de 1982, Página 12:

"Igual que en años anteriores, continuaron los incentivos económicos para importar gasolina motor y derivados, en lugar de elaborarlos mediante el procesamiento de cantida-

des incrementales de crudo importado en las refinerías nacionales.

"Por esta razón, aunque la capacidad de diseño de las refinerías colombianas se acercaba a los 200.000 barriles diarios, la carga total durante 1982 únicamente contabilizó 165.100 barriles diarios, inferior en 3.6% a los 171.000 barriles diarios procesados durante 1981".

Informe Anual de 1984, página 16:

"Durante 1984 se procesaron en las refinerías de ECOPETROL 188.300 barriles diarios de crudo, que corresponden a un incremento del 1.5% sobre el nivel de carga del año 1983.

"Estos niveles de refinación corresponden a una programación que tiene como base el procesamiento de la totalidad del petróleo crudo nacional y de los volúmenes de crudos importados que económica y operativamente justifican su procesamiento en las refinerías colombianas.

"En la determinación de los volúmenes de crudos por importar se tuvieron en cuenta las condiciones del mercado internacional, en cuanto a precios y disponibilidad, resultando en algunos casos más conveniente importar un producto terminado como la gasolina motor".

De igual manera, desde cuando Colombia está exportando crudo Caño Limón, cada mes en el Comité de Suministros se analiza si para los volúmenes incrementales, después de llenar la necesidad básica de destilados medios del país, es más (VER GRAFICO No. 20) conveniente refinar un volumen adicional de crudo Caño Limón, o exportar ese volumen e importar el faltante de gasolina motor que el mismo produce en la Refinería de Cartagena. Así mismo, periódicamente se determina que tipo de crudo es más conveniente refinar en el país, y cuál o cuáles exportar de acuerdo con las condiciones del mercado internacional y de la economía global de refinación y transporte.

Como se observa, no es válido comparar el precio de exportación de crudo con el precio de importación de algún derivado en par-

ticular para con ello predicar a priori la bondad de construir una refinería y procesar el primero, sin antes hacer una análisis económico de todo el proceso. Así por ejemplo, no se puede afirmar que siempre es mal negocio exportar crudo e importar algún volumen faltante de gasolina. Por lo tanto, una segunda conclusión que podemos sacar es que no necesariamente la refinación es un buen negocio por sí sola, y que exportar crudo e importar gasolina sea una mala operación por definición, sino que depende de las condiciones del mercado.

(VER GRAFICO No. 21).

Salta a la vista que debido al alto valor de la inversión de una refinería compleja, su construcción es una decisión política en lo que tiene que ver sobre dónde se colocan los escasos recursos disponibles para un mejor aprovechamiento global, pero tal decisión tiene que estar soportada por un análisis juicioso de la economía del proyecto, unido al factor estratégico y a las ventajas sociales que conlleva.

Refinación en Colombia

Creo que nos podemos evitar contar el desarrollo histórico de la refinación en Colombia, suficientemente conocido por ustedes. Basta decir que el país ha venido creciendo en su capacidad de refinación no sólo como carga de crudo, sino también en la complejidad de sus operaciones; buscando más conversión para suplir la diferencia entre los rendimientos de nuestros crudos y la demanda de productos blancos.

Conviene citar como últimas etapas la construcción de la Unidad de Balance, que está celebrando en estos días los primeros diez años de operación, la expansión y aumento de la complejidad de la Refinería de Cartagena en 1983, la reciente expansión de la unidad de Orito, así como las actuales expansiones de las unidades de destilación combinada en Barrancabermeja, las próximas modernizaciones de las unidades de recobro de vapores, cambios y modernizacio-

nes en las "Cracking" Orthoflow, Demex y "Cracking" UOP del Complejo Industrial, la construcción de la planta de asfalto de Apiay próxima a entrar en servicio, y los proyectos sobre conservación ambiental en las dos refinerías mayores.

No obstante las expansiones y modernizaciones anteriores, en lo que se refiere a combustibles, el país importará en 1990 alrededor de 25 mil barriles diarios de gasolina motor y continuará exportando combustóleo en cuantía aproximada de 58 mil barriles diarios y un volumen menor de diesel fuel oil. (VER GRAFICO No. 22). De otra parte, se estima que en la década de los 90 la demanda de productos blancos crecerá a una tasa del 5% anual, lo cual significa que se tendría a finales de siglo un faltante aproximado a 110.000 barriles diarios.

Construcción de una nueva refinería

Ante la situación de oferta/demanda antes descrita, la administración de ECOPEPETROL, desde hace varios años, ha estudiado y presentado distintas estrategias para el adecuado abastecimiento del país en la década de los 90. A los estudios propios de ECOPEPETROL se añaden los contratados con firmas extranjeras de reconocido prestigio, el último de los cuales lo realizó la compañía Arthur D' Little, el cual confirma la recomendación de ECOPEPETROL de construir una nueva refinería en el centro del país.

Ya se ha presentado al Gobierno Nacional esta última recomendación a fin de obtener las aprobaciones pertinentes. (VER GRAFICO No. 23). El proyecto consiste en construir una refinería en el centro del país con una capacidad de 75.000 barriles diarios en un esquema de mediana conversión. Cuando la demanda así lo exija y dependiendo de la disponibilidad y calidades del crudo, se podrán adicionar procesos de alta conversión, lo mismo que expandir su capacidad de proceso. El monto estimado de inversión se ha calculado preliminarmente en Setecientos Sesenta Millones

de Dólares (US\$ 760.000.000) de 1989, cifra que incluye una partida menor para infraestructura de empalme a sistemas de transporte y una contingencia del 10%. Este valor de inversión es mayor que el estimativo de Arthur D'Little pues se ha incluido una partida para que cubra los factores de incertidumbre y contingencia no contemplados por la firma asesora. Es conveniente resaltar sin embargo, que sólo después de realizada la ingeniería básica del proyecto se podrá tener un estimativo de costos de mayor precisión.

El tamaño inicial es de 75.000 barriles por día el cual busca minimizar movimientos de destilados medios desde el centro del país hacia la costa, con destino a la exportación. (VER GRAFICO No. 24).

Deseo resaltar que la recomendación de construir la nueva refinería no obedece a la situación de que estemos exportando crudo, sino que claras razones de la economía particular del proyecto así lo justifican, unidas a otros factores de conveniencia. La ubicación geográfica del país con respecto al mercado internacional de crudo y de productos del área del Golfo, la disponibilidad de reservas nacionales de crudo suficientes para abastecer los requerimientos de refinación, y la existencia de crudos pesados cuya negociación en el mercado internacional no es muy factible, determinan que la (VER GRAFICO No. 25) rentabilidad del proyecto sea atractiva dentro de un margen de sensibilidades razonables al proyecto, a pesar de la incertidumbre de los precios internacionales de los hidrocarburos. Se agregan, igualmente, a la conveniencia económica de la construcción de la refinería, aspectos estratégicos nacionales, de seguridad en el suministro, de ahorro neto de divisas y ventajas de conveniencia social.

Para que la construcción de la nueva refinería irradie mayores beneficios en Colombia, se ha solicitado la máxima participación de la ingeniería e industria colombianas, para lo cual se ha venido trabajando en conjunto con FEDEMETAL en la determinación de la desagregación tecnológica. De otra parte, es

de gran importancia que esta refinería entre en servicio en 1994 para evitar otras inversiones en la red de transporte de productos y de puertos.

El éxito del proyecto no sólo en su etapa de construcción sino de operación dependerá del esfuerzo mancomunado de todos sus trabajadores: de directivos y convencionales, de la administración y de la USO, para que la refinería sea competitiva con respecto a otras alternativas de abastecimiento. Igualmente debe mantenerse un sano equilibrio entre la oportunidad para las firmas colombianas durante su construcción y el tiempo requerido para su puesta en marcha, a fin de evitar lucros cesantes que incidan en el costo del proyecto, y en la oportunidad de satisfacer la demanda del país.

(VER GRAFICO No. 24).

Quiero referirme al tipo de crudo que se ha previsto debe cargar esta refinería, pues se ha llegado a afirmar que deben ser crudos de ECOPETROL y no considerar los crudos pesados del Magdalena Medio. Reitero que la refinación como todo proceso industrial y comercial no subsidiado, debe ser económico per se. La ventaja competitiva de este proyecto, ante la variabilidad del margen de refinación, está precisamente en la posibilidad de procesar unos crudos pesados, de utilizar reservas que de otra forma sería muy difícil poderlas desarrollar para exportación, debido al sistema de transporte y al precio internacional. En la ecuación de utilidad de un negocio uno de los parámetros es el precio de la materia prima y obviamente el rendimiento de la misma. Todo depende del "net-back" y de las alternativas de exportación del crudo.

En el pasado, cuando ECOPETROL tuvo que importar petróleo, un buen esquema que utilizó, desde el punto de vista económico, fue incluir en la dieta de petróleo importado volúmenes de crudos pesados como el Bachaqueo y el Tía Juana, de gravedad API inferior a 14 grados. Igual análisis de costos y beneficios se hace actualmente cuando existen disponibilidades de exportación, no

sólo de crudos Caño Limón y Orito, sino obviamente de otros crudos asociados que se producen en el país. Por ejemplo, por razones de la parada de las unidades 2000 y 2100 del Complejo Industrial para su expansión en este año, se presentaban excedentes de crudo más pesado que el Caño Limón, y debido al precio esperado, el cual obviamente era inferior al del Caño Limón, las compañías asociadas prefirieron dejar de producir parte del volumen sobrante.

(VER GRAFICO No. 26).

Como regla general al procesarse crudo pesado, se tiene una menor producción de gasolina comparada con refinar crudos más livianos; sin embargo, no esperamos ser totalmente autosuficientes en todos los derivados del petróleo: para el caso de la gasolina motor el crecimiento de la demanda estará influenciado no sólo por el crecimiento de la economía, y el costo del producto, sino también por el uso del gas natural comprimidos en los vehículos y el cambio de parque automotor tanto por mejores rendimientos de los nuevos vehículos, como por los cambios de motor a gasolina a motor diesel de mejor rendimiento volumétrico. Igualmente, el proyecto no incluye esquema alguno para producción de bases lubricantes que el país actualmente importa, debido a la carencia de crudos parafinicos nacionales que ameriten tal proceso. Destaco sin embargo, que la nueva refinería presenta mejoras en la calidad de los productos, coincidentes con el planteamiento de la señora Ministra de Minas y Energía en el Fondo Petrolero del Congreso Nacional el día 7 de septiembre pasado; cito la parte pertinente de su exposición:

"ECOPETROL adelantará un programa de inversiones tendientes a mejorar algunos aspectos de calidad de los productos que inciden en la conservación del medio ambiente, entre ellos la gasolina".

Unidades de destilación o refinerías más complejas. Su propiedad

Otro aspecto importante de comentar al ha-

blar sobre refinación de petróleo en el país, es el referente al tamaño y propiedad de las refinerías que se necesita construir.

Tamaño y número

A lo largo de esta presentación he señalado la tendencia mundial que por razones tecnológicas y económicas lleva a desestimar las pequeñas plantas y las de baja conversión. Colombia también lo ha hecho: cerró las plantas (VER GRAFICO No 27) de La Dorada en 1981 y la de El Guamo en 1983. Esto no quiere decir que bajo ciertas circunstancias de localización y logística sea impropio tener estas plantas de destilación primaria para procesar bajos volúmenes de crudo y satisfacer una determinada demanda local con economías importantes por inversión y transporte. Así, mantenemos la operación de las plantas de Tibú y Orito y aún más, se ha expandido la capacidad de esta última. Sin embargo, los estudios económicos y estratégicos de reserva y exportación de crudos demuestran la inconveniencia de tener varias plantas que sustituyan globalmente a la refinería propuesta. O sea que la suma de varias refinerías pequeñas, por razones de economía de escala, tipos de procesos y calidad de productos, no pueden competir con la refinería central.

Quiero recordar acá la regla de los seis décimos utilizada para calcular como "estimativo dedo pulgar", la variación en el costo de inversión de una planta con respecto a su capacidad al construirse simultáneamente y en el mismo sitio dos unidades: El costo de inversión es proporcional a la capacidad elevada a la potencia 0.6.

Propiedad

Existen industriales interesados en importar refinerías paquete para procesar crudos de ECOPETROL y venderle algunos productos a la Empresa, exportando el resto. Tomando en consideración la estructura de precios y subsidios actualmente vigente en los

derivados del petróleo, no parece aconsejable tal operación, salvo que se desee el esquema de no riesgo industrial y se solicite una rentabilidad mediante el mecanismo de una maquila.

Sobre este particular y para terminar esta exposición en lo referente a refinación, cito a la señora Ministra de Minas y Energía en el Foro Petrolero del Congreso Nacional el pasado 7 de septiembre cuando sobre la materia dijo:

"Resulta aquí del caso observar que si en otras áreas petroleras se encuentran crudos pesados de difícil transporte y comercialización internacional, la posibilidad para su refinación cerca a los campos podría lograrse mediante la construcción de pequeñas refinerías.

"Por las razones antes anotadas de subsidios y precios controlados de los productos, compras de crudos nacionales, inestabilidad en los precios internacionales de los crudos y sus derivados, no se ve por ahora conveniente la presencia del sector privado en esta actividad de refinación, máxime si como se vislumbra, serían pequeñas unidades, que sólo tienen de atractivo una localización específica pero lejana de los grandes centros de consumo. La Junta Directiva de Ecopetrol, en febrero de 1987 manifestó:

"A la luz del manejo global de la política petrolera y en especial de los precios de compra de crudo y los regulados para la venta de hidrocarburos, no es conveniente que la operación de refinación la lleven a cabo particulares".

Lo anterior fija un criterio de conveniencia nacional, no obstante, que el Código de Petróleos estipula la libertad de refinación en el país se trata de una actividad vital para la economía, y, por lo mismo, continuará exclusivamente a cargo de nuestra Empresa estatal"

TRANSPORTE

El país ha utilizado como medio de transporte del gas natural, petróleo crudo y sus

derivados, distintos sistemas tales como tuberías, carrotanques, ferrocarril, barcasas y tanqueros (para los cabotajes), dependiendo de los volúmenes a mover, las distancias y la disponibilidad de recursos para invertir por parte de ECOPETROL.

La utilización del ferrocarril para transportar petróleo crudo fue suspendido por la ineficiencia del mismo, y reemplazado en unos casos por nuevos oleoductos y en otros por el uso de carrotanques. ECOPETROL apoyó aún con financiación el empleo de este medio de transporte, pero finalmente se rindió ante la evidente incapacidad de la empresa Ferrocarriles Nacionales.

La Empresa utiliza el sistema fluvial para mover hidrocarburos y soda cáustica entre Mamonal y el área de Barrancabermeja al igual que la mayor parte de su carga seca importada por Cartagena con destino a sus Distritos. Sobre la utilización de la infraestructura de transporte del Río Magdalena, el Gobierno Nacional ya manifestó su propósito de continuar haciéndolo como un medio para mantener esta arteria fundamental de la economía colombiana.

En lo que respecta a los cabotajes de crudo y productos, lamentablemente hemos tenido que realizar algunos de ellos, a pesar de existir alternativas más económicas: en el pasado debido a los atentados que sufrió el Oleoducto Caño Limón - Coveñas tuvimos que llevar algún volumen de crudo Orito para refinar en Cartagena; de otra parte, la baja rentabilidad del poliducto Barranquilla - Pozos Colorados, así como la prioridad en otras inversiones, nos ha obligado a mantener el cabotaje entre este puerto y Pozos Colorados. (VER GRAFICO No. 28).

El transporte masivo de crudo por carrotanque ha venido siendo reemplazado por oleo-

ductos cuando se justifica económicamente. Estos han sido construidos por ECOPETROL y por el sector privado. De la actividad reciente merece destacarse la entrada en operación del Oleoducto Central de los Llanos que permitió reducir el movimiento por carreteras de 23.000 barriles diarios de crudo, e incrementar la oferta de petróleo tanto para refinación interna con la expansión en Barrancabermeja y el proyecto de la nueva refinería, como para el mercado de exportación.

Merece mencionarse la construcción del nuevo oleoducto que va de Dina hasta Coveñas, dividido en dos sectores: el primero de Dina a Vasconia, acometido totalmente por el sector privado y el segundo que va de Vasconia a Coveñas y que recibe igualmente los excedentes del oleoducto Central de los Llanos y, eventualmente, el combustóleo sobrante de la nueva refinería del área central. En este último sector ECOPETROL participa con el 49% del capital de la sociedad como una medida para minimizar su inversión en el sistema. (VER GRAFICO No. 29)

Finalmente, al observar hechos recientes, parece conveniente sugerir la revisión de las disposiciones del Código de Petróleos sobre la rentabilidad de gasoductos, a fin de adaptarlas a una sana política de libre mercado. Hoy en día la interpretación de la norma conlleva a la eliminación del riesgo industrial y a que las eventuales ineficiencias del operador se trasladen automáticamente y totalmente al valor de las tarifas. La participación racional de entes diferentes a ECOPETROL en la construcción y operación de gasoductos le permite a la Empresa dedicar sus recursos a otras prioridades mayores, y a mantener su participación en el ciento por ciento de la red de poliductos del país. (VER GRAFICO No. 30).

GRAFICO No. 1
CRUDO ARABIAN LIGHT
34 API
% EN PESO

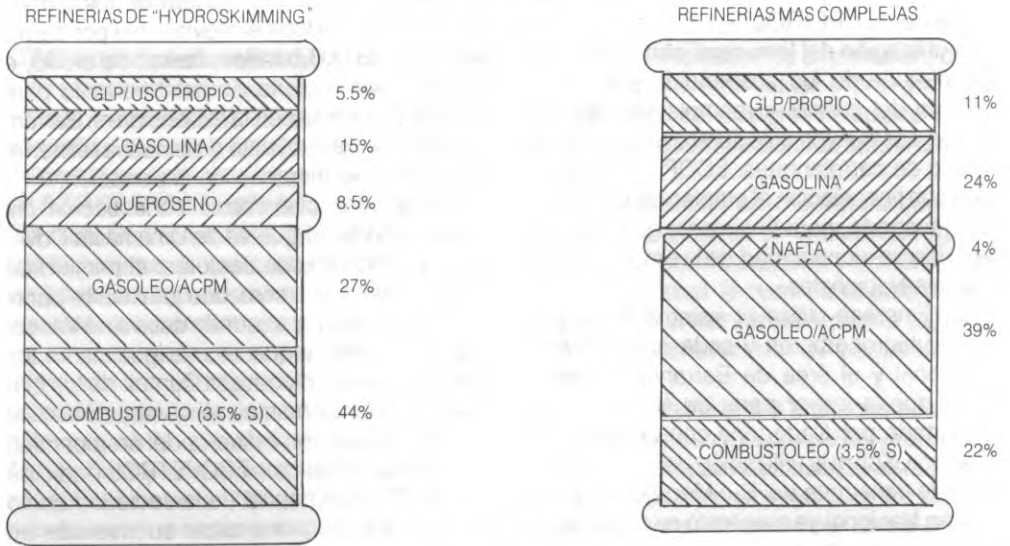


GRAFICO No. 2
EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS
ESQUEMAS DE REFINACION

Gasolina
 Destilados Medios
 Fondos/Fuel Oil

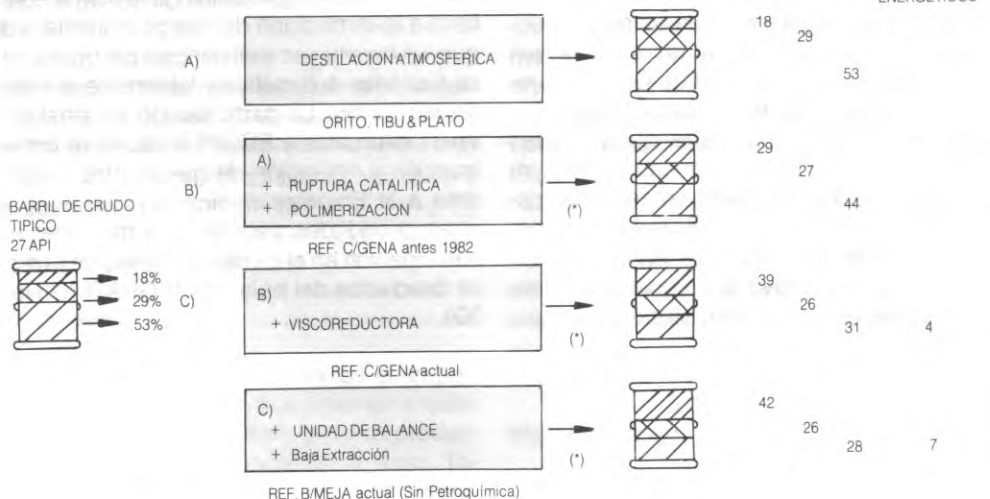


GRAFICO No. 3
ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA PETROLERA
TOTAL REFINADOS
 PORCENTAJE EN VOLUMEN

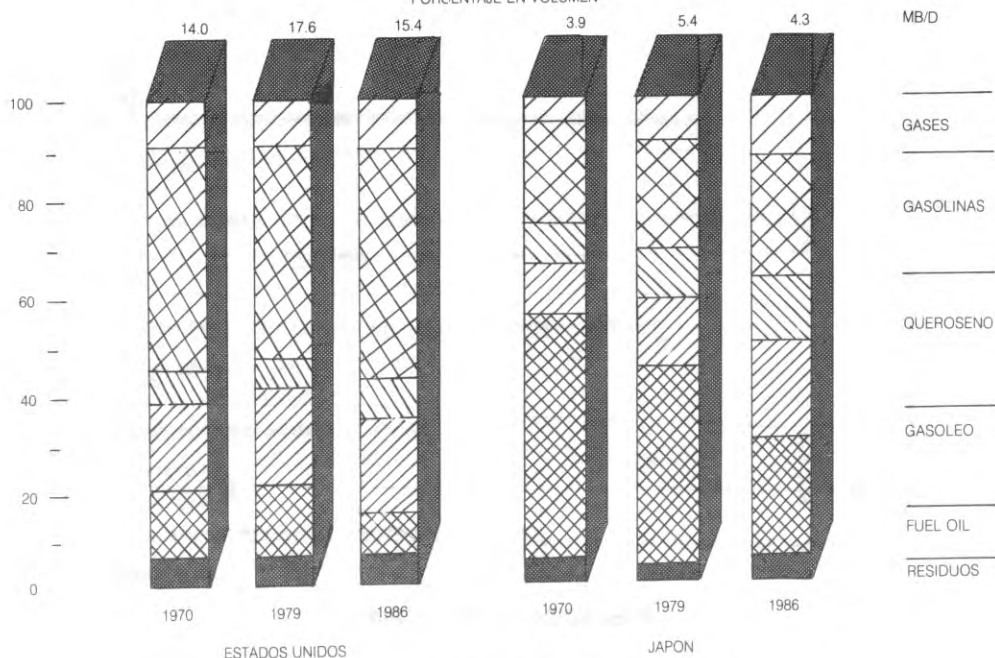


GRAFICO No. 4
REFINACION MUNDIAL DE PETROLEO
 MILLONES DE BARRILES DIARIOS

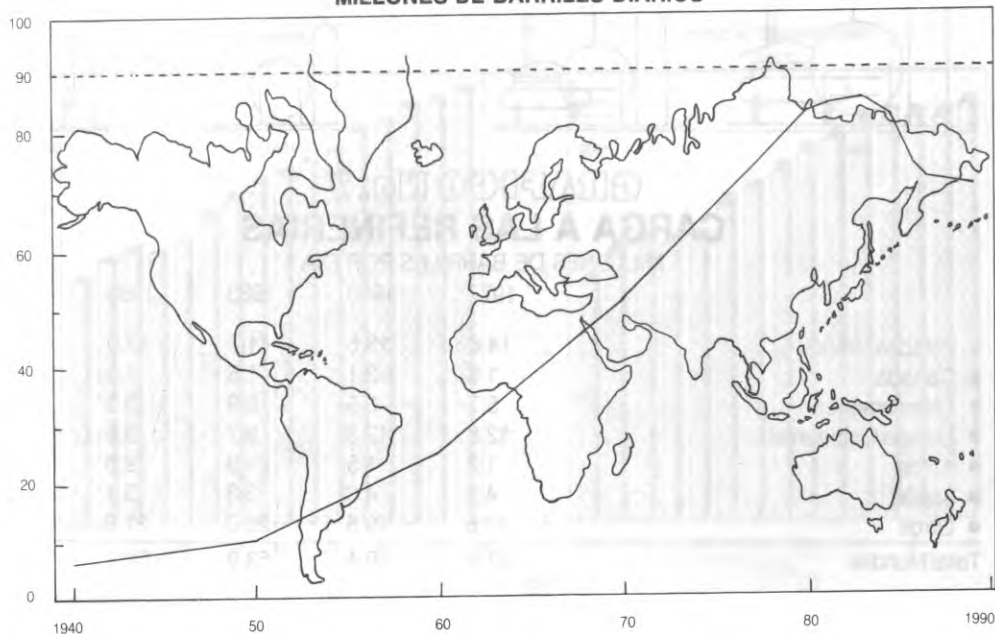
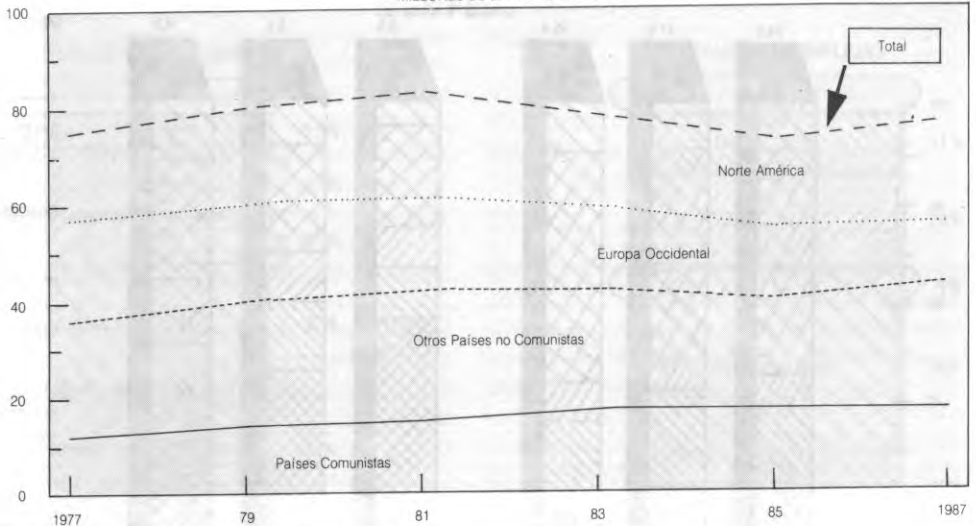


GRAFICO No. 5
CAPACIDAD INSTALADA DE CARGA A LAS REFINERIAS
1977 - 1987

MILLONES DE BARRILES DIARIOS



FUENTE: INTERNATIONAL PETROLEUM ENCYCLOPEDIA/89

GRAFICO No. 6
POBLACION DE REFINERIAS

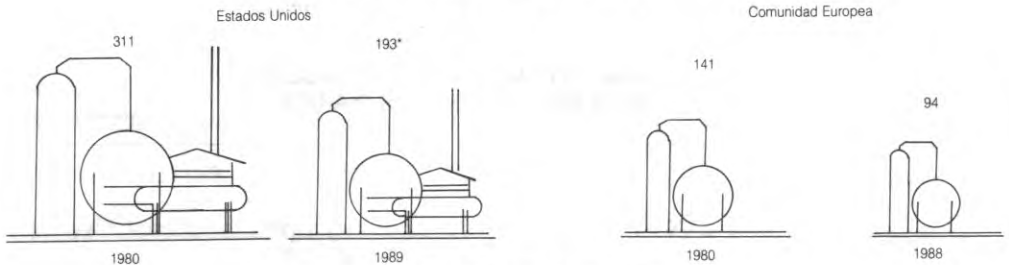


GRAFICO No. 7
CARGA A LAS REFINERIAS

MILLONES DE BARRILES POR DIA

	1977	1980	1983	1985	1987
● Estados Unidos	14.6	13.5	11.7	12.0	12.9
● Canadá	1.8	2.1	1.5	1.5	1.6
● Latinoamérica	5.7	6.5	5.8	5.5	5.5
● Europa Occidental	12.8	12.3	9.7	9.5	9.8
● África	1.2	1.5	1.9	2.0	2.2
● Japón	4.3	4.0	3.3	3.1	2.9
● Otros	17.8	19.5	20.0	21.2	22.1
Total Mundial	57.9	59.4	53.9	54.8	57.0

GRAFICO No. 8
PORCENTAJE DE PARTICIPACION DEL COMBUSTOLEO
EN EL TOTAL DE PRODUCTOS REFINADOS

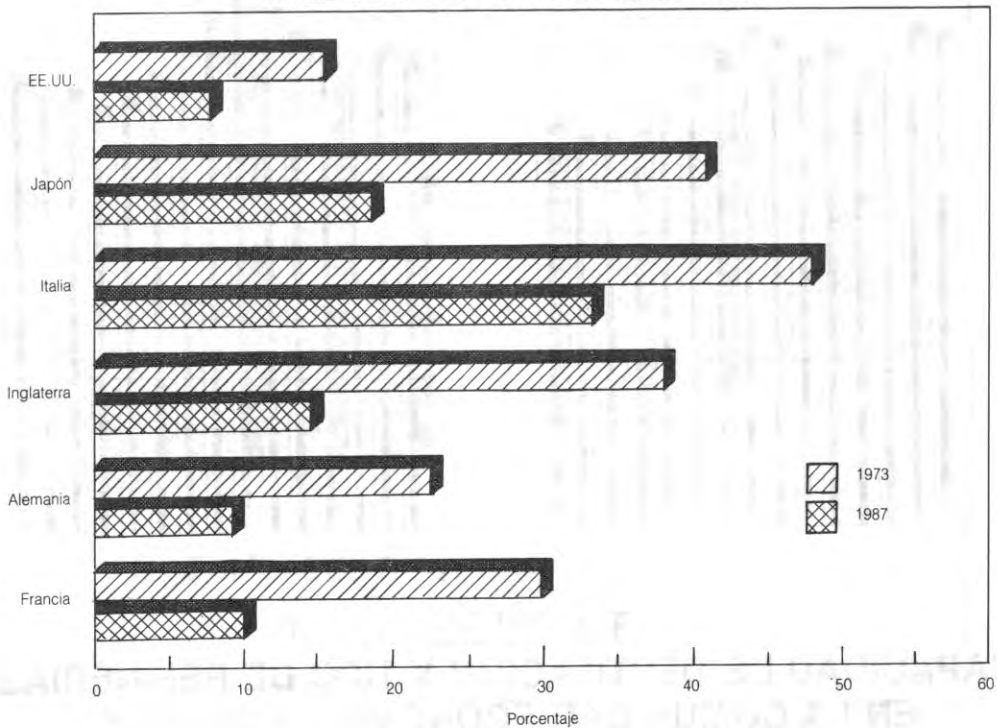


GRAFICO No. 9
COMPARACION DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES

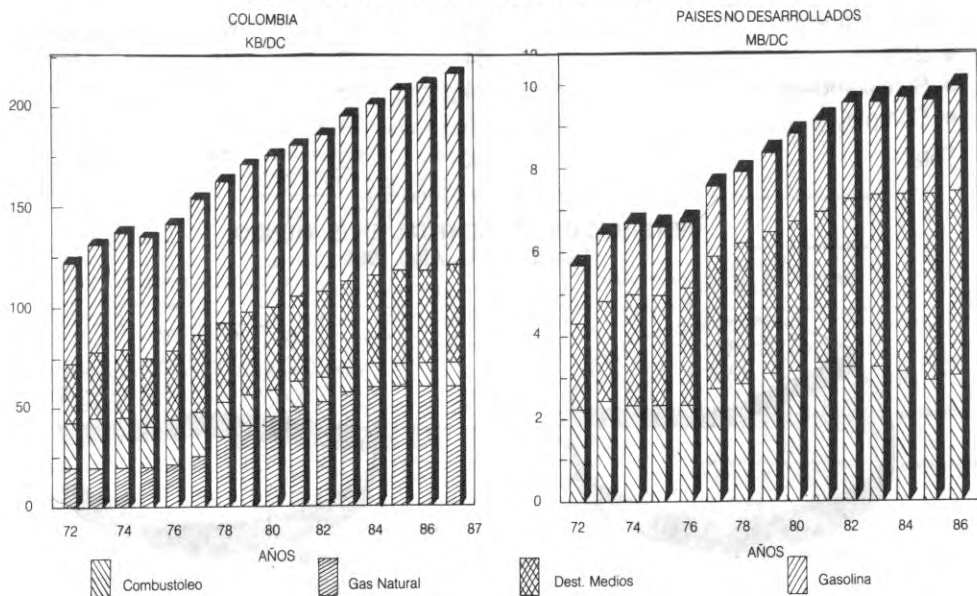


GRAFICO No. 10

COMPARACION DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES

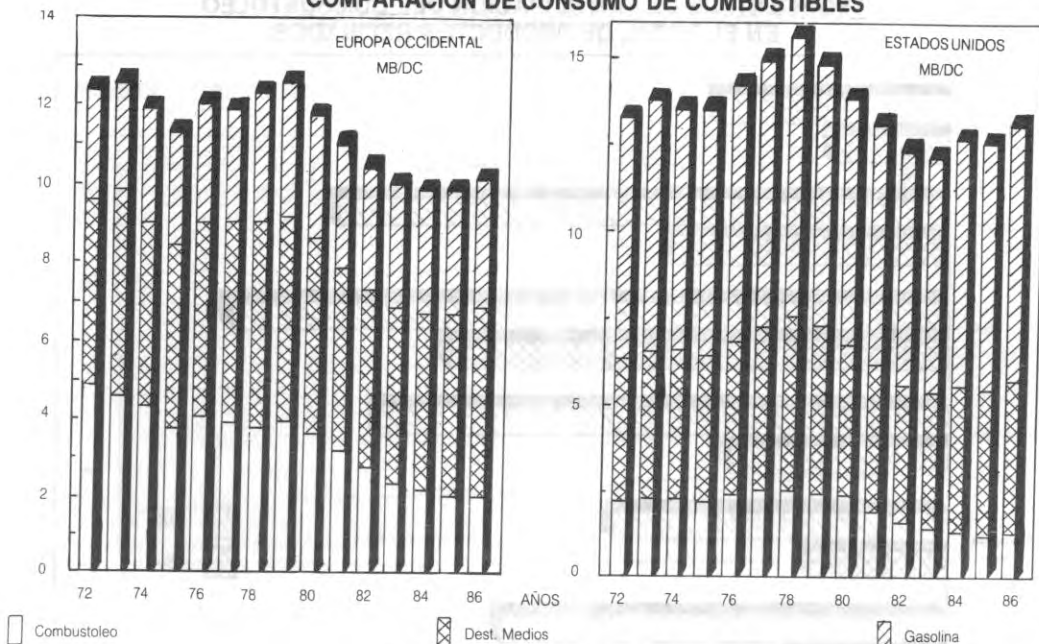


GRAFICO No. 11

CAPACIDAD DE DESTILACION Y TIPO DE REFINERIAS EN LA COMUNIDAD ECONOMICA EUROPEA

Tipo de refinería	1980		1988	
	No.	% Capacidad	No.	% Capacidad
● Simple	64	27	16	7
● Semicompleja	24	16	20	15
● Compleja	55	57	58	78
Total	143	100	94	100

GRAFICO No. 12

DISTRIBUCION PORCENTUAL EN EL MUNDO OCCIDENTAL AÑO 1988

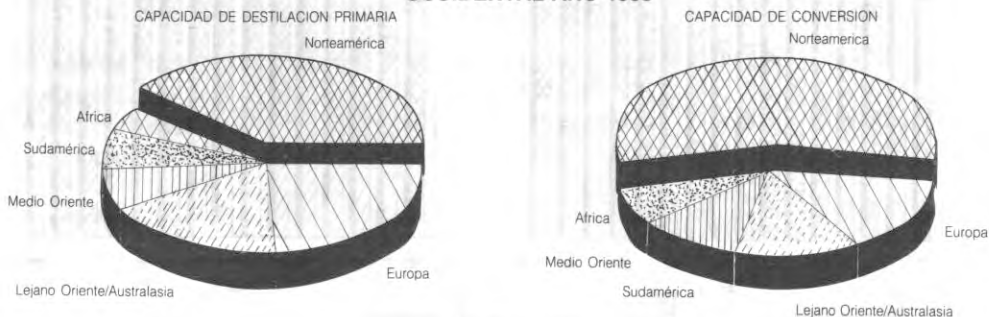


GRAFICO No. 13
ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA PETROLERA
 PORCENTAJE EN VOLUMEN

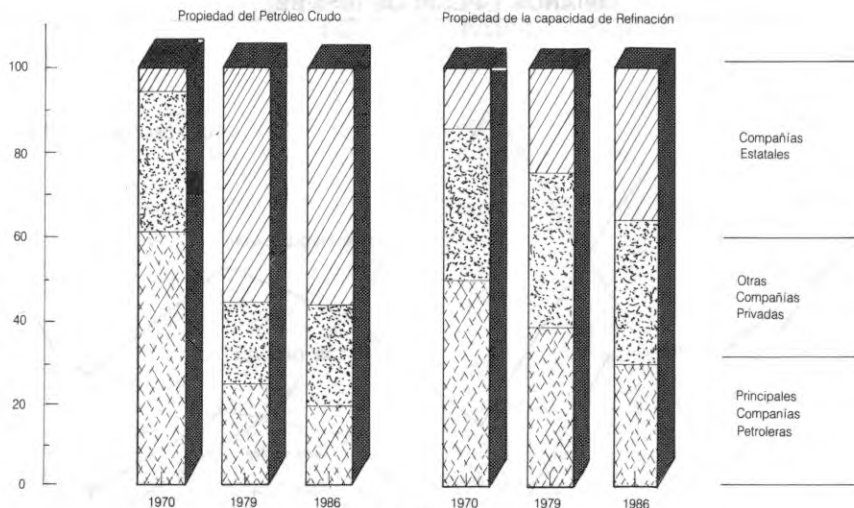


GRAFICO No. 14
MODALIDADES DE VENTAS DEL PETROLEO

A) VENTAS A PLAZOS

Variantes de precios

Precios fijos

Precios relacionados con el "SPOT"

Precios "NET-BACK"

Características

Período de entrega, precios, calidad y lugar de entrega fijados por las partes para suministros continuos

Idem, excepto que el precio final es determinado por los precios 'Spot'

El valor del crudo se determina deduciendo los costos de refinación/transp. del precio 'SPOT' de los productos.

Comentarios

Tradicional antes de 1973

Uso creciente desde 1980

Muy usados en el período 1985-1986

B) VENTAS "SPOT"

Precios "SPOT"

Precios a término con el "SPOT"

Las partes contratantes convienen los términos para cada cargamento

Los cargamentos se venden sobre una base 'SPOT' para entregar en el futuro

Comercio flexible

Ejemplo: el mercado de Brent

C) VENTAS DE FUTUROS

Precios de futuros

Acuerdo de vender o comprar petróleo en una fecha futura especificada. Se utiliza para cubrir el riesgo, cuando los precios del petróleo son volátiles.

NYMEX e IPE son Bolsas donde operan estos contratos

GRAFICO No. 15

**DIFERENCIAL DE PRECIO ENTRE PRODUCTOS
LIVIANOS Y PESADOS (US\$/BBL)**

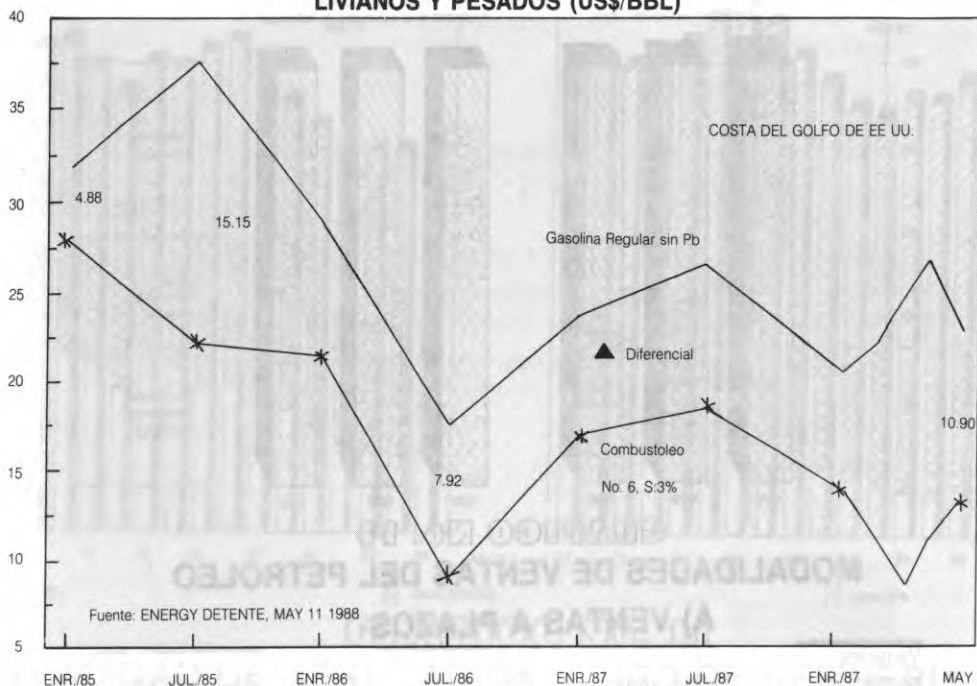


GRAFICO No. 16

**FIRMAS ANALIZADAS EN
EL ESTUDIO DE SALOMON BROTHERS INC.**

<u>Internacionales</u>	<u>Nacionales (Integradas)</u>	<u>Independientes</u>
BP	Amoco	Ashland
Chevron	Arco	Diamond
Exxon	Coastal	Total
Mobil	Conoco	
Shell	Hess	
Texaco	Kerr	
	Marathon	
	Murphy	
	Pennzoil	
	Phillips	
	Sun	
	Unocal	

GRAFICO No. 17
**ESTUDIO SALOMON BROTHERS INC.
TASA DE RETORNO DESPUES DE IMPUESTOS
SOBRE ACTIVOS UTILIZADOS**

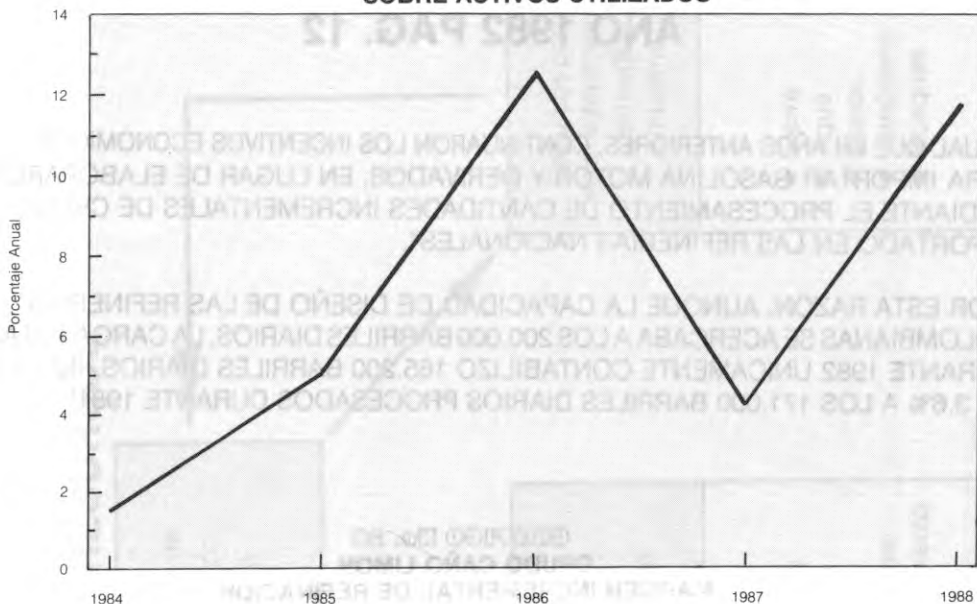


GRAFICO No. 18
**ESTUDIO SALOMON BROTHERS INC.
REFINACION Y MERCADEO
UTILIDAD US\$/BL**

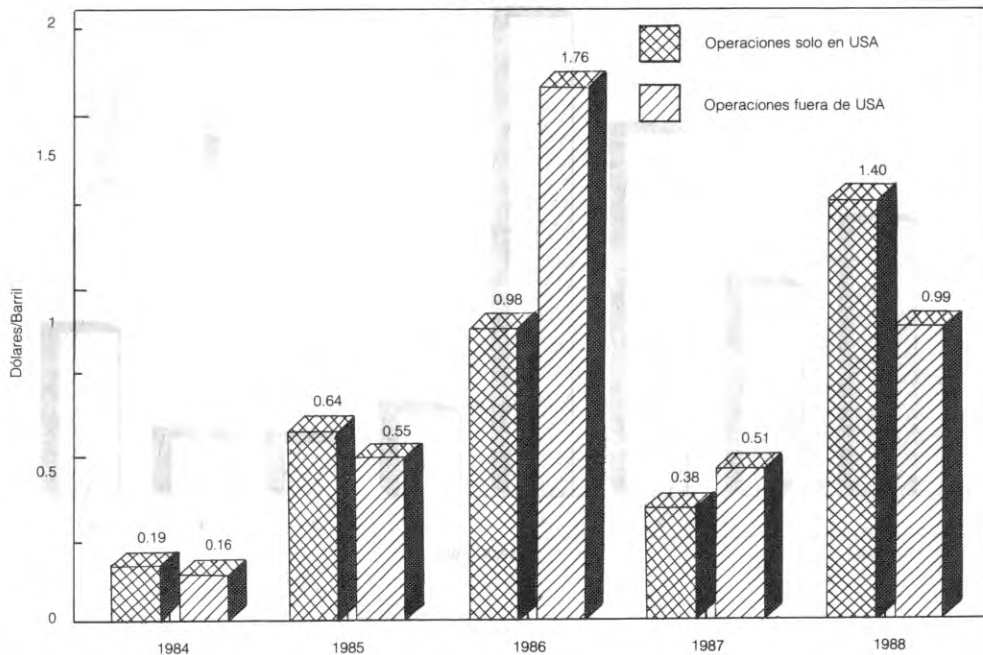


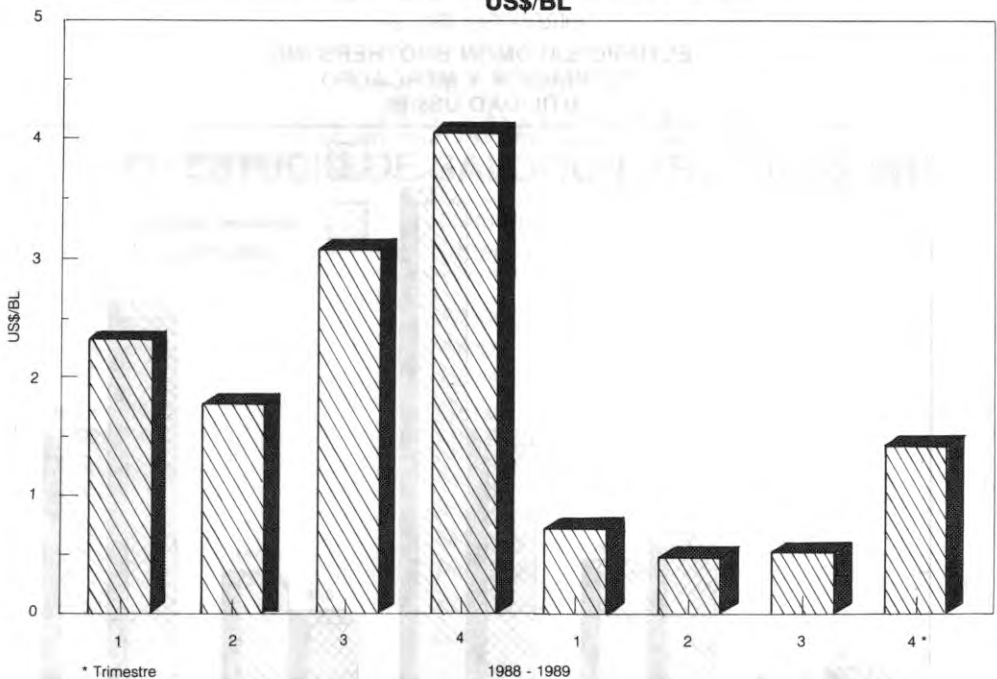
GRAFICO No. 19

ECOPETROL INFORME ANUAL AÑO 1982 PAG. 12

"IGUAL QUE EN AÑOS ANTERIORES, CONTINUARON LOS INCENTIVOS ECONOMICOS PARA IMPORTAR GASOLINA MOTOR Y DERIVADOS, EN LUGAR DE ELABORARLOS MEDIANTE EL PROCESAMIENTO DE CANTIDADES INCREMENTALES DE CRUDO IMPORTADO EN LAS REFINERIAS NACIONALES".

"POR ESTA RAZON, AUNQUE LA CAPACIDAD DE DISEÑO DE LAS REFINERIAS COLOMBIANAS SE ACERCABA A LOS 200.000 BARRILES DIARIOS, LA CARGA TOTAL DURANTE 1982 UNICAMENTE CONTABILIZO 165.200 BARRILES DIARIOS, INFERIOR EN 3.6% A LOS 171.000 BARRILES DIARIOS PROCESADOS DURANTE 1981".

GRAFICO No. 20
CRUDO CAÑO LIMON
MARGEN INCREMENTAL DE REFINACION
US\$/BL



ASIGNACION DE RECURSOS

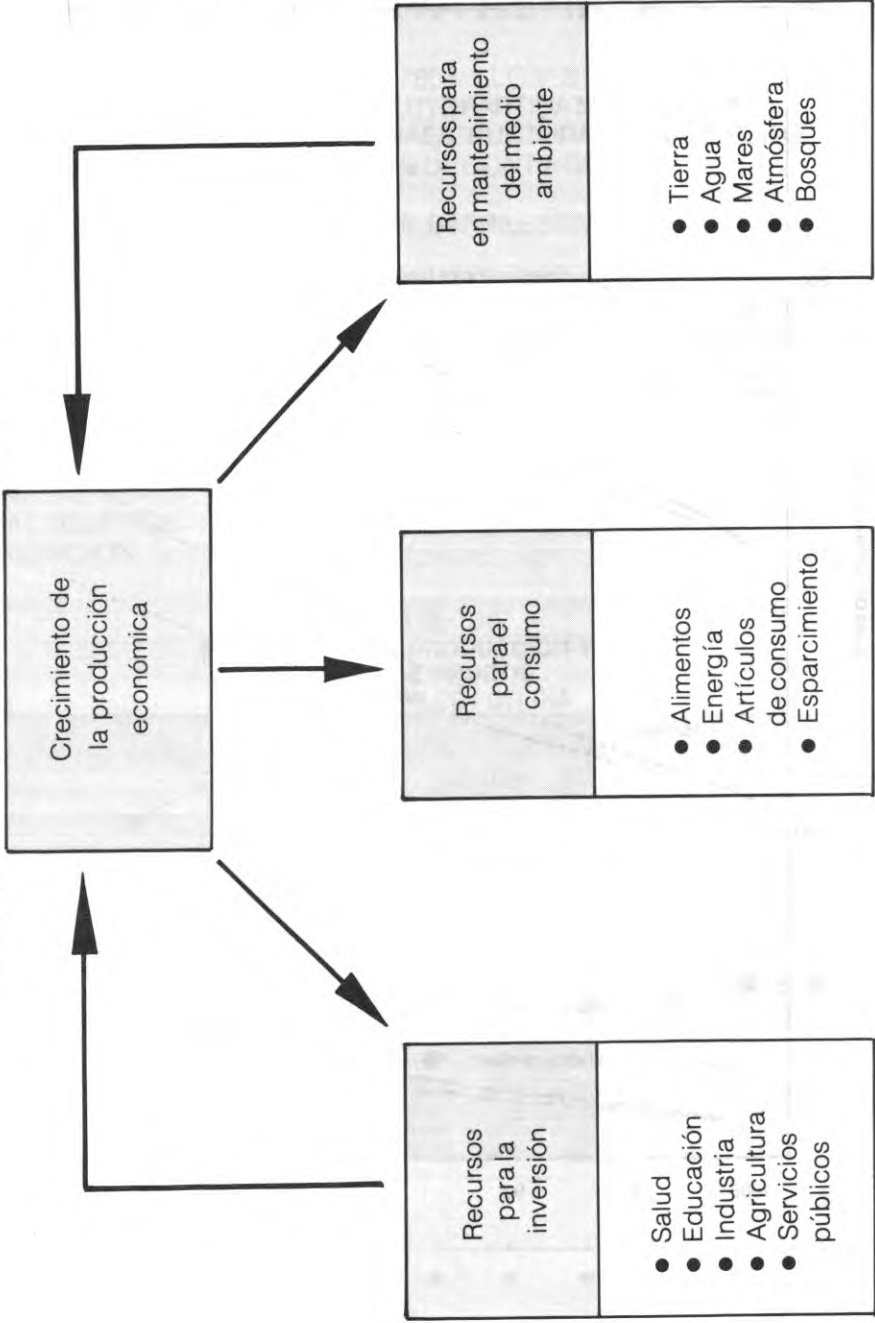


GRAFICO No. 22
PRONOSTICO DE DEMANDAS

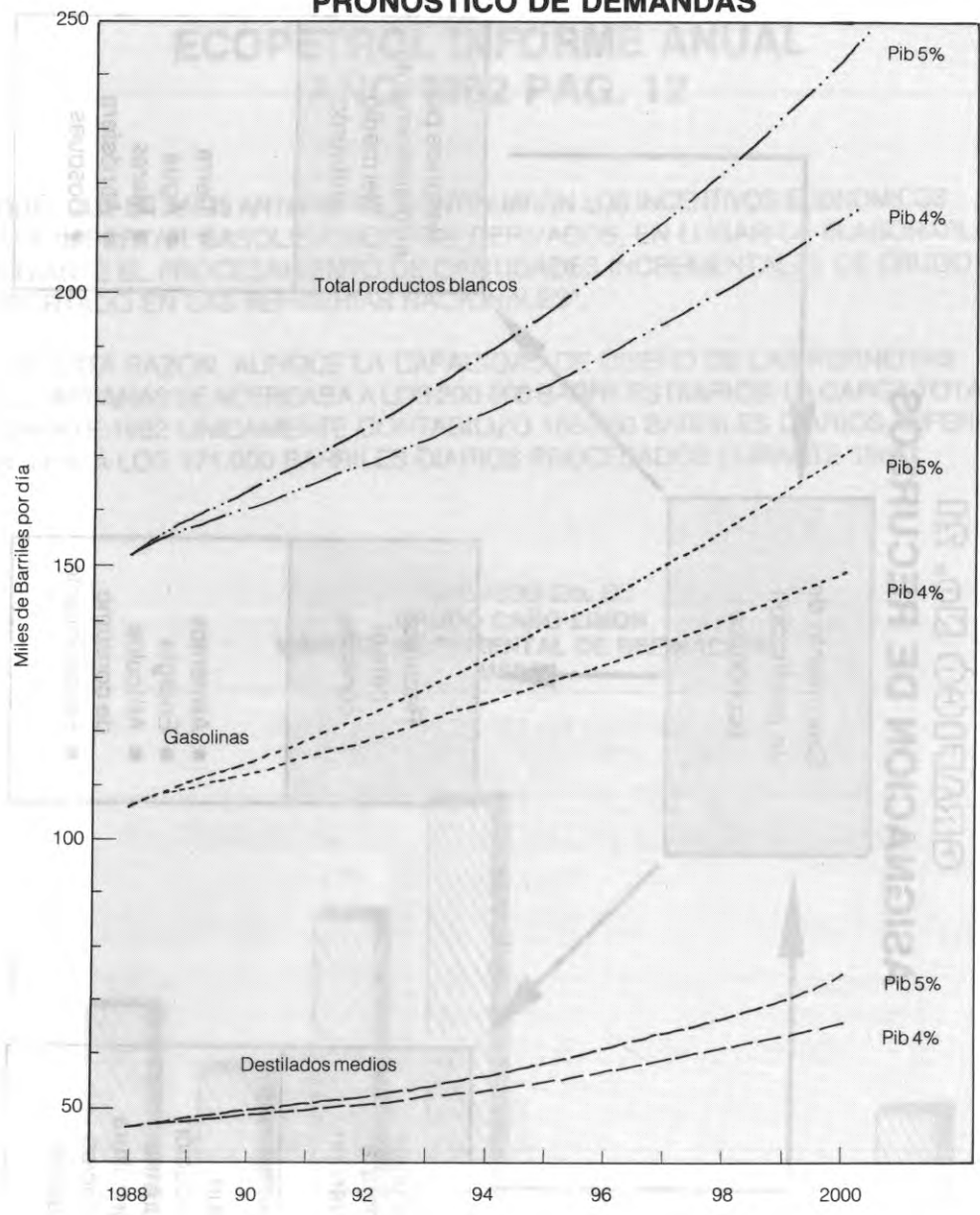


GRAFICO No. 23

PROYECTO NUEVA REFINERIA

- INVERSION ESTIMADA: US\$ 760 MILLONES
INCLUYE PARTIDA MENOR PARA
INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE
Y 10% DE CONTINGENCIA
- CAPACIDAD INICIAL: 75 MIL BARRILES DIA
- COMPLEJIDAD: MEDIANA CONVERSION
CUANDO LA DEMANDA DE PRODUCTOS,
Y LA DISPONIBILIDAD Y CALIDAD DEL
CRUDO LO ACONSEJEN, SE ADICIONARAN
PROCESOS DE ALTA CONVERSION.
- SITIO: AREA CENTRAL
- FECHA REQUERIDA
PARA OPERACION: 1994

GRAFICO No. 24
PRONOSTICO DE PRODUCCION Y
CONSUMO DE CRUDOS
MILES DE BARRILES POR DIA

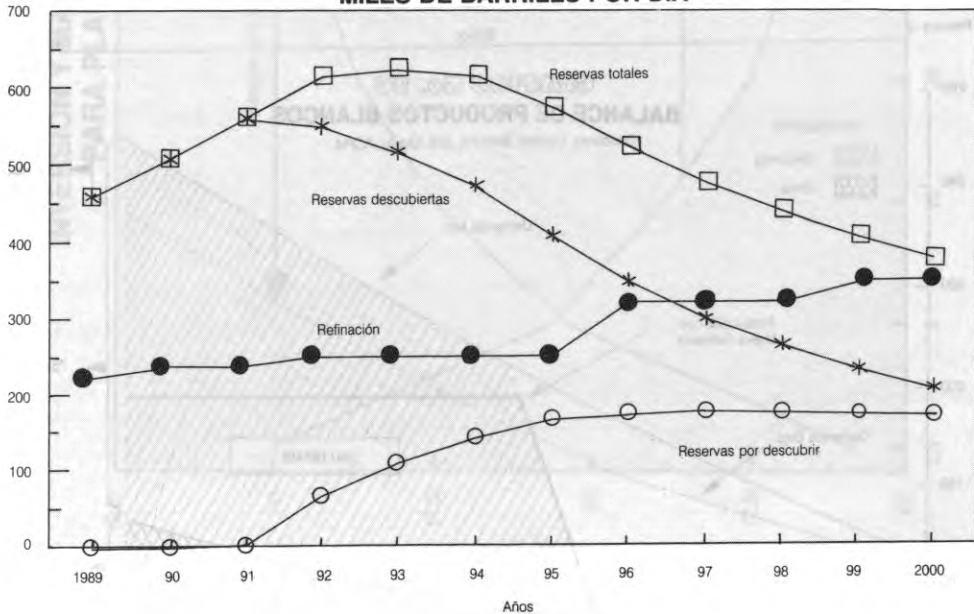
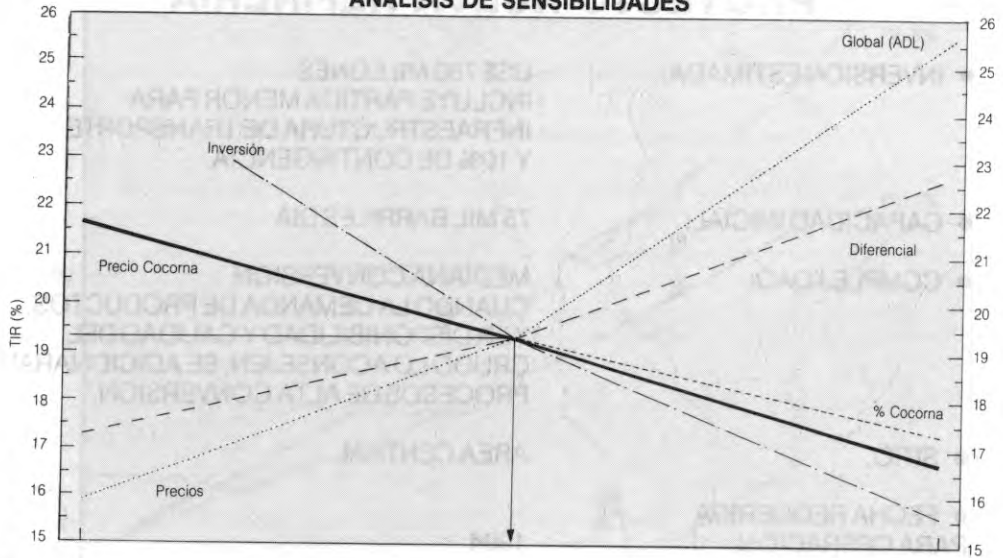
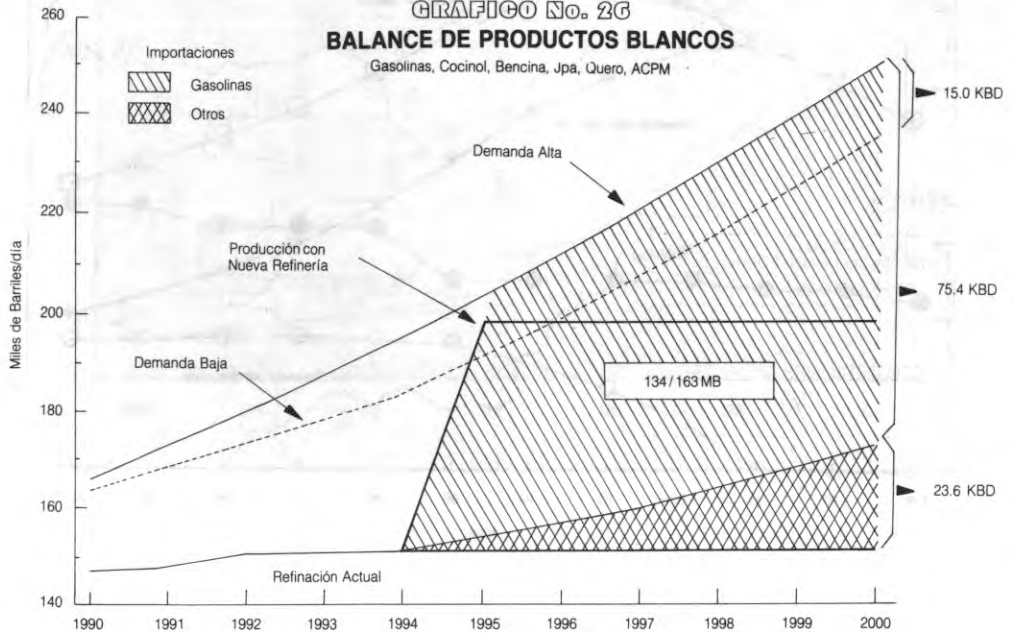


GRAFICO No. 25
REFINERIA DE 75-100 KBD (1994-98)
ANALISIS DE SENSIBILIDADES



Diferencial	6	9	12
% Cocorna		50%	35%
Inversion	80%	100%	130%
Pr. Cocorna-1.50		0	+ 1.50
Precios -2		Básico	Global

GRAFICO No. 26
BALANCE DE PRODUCTOS BLANCOS



INVERSION Y MARGEN DE REFINACION PARA PLANTAS "TOPPING"

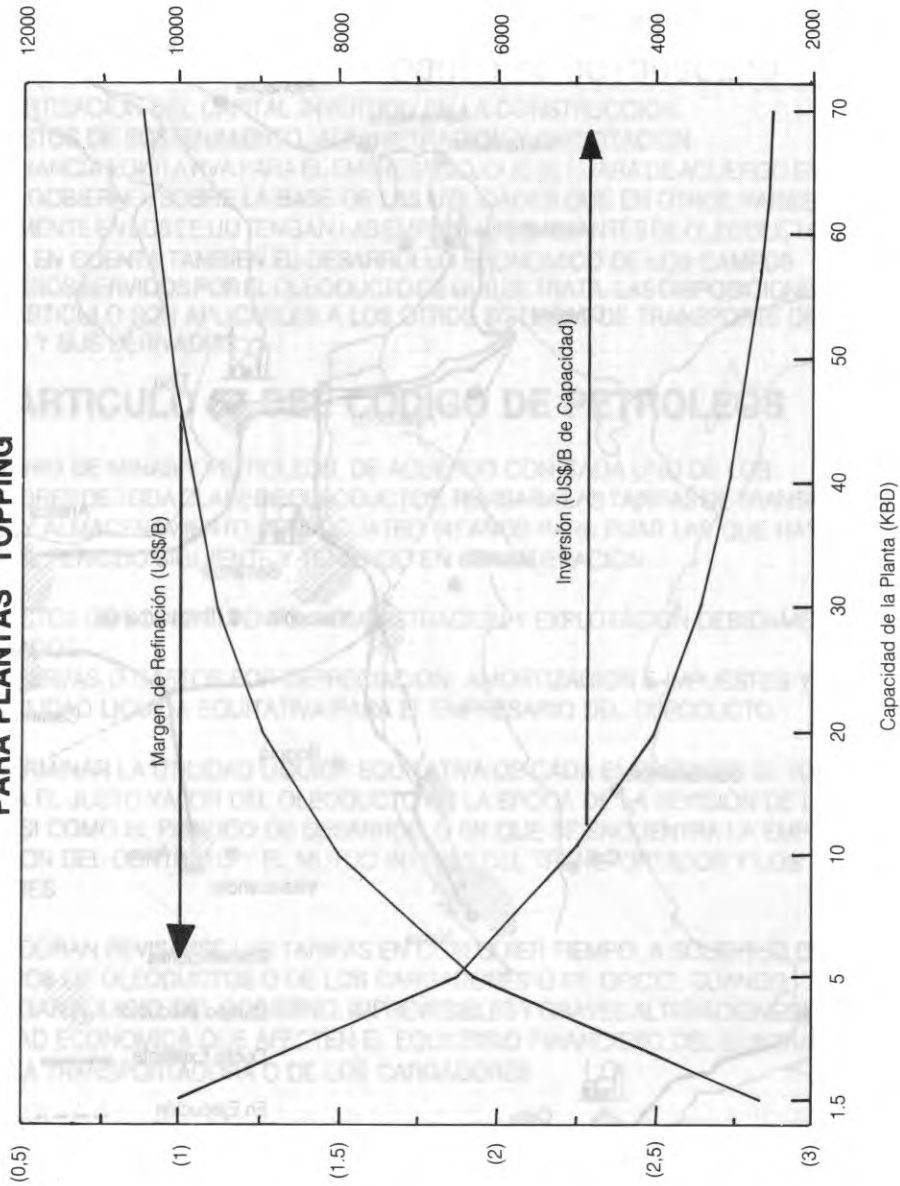


GRAFICO No. 28 OLEODUCTOS DE CRUDO

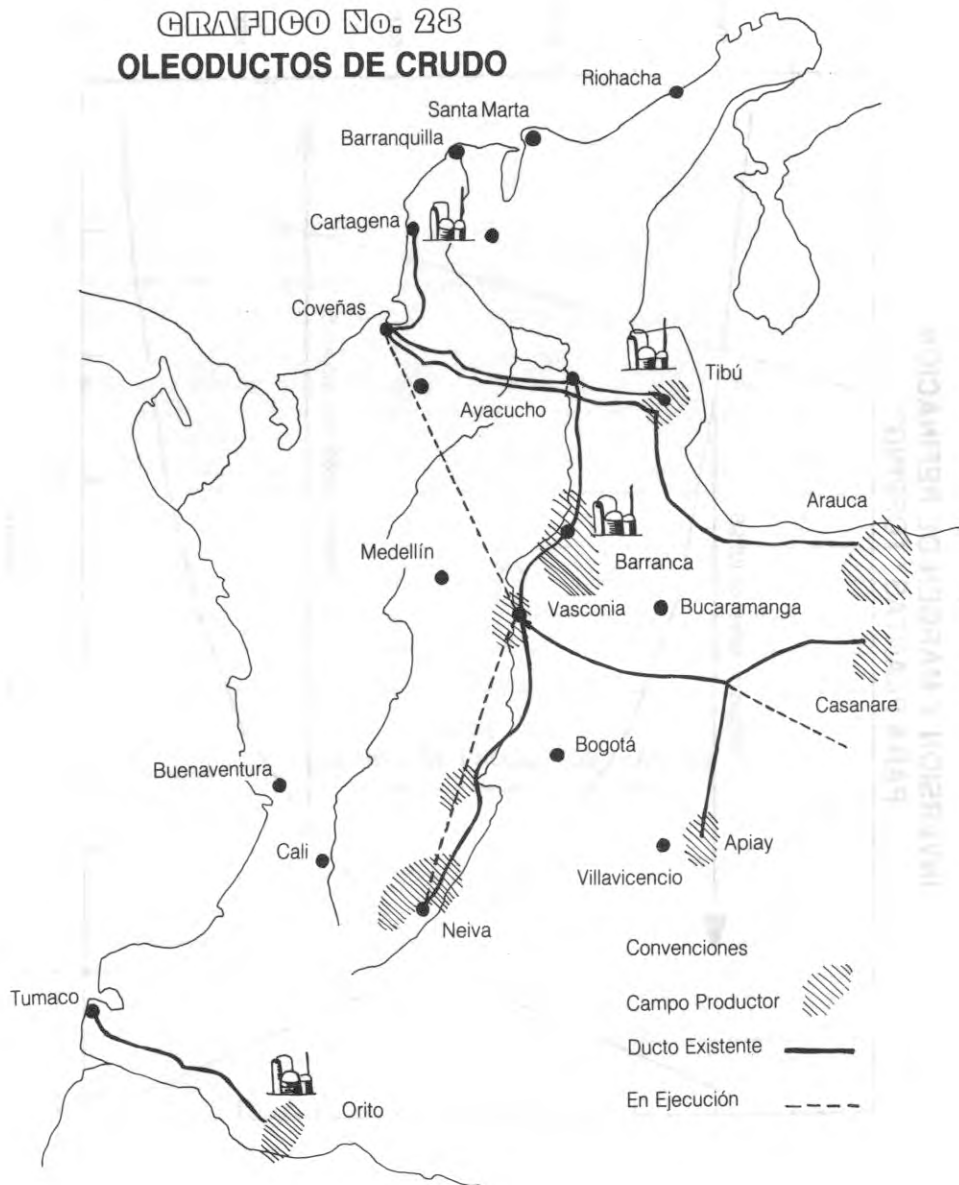


GRAFICO No. 29

ARTICULO 56 DEL CODIGO DE PETROLEOS

EL GOBIERNO, DE ACUERDO CON LOS CONTRATISTAS DE EXPLORACION Y EXPLOTACION DE OLEODUCTOS,... FIJARA LAS TARIFAS DE TRANSPORTE, TENIENDO EN CUENTA:

1. LA AMORTIZACION DEL CAPITAL INVERTIDO EN LA CONSTRUCCION.
2. LOS GASTOS DE SOSTENIMIENTO, ADMINISTRACION Y EXPLOTACION
3. UNA GANANCIA EQUITATIVA PARA EL EMPRESARIO, QUE SE FIJARA DE ACUERDO ENTRE ESTE Y EL GOBIERNO, SOBRE LA BASE DE LAS UTILIDADES QUE EN OTROS PAISES, Y ESPECIALMENTE EN LOS EE UU TENGAN LAS EMPRESAS SEMEJANTES DE OLEODUCTOS, Y TENIENDO EN CUENTA TAMBIEN EL DESARROLLO ECONOMICO DE LOS CAMPOS PETROLIFEROS SERVIDOS POR EL OLEODUCTO DE QUE SE TRATA. LAS DISPOSICIONES DE ESTE ARTICULO SON APLICABLES A LOS OTROS SISTEMAS DE TRANSPORTE DEL PETROLEO Y SUS DERIVADOS...

ARTICULO 57 DEL CODIGO DE PETROLEOS

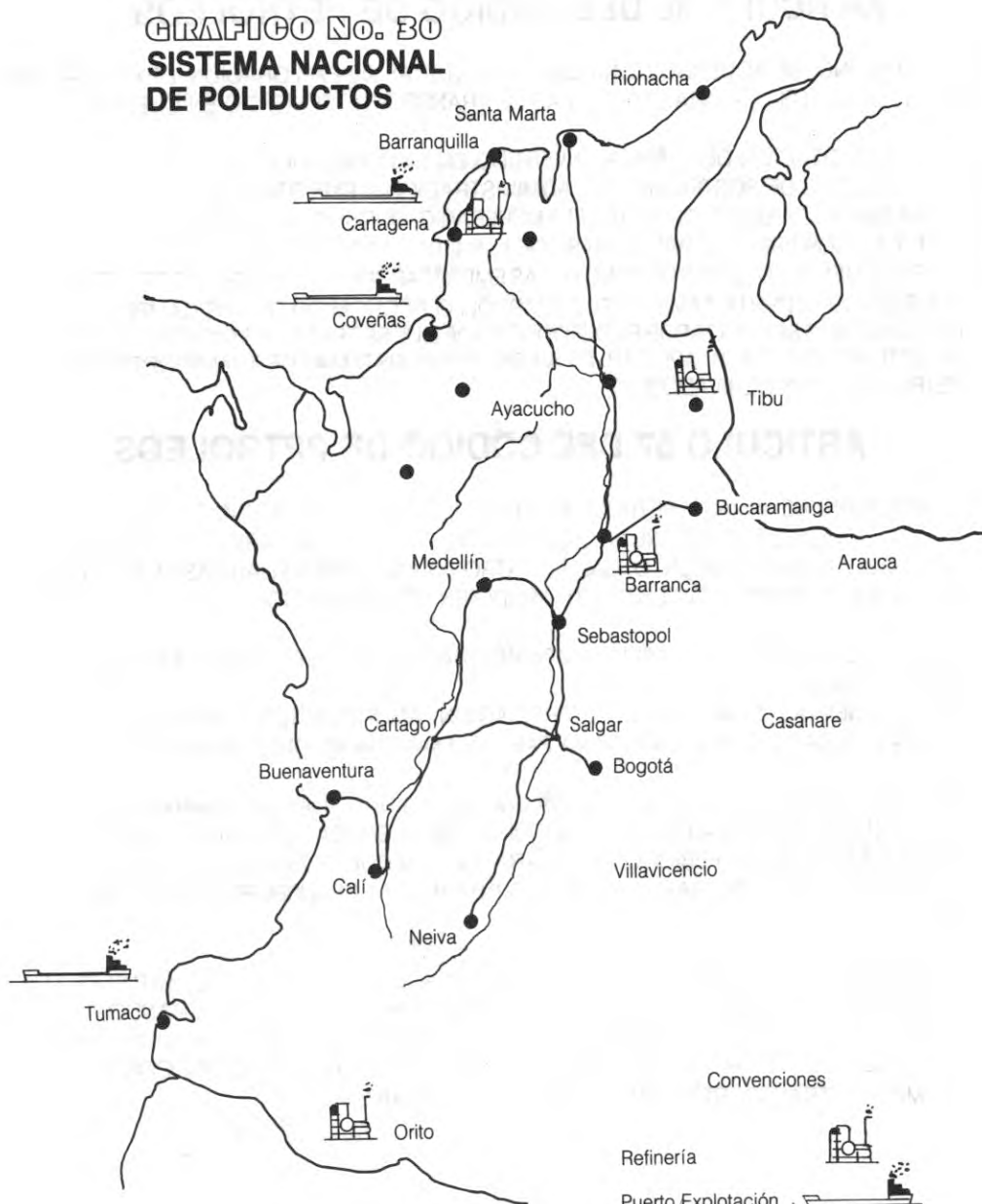
EL MINISTERIO DE MINAS Y PETROLEOS, DE ACUERDO CON CADA UNO DE LOS EXPLOTADORES DE TODA CLASE DE OLEODUCTOS, REVISARA LAS TARIFAS DE TRANSPORTE, TRASIEGO Y ALMACENAMIENTO, CADA CUATRO (4) AÑOS PARA FIJAR LAS QUE HAYAN DE REGIR EN EL PERIODO SIGUIENTE Y TENIENDO EN CONSIDERACION :

- (a) LOS GASTOS DE SOSTENIMIENTO, ADMINISTRACION Y EXPLOTACION DEBIDAMENTE COMPROBADOS;
- (b) LAS RESERVAS O GASTOS POR DEPRECIACION, AMORTIZACION E IMPUESTOS Y
- (c) UNA UTILIDAD LIQUIDA EQUITATIVA PARA EL EMPRESARIO DEL OLEODUCTO.

PARA DETERMINAR LA UTILIDAD LIQUIDA EQUITATIVA DE CADA EMPRESARIO SE TOMARA EN CUENTA EL JUSTO VALOR DEL OLEODUCTO EN LA EPOCA DE LA REVISION DE LAS TARIFAS, ASI COMO EL PERIODO DE DESARROLLO EN QUE SE ENCUENTRA LA EMPRESA, LA DURACION DEL CONTRATO Y EL MUTUO INTERES DEL TRANSPORTADOR Y LOS CARGADORES.

TAMBIEN PODRAN REVISARSE LAS TARIFAS EN CUALQUIER TIEMPO, A SOLICITUD DE LOS EMPRESARIOS DE OLEODUCTOS O DE LOS CARGADORES O DE OFICIO, CUANDO SOBREVENGAN A JUICIO, DEL GOBIERNO, IMPREVISIBLES Y GRAVES ALTERACIONES DE LA NORMALIDAD ECONOMICA QUE AFECTEN EL EQUILIBRIO FINANCIERO DEL CONTRATO DE LA EMPRESA TRANSPORTADORA O DE LOS CARGADORES.

GRAFICO No. 30 SISTEMA NACIONAL DE POLIDUCTOS



Convenciones

- Refinería 
- Puerto, Explotación 
- Ducto Existente 

***Políticas de Exploración y
Producción Directas
de ECOPETROL***

Dr. Jorge Bendeck.

Vicepresidente de Exploración
y Producción.

1. INTRODUCCION

Dice una definición que POLITICA es el arte de manejar los asuntos para obtener resultados. En el caso del Petróleo Colombiano, el Gobierno Nacional ha definido una política y establecido los mecanismos necesarios para mantener la autosuficiencia petrolera y por ende la independencia en cuanto a este recurso estratégico, y por otra parte, para conservar, por el mayor tiempo posible, algunos excedentes exportables.

La Exploración en busca de Petróleo consiste, básicamente, en encontrar en un área determinada la concurrencia de tres factores considerados como indispensables para que exista una acumulación comercial de hidrocarburos, a saber; la existencia de rocas susceptibles de ser fuente para la generación de hidrocarburos, por su alto contenido de materia orgánica y su adecuada madurez; la convergencia de rasgos geológicos que lleven a la formación de un mecanismo que actúe eficientemente como trampa para capturar un volumen suficiente de Petróleo o gas deteniendo su marcha migratoria y, finalmente, la existencia de rocas que por sus características de porosidad y permeabilidad puedan actuar como almacenes de los hidrocarburos que llegan a la trampa.

Definida así la Exploración, analizaremos cómo se hace ésta en Colombia y cuáles son las políticas, los planes y los proyectos para la acción directa de ECOPETROL, esencial para el desarrollo del País y el bienestar de sus habitantes.

La Exploración en Colombia se ha adelantado, históricamente, bajo uno u otra de tres

modalidades: El Contrato de Concesión, el de Asociación y la actividad directa de ECO-PETROL, actuando con sus propios recursos humanos, técnicos y financieros.

Es, entontes, esencial hablar un poco de la historia.

2. EL CONTRATO DE CONCESION:

El Contrato de Concesión fue el mecanismo escogido por el Estado Colombiano para iniciar el desarrollo petrolero. No podría ser de otra manera pues este era el sistema imperante en el mundo en los albores de este siglo, que es cuando se inicia verdaderamente la industria petrolera como tal, consecuencia directa de la invención del motor de explosión y su enorme corolario industrial: el automóvil.

El Contrato de Concesión consistía en que la Nación otorgaba a un inversionista privado un área de terreno localizada en sectores presumiblemente petrolíferos en la cual el inversionista se comprometía a adelantar trabajos exploratorios en busca de petróleo y a explorar los yacimientos que pudiera descubrir en el proceso, así como a construir refinерías, oleoductos u otras facilidades que fuesen necesarias para desarrollar y comercializar el recurso. Como contraprestación, la compañía entregaba a la Nación una regalía sobre la producción bruta, la cual fluctuaba entre el 7.5% y el 14.5%, según que los yacimientos se encontrarán al Este o al Oeste de la Cordillera Oriental, teniéndose así en cuenta la mayor o menor dificultad que se presentase para transportar el petróleo hacia el mar, una vez que se hubiesen cubierto las necesidades

de la demanda interna.

El sistema de Concesión no era intrínsecamente malo. En realidad mediante aquel se echaron las bases del desarrollo petrolero colombiano y fué bajo este régimen como se descubrieron algunos de los más importantes yacimientos petrolíferos, gracias a los cuales el país inició el gran salto hacia un desarrollo armónico y socialmente más justo. A este período corresponden los hallazgos de la Cira-Infantas, en el Valle Medio del Magdalena, Tibú y sus campos satélites en el Catatumbo y Orito en las selvas del Putumayo. Por lo demás, muchas de las obras de infraestructura y las actividades generadas por la industria que actuaba bajo ese esquema, representaron el comienzo del desarrollo para muchas regiones del país, tales como Barranca-bermeja, las regiones aledañas a los oleoductos y las ciudades que sirvieron de terminales para éstos como Cartagena y Coveñas.

Sin embargo, el sistema de Concesión no propició el desarrollo de una industria petrolera auténticamente nacional, ni permitió una adecuada transferencia de tecnología al personal colombiano, escaso en los niveles técnicos y administrativos, aún cuando amplió en el sector obrero. Fué por esto por lo que a la creación de ECOPETROL se tropezó con las dificultades de no contar con los suficientes cuadros directivos capacitados para el manejo del recurso recibido.

3. FUNDACION DE ECOPETROL:

La Empresa Colombiana de Petróleos nació el 25 de agosto de 1951, como consecuencia de la reversión de la Concesión De Mares. Nació y se desarrolló inicialmente dentro del régimen de Concesión entonces imperante, pero su creación constituye de todos modos otra época pues con ella comenzó a configurarse la conveniencia de que el Estado adelantase también en forma directa las diversas actividades propias de la industria, entre ellas las de exploración y producción; se creó también la necesidad de capacitar

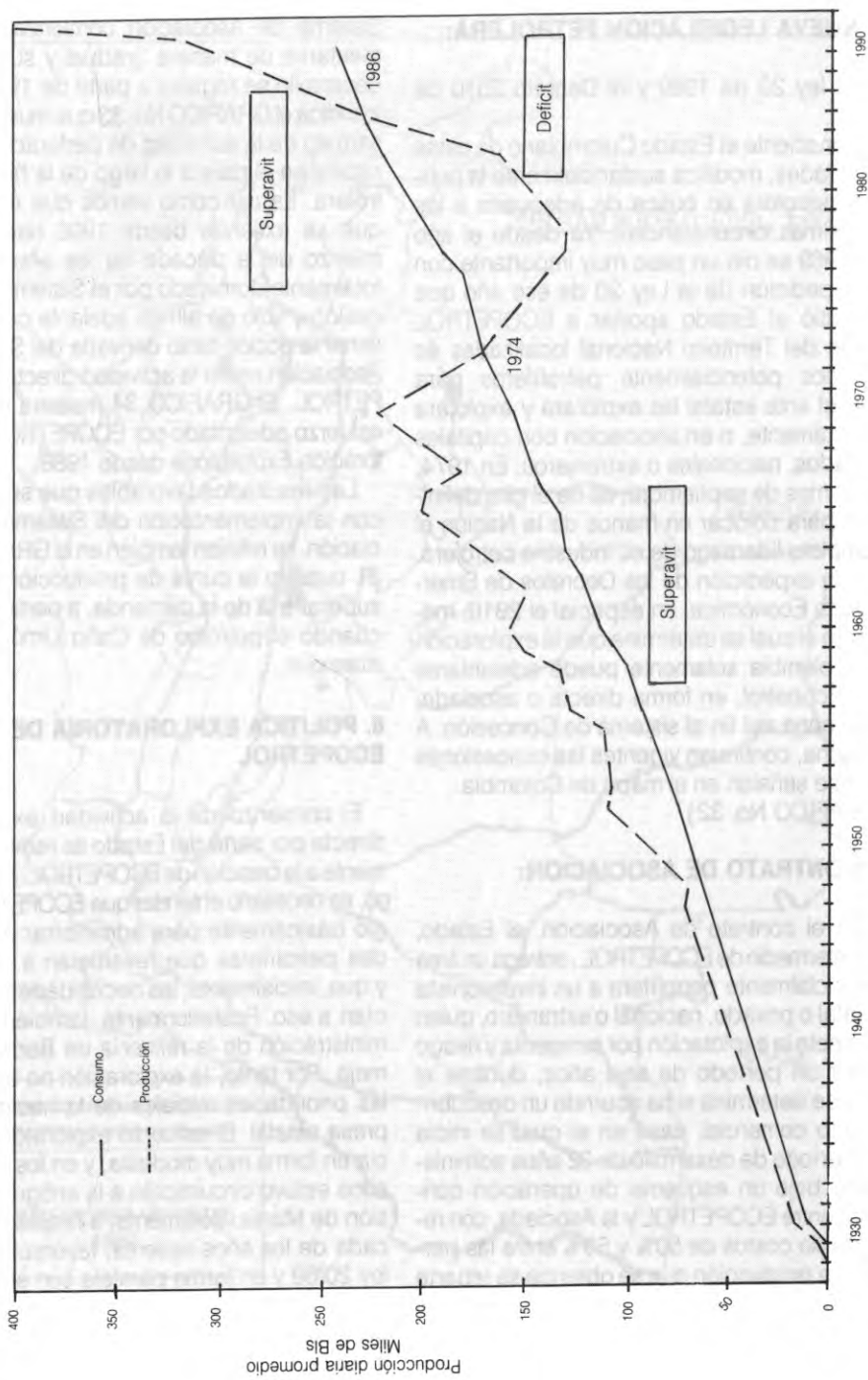
el personal colombiano para asumir las tareas propias de la nueva actividad empresarial. Por lo tanto, la historia de la fijación de políticas exploratorias y de producción debe tener muy en cuenta el hito que representaba la creación de Ecopetrol, aunque en verdad la importancia de la actividad directa del Estado sólo se da simultáneamente con el establecimiento del sistema de Asociación, al cual nos referimos posteriormente, dejando también para entonces una discusión más profunda acerca de la participación directa de ECOPETROL en el proceso.

Desde los albores del siglo hasta el inicio de la década de los años setenta, Colombia mantuvo su desarrollo petrolero sin muchos sobresaltos, con precios del crudo alrededor de US\$ 2 por barril. Pero, no existiendo atractivos suficientes, el ritmo exploratorio se mantuvo bajo, en especial hacia los últimos años de vigencia del sistema y no permitió encontrar reservas adicionales que compensaran las producidas, y ésto, sumado a un creciente aumento de la demanda - resultado del desarrollo y progreso del país; significó acercar rápidamente las curvas de producción y consumo, vislumbrándose desde entonces un panorama oscuro para el futuro energético de Colombia, asunto que ya desde 1967 fue tratado con mucha lucidez por el entonces Ministro de Minas y Petróleos, doctor Rafael Caicedo Espinosa.

La guerra árabe-israelí induce a los productores del Golfo Pérsico, apoyados por otros miembros de la OPEP, a generar la gran crisis energética de 1973, haciendo subir verticalmente los precios de referencia del petróleo que llegaron a alcanzar niveles insospechados, por encima de los US\$30 el barril.

Esta cadena de hechos representó un grave impacto para Colombia, pues en coincidencia con la crisis mundial, a partir de 1974 el país pasó de exportador a país importador neto de cantidades crecientes de crudo, que hubieron de pagarse a precios altísimos. La historia que acabamos de relatar puede seguirse en el GRAFICO No. 31 .

HISTORIA DE PRODUCCION Y DEMANDA DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA



4. NUEVA LEGISLACION PETROLERA:

La ley 20 de 1969 y el Decreto 2310 de 1974.

Consciente el Estado Colombiano de estas realidades, modifica sustancialmente la política petrolera en busca de adecuarla a las novísimas circunstancias. Ya desde el año de 1969 se dió un paso muy importante con la expedición de la Ley 20 de ese año que permitió al Estado aportar a ECOPETROL áreas del Territorio Nacional localizadas en terrenos potencialmente petrolíferos para que el ente estatal las explorara y explotara directamente, o en asociación con capitales privados, nacionales o extranjeros. En 1974, en el mes de septiembre, se da el giro definitivo, para colocar en manos de la Nación el completo liderazgo de su industria petrolera, con la expedición de los Decretos de Emergencia Económica, en especial el 2310, mediante el cual se determina que la exploración en Colombia solamente puede adelantarse por Ecopetrol, en forma directa o asociada, y se pone así fin al sistema de Concesión. A la fecha, continúan vigentes las concesiones que se señalan en el mapa de Colombia. (GRAFICO No. 32).

5. CONTRATO DE ASOCIACION:

En el contrato de Asociación, el Estado, por intermedio de ECOPETROL, entrega un área potencialmente petrolífera a un inversionista estatal o privado, nacional o extranjero, quien acomete la explotación por su cuenta y riesgo y por un período de seis años, durante el cual se determina si ha ocurrido un descubrimiento comercial, caso en el cual se inicia un período de desarrollo de 22 años administrado bajo un esquema de operación conjunta entre ECOPETROL y la Asociada, con reparto de costos de 50% y 50% entre las partes. La producción que se obtenga se reparte en 20% como regalías para la nación y el resto se distribuye por mitades entre las partes. Con base en la favorable legislación expedida, principalmente, en 1969 y 1974, el

Sistema de Asociación comienza a implementarse de manera gradual y su principal desarrollo se registra a partir de 1974, como lo indica el GRAFICO No. 33 que muestra el desarrollo de la actividad de perforación exploratoria en el país a lo largo de la historia petrolera. Es así como vemos que el período que se extiende desde 1908 hasta el comienzo de la década de los años 60 está totalmente dominado por el Sistema de Concesión y sólo de allí en adelante comienza a verse la acción tanto derivada del Sistema de Asociación como la actividad directa de ECOPETROL. El GRAFICO 34 muestra el notable esfuerzo adelantado por ECOPETROL en Perforación Exploratoria desde 1986.

Los resultados favorables que se obtienen con la implementación del Sistema de Asociación, se reflejan también en el GRAFICO No. 31 cuando la curva de producción vuelve a superar a la de la demanda, a partir de 1986, cuando el petróleo de Caño Limón llega al mar.

6. POLITICA EXPLORATORIA DE ECOPETROL

El comienzo de la actividad exploratoria directa por parte del Estado se remonta solamente a la creación de ECOPETROL. Sin embargo, es necesario entender que ECOPETROL surgió básicamente para administrar propiedades petrolíferas que revertieran a la nación y que, inicialmente, las necesidades se reducían a eso. Posteriormente, también a la administración de la refinería de Barrancabermeja. Por tanto, la exploración no estuvo en las prioridades iniciales de la naciente empresa estatal. El esfuerzo exploratorio se inicia en forma muy modesta, y en los primeros años estuvo circunscrito a la antigua Concesión de Mares. Solamente, a finales de la década de los años sesenta, favorecida por la ley 20/69 y en forma paralela con el primigenio sistema de Asociación, como fue definido por esta misma ley, se inicia una etapa que muestra a ECOPETROL actuando, por fuera De Mares, inicialmente en los Llanos Orientales

GRAFICO No. 32

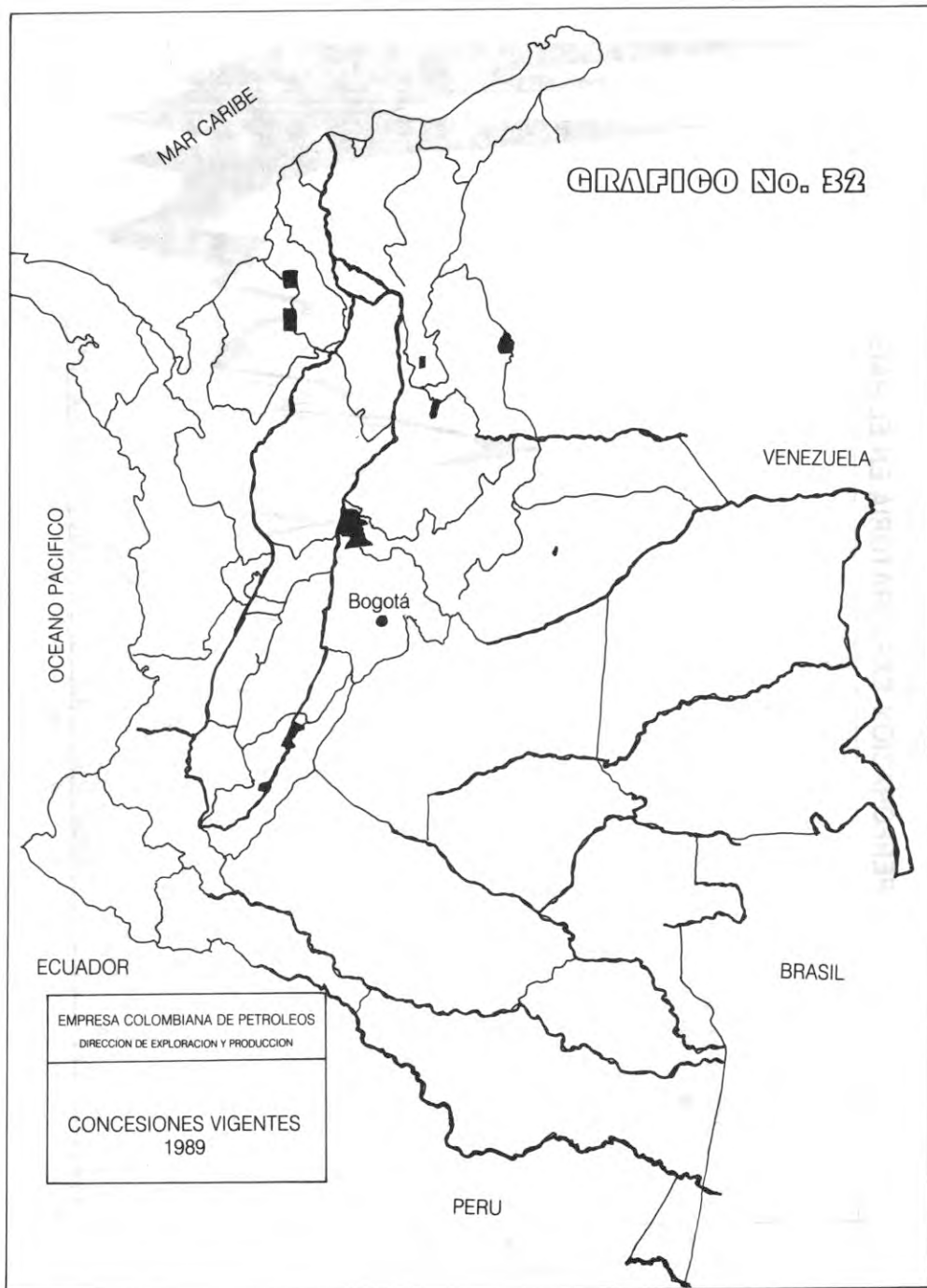


GRAFICO NO. 33
PERFORACION EXPLORATORIA EN EL PAIS

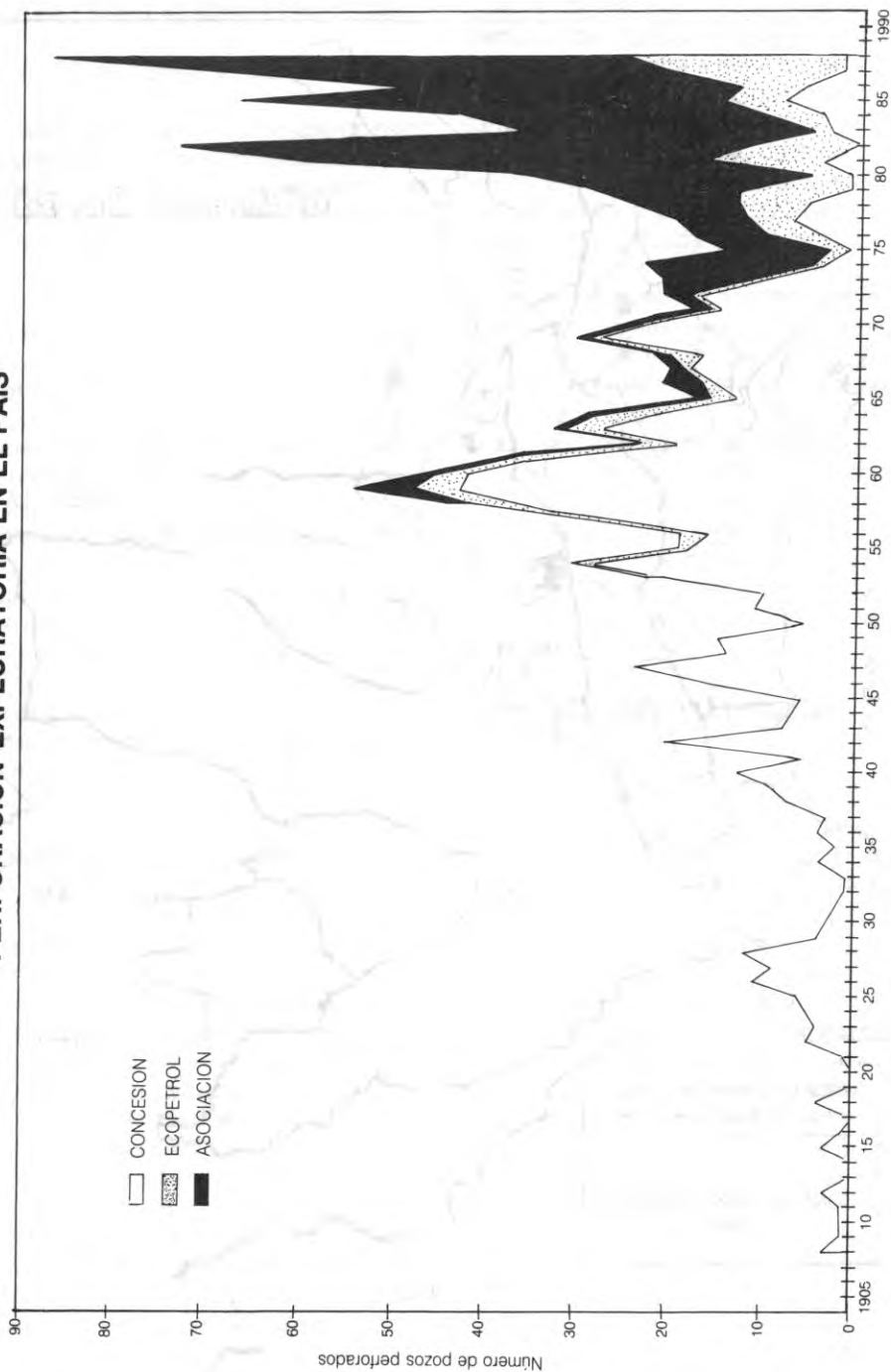
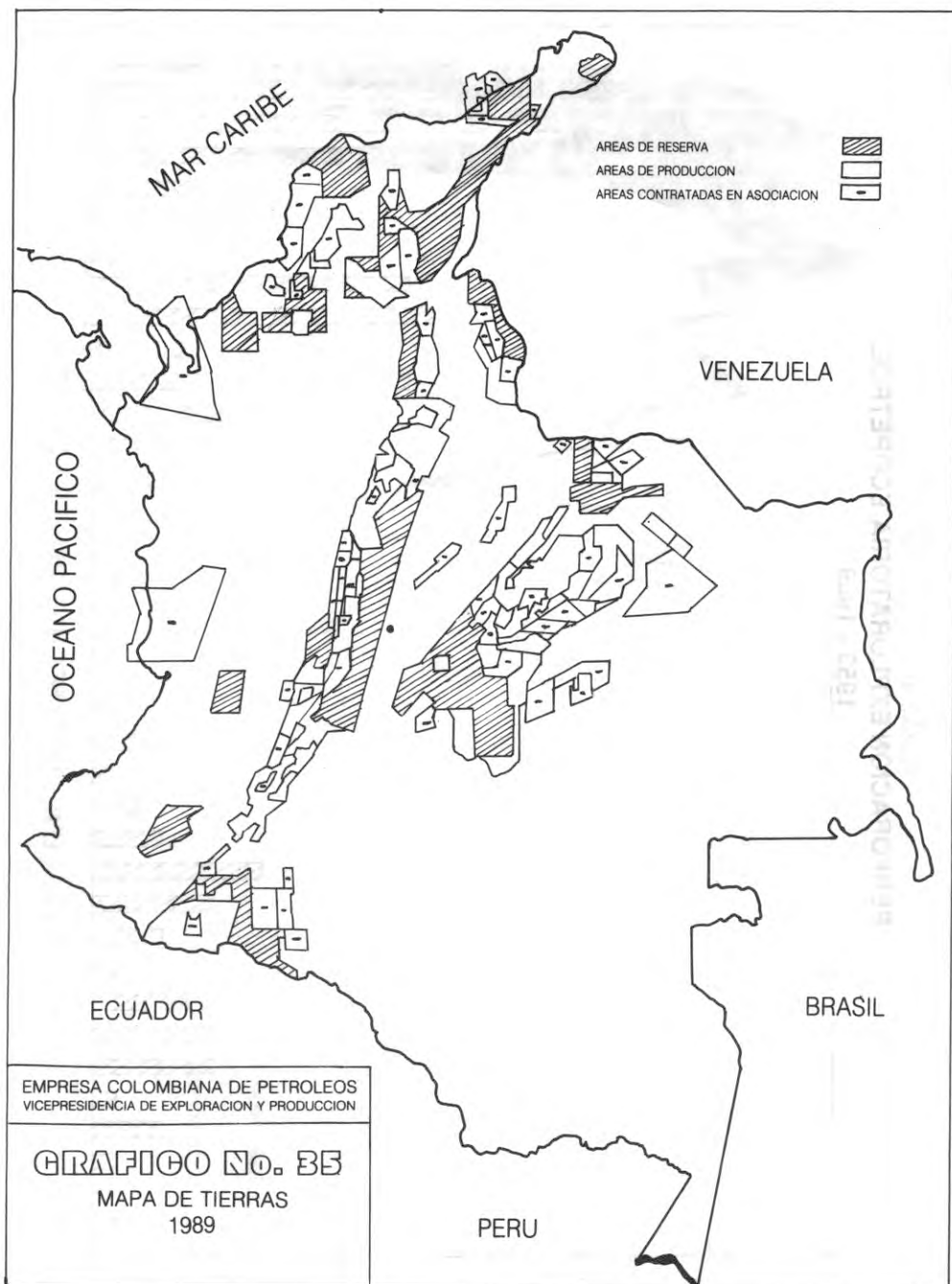


GRAFICO NO. 34
PERFORACION EXPLORATORIA ECOPETROL
 1953 - 1989





y posteriormente en varias de las cuencas sedimentarias, pero dentro de un proceso que sólo rindió como resultado importante el descubrimiento de la subcuenca petrolífera de Apiay-Ariari en 1982, con reservas que hoy superan los cien millones de barriles.

Las difíciles circunstancias económicas del país en ese período, derivadas de la creciente importación de crudos y productos a precios altísimos, hacen que el lapso siguiente: 1983 a 1986, represente un receso en la actividad exploratoria de ECOPETROL, como que en ese intervalo tan solo se perforaron 13 pozos exploratorios, A-3.

El año de 1986 marca un cambio fundamental en las estrategias exploratorias fijadas para ECOPETROL por el Gobierno Nacional, se resuelve examinar cuidadosamente las dife-

rentes cuencas sedimentarias del país y reservar para ECOPETROL aquellas áreas ya probadamente petrolíferas y relacionadas o cercanas a infraestructuras de producción, refinación y transporte. En otras palabras se ordenó a ECOPETROL concentrar sus mayores esfuerzos en áreas de menor riesgo, aún cuando como veremos más adelante, la Empresa no abandonó su estrategia de hacer presencia también en áreas difíciles o cuencas frontera, dentro de la misión de liderazgo que conduce a una incentivación en el esfuerzo exploratorio de los Asociados. El Mapa de Tierras actualizado muestra la distribución de áreas para exploración directa de ECOPETROL y las que se han contratado en Asociación con numerosas compañías, algunas de ellas colombianas. (GRAFICO No. 35).

GRAFICO No. 36
RESERVAS A DESCUBRIR
(MBLS)
PLAN ECOPELROL
AÑO 2000

AÑO	MBLS	DESCUBIERTAS
1987	64.0	54.4
1988	49.1	82.9
1989	38.7	26.9(*)
1990	32.3	
1991	28.4	
1992	27.6	
1993	36.7	
1994	36.7	
1995	36.7	
1996	36.7	
1997	36.7	
1998	36.7	
1999	36.7	
2000	36.7	
Total	533.7	

GRAFICO No. 37
INVERSIONES
EXPLORACION
PLAN ECOPELROL
AÑO 2000

AÑO	MU\$
1986	17.9
1987	45.6
1988	66.4
1989	76.7
1990	88.5
1991	92.4
1992	98.4
1993	130.0
1994	130.0
1995	128.3
1996	130.0
1997	131.7
1998	133.8
1999	135.3
2000	138.0
Total	1546.4

* A Noviembre 15 de 1989

7. PLAN QUINQUENAL DE EXPLORACION.

Hecha la reserva de áreas para ECOPETROL de la manera atrás señalada, se concibe y pone en ejecución un plan quinquenal de exploración y se complementa con el plan de desarrollo ECOPETROL año 2000 que busca como objetivo, conservar la autosuficiencia para Colombia en materia petrolera y la consecución de excedentes exportables mediante la acción combinada del Contrato de Asociación y de la Actividad Directa, en proporción que significa, aproximadamente 2/3 del esfuerzo para el primero y una tercera parte para la segunda; siendo estas estrategias las que orientan la política petrolera presente.

Para cumplir con su cuota del plan, ECO-PETROL primero fijó unas metas anuales que se cuantifican en las reservas del petróleo que busca descubrir, como se ve en el GRAFICO No. 36, mediante las cuantiosas inversiones anuales que se indican en el GRAFICO No. 37. Con el objeto de cumplir esas metas, se diseñaron las acciones exploratorias que deben realizarse año tras año, comenzando en 1987 y terminando con el siglo.

Las principales entre estas acciones son la exploración sísmica y la perforación exploratoria, las cuales vienen realizándose de la manera indicada por los GRAFICOS 38 y 39. Estas también señalan el plan que para las mismas se ha concebido hasta el año 2000. El GRAFICO 40 muestra la manera como ha avanzado el plan en cuanto hace a las metas que deben cumplirse en el descubrimiento de reservas; allí puede apreciarse cómo, para los dos primeros años del Plan Quinquenal, los descubrimientos han cumplido con las metas fijadas.

El esfuerzo directo de ECOPETROL, como se ha mostrado, da fé del propósito del Estado de liderar la industria petrolera nacional a través de la acción directa del ente petrolero estatal.

8. ESTRATEGIAS ACTUALES DE EXPLORACION.

Habíamos dicho anteriormente, que al concebirse el plan quinquenal y su ad-later, el plan de desarrollo ECOPETROL año 2000, se habían fijado las principales estrategias de la política exploratoria. Con base en el conocimiento logrado en cada cuenca, las estrategias exploratorias se han venido refinando continuamente. Mediante un detallado análisis recurrente, cuenca a cuenca, región por región, área por área, se estiman las reservas remanentes que allí puedan esperarse y el número y tamaño de los campos susceptibles de ser allí encontrados. Armados con ese conocimiento, diseñamos los mecanismos y las estrategias -cantidad de kilómetros de perfil sísmico, espaciamiento de la malla sísmica y número de pozos a perforar. Para esto, hemos clasificado las cuencas, y sectores dentro de éstas, atendiendo a la densidad de la exploración y facilidad de incorporación de la nueva producción a los mercados.

Por lo demás, en todo este proceso, los geólogos y geofísicos de ECOPETROL han venido aprendiendo a descifrar la clave que conduzca al éxito exploratorio en cada cuenca, de manera que podrá hacerse una determinación cualitativa de prospectos según los criterios que definen los mecanismos en cada caso como la (asociación con altos de basamento, estructuras sutiles y fallas antitéticas). Entonces, la exploración irá avanzando en forma metódica, de lo conocido a lo menos conocido o desconocido, no solo en cuanto a cuencas nuevas sino en lo que se refiere a los sectores más distantes, dentro de áreas relativamente mejor exploradas, es decir las que proponemos definir como activas, semiactivas y de frontera.

Asimismo, se han trazado estrategias a corto, mediano y largo plazo que atienden a la clasificación de las cuencas según lo antes expuesto y que buscan ante todo la oportuna

GRAFICO No. 38
PLAN DE DESARROLLO ECOPETROL AÑO 2000
 Exploración Sísmica

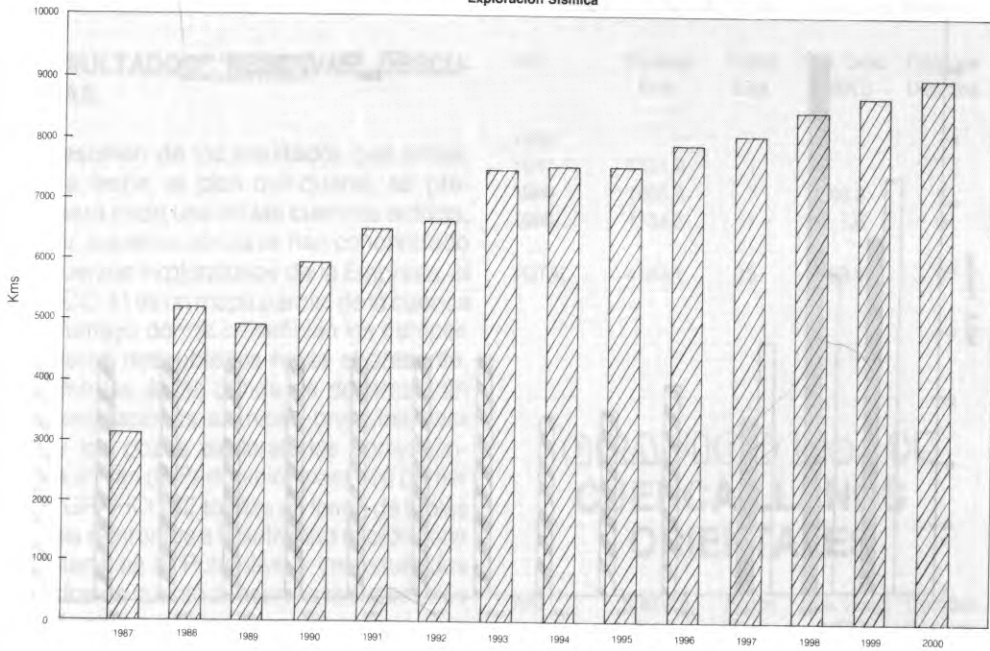


GRAFICO No. 39
PLAN DE DESARROLLO ECOPETROL AÑO 2000
 Número de Pozos Exploratorios

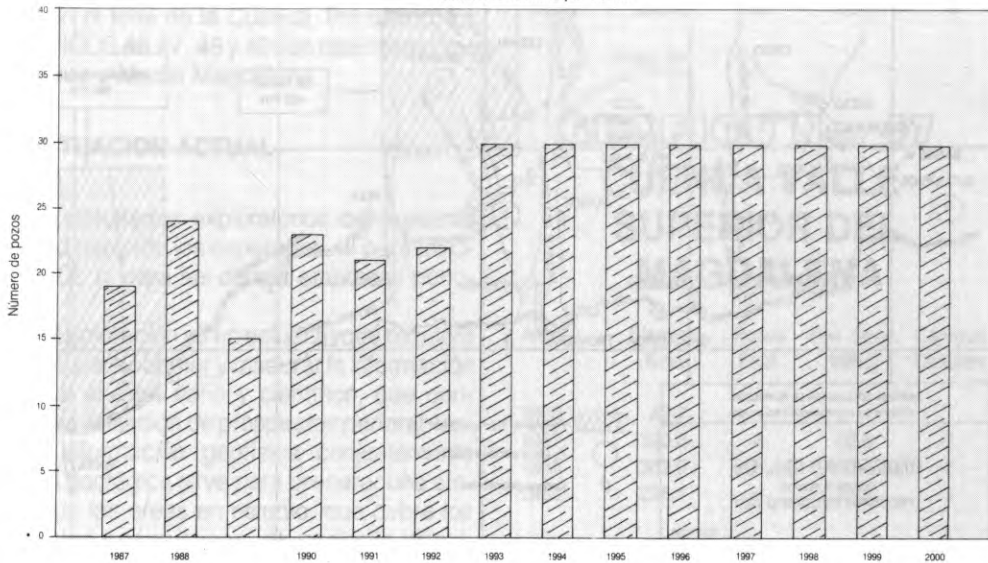
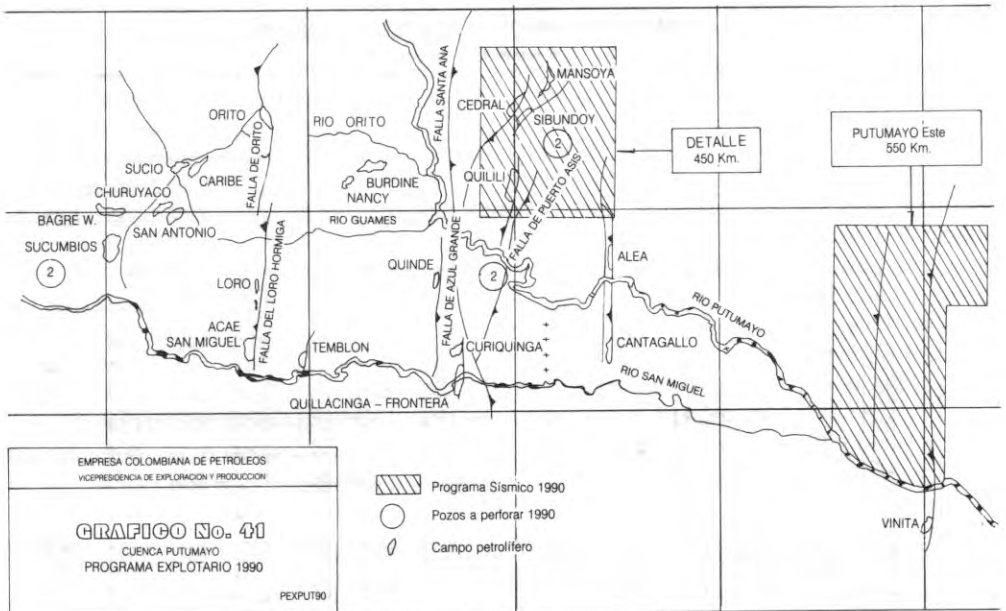
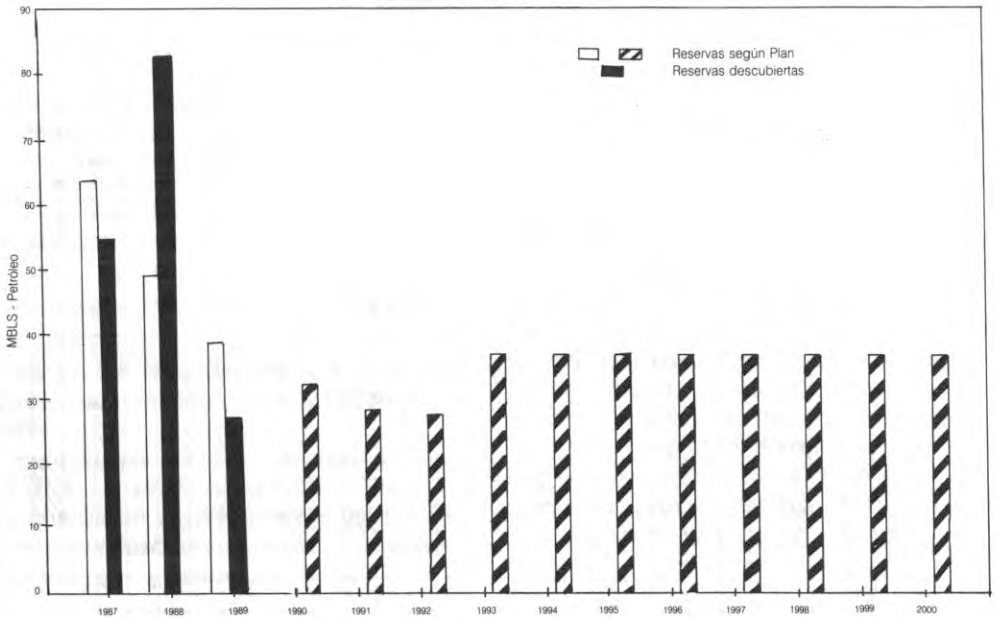


GRAFICO No. 40 PLAN DE DESARROLLO ECOPETROL AÑO 2000

Reservas a Descubrir



incorporación de la producción, -resultado del esfuerzo exploratorio-, al mercado nacional o internacional, según el caso.

9. RESULTADOS: RESERVAS DESCUBIERTAS.

Un resumen de los resultados que arroja, hasta la fecha, el plan quinquenal, se presenta para cada una de las cuencas activas, es decir, aquellas donde se han concentrado los esfuerzos exploratorios de la Empresa, el GRAFICO 41 es un mapa parcial de la cuenca del Putumayo donde se señalan los campos petrolíferos descubiertos hasta el presente, así como las áreas donde se desarrollarán las investigaciones sísmicas previstas para 1990 y los pozos exploratorios correspondientes al Plan de Perforación para ese primer año. El GRAFICO 42 totaliza en forma de tablas las cifras referentes a la actividad exploratoria adelantada en el Putumayo y los resultados obtenidos en cuanto a reservas recuperables descubiertas.

Los GRAFICOS 43 y 44 muestran el programa exploratorio diseñado para los Llanos Orientales en los sectores Meta y Casanare, respectivamente y el GRAFICO 45 resume las acciones exploratorias y los resultados obtenidos en el total de la Cuenca. Por último, los GRAFICOS 46, 47, 48 y 49 dan este mismo tipo Superior y Medio Magdalena.

GRAFICO No. 42 CUENCA PUTUMAYO

Año	Sísmica Kms	Pozos Expl.	Res. Desc. MBLS	Campos Desctos
1986				
1987	1191.8	1		
1988	1856.5	7	46.3	6
1989	1134.8	7	7.6	3
TOTAL	4183.1	15	53.9	9

GRAFICO No. 45 CUENCA LLANOS ORIENTALES

Año	Sísmica Kms	Pozos Expl.	Res. Desc. MBLS	Campos Desctos.
1986	376.3	8	18.3	
1987	984.1	11	11.1	5
1988	1394.5	8	26.6	3
1989	571.1	3	4.3	1
TOTAL	3326.0	30	60.3	9

GRAFICO No. 47 CUENCA VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

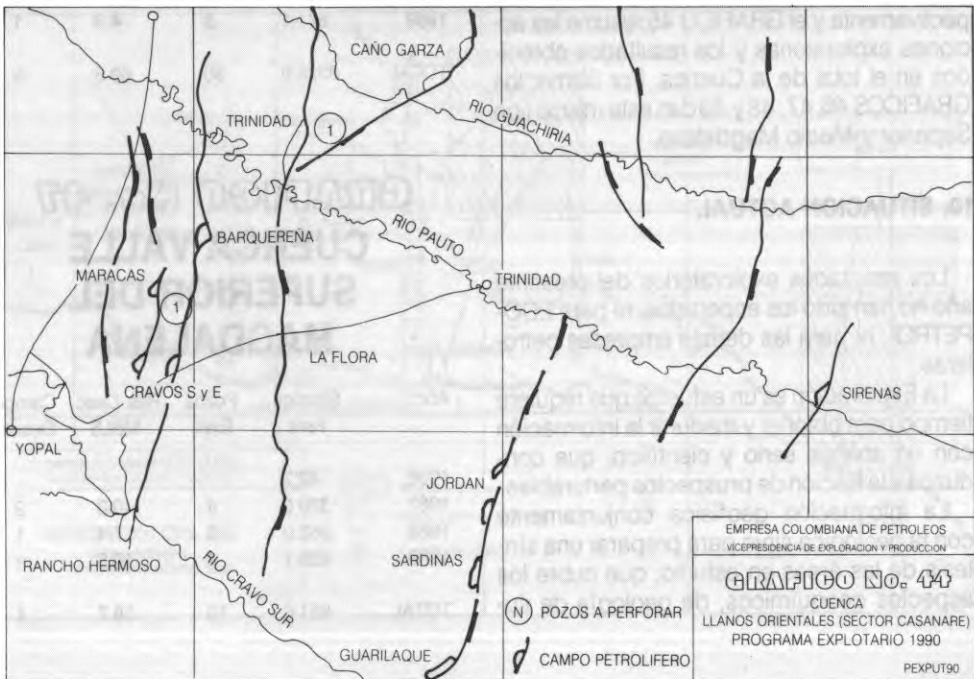
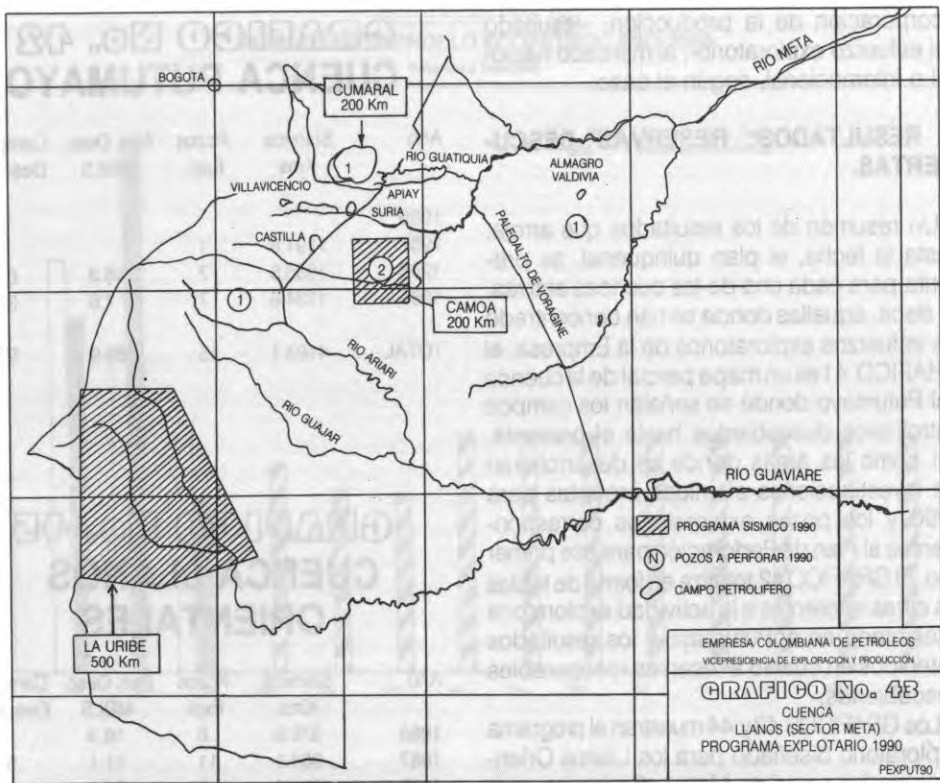
Año	Sísmica Kms	Pozos Expl.	Res. Desc. MBLS	Campos Desctos
1986	42.7			
1987	320.0	4	40.8	2
1988	363.0	5	7.4	1
1989	226.1	4	10.5	1
TOTAL	951.8	13	58.7	4

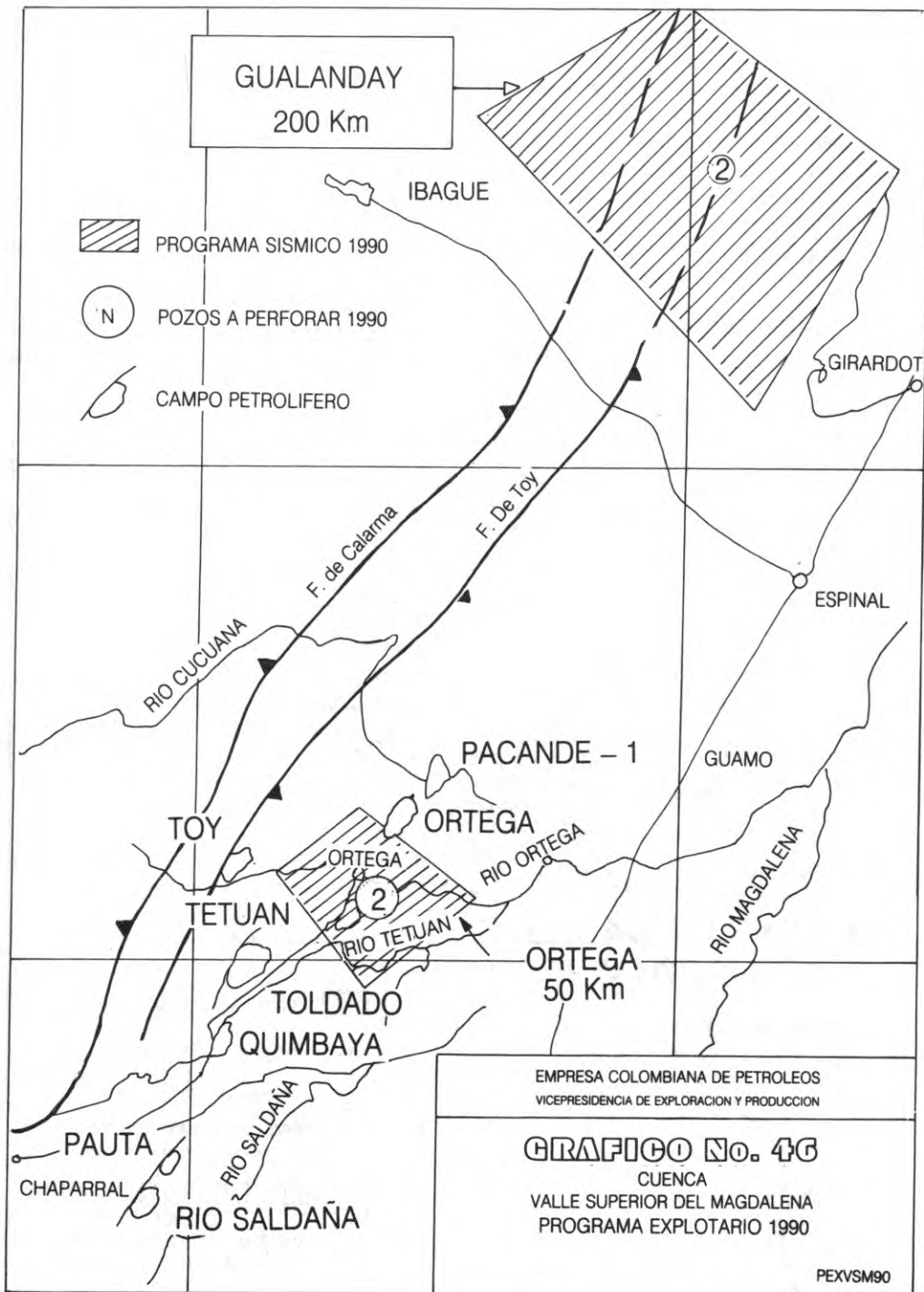
10. SITUACION ACTUAL

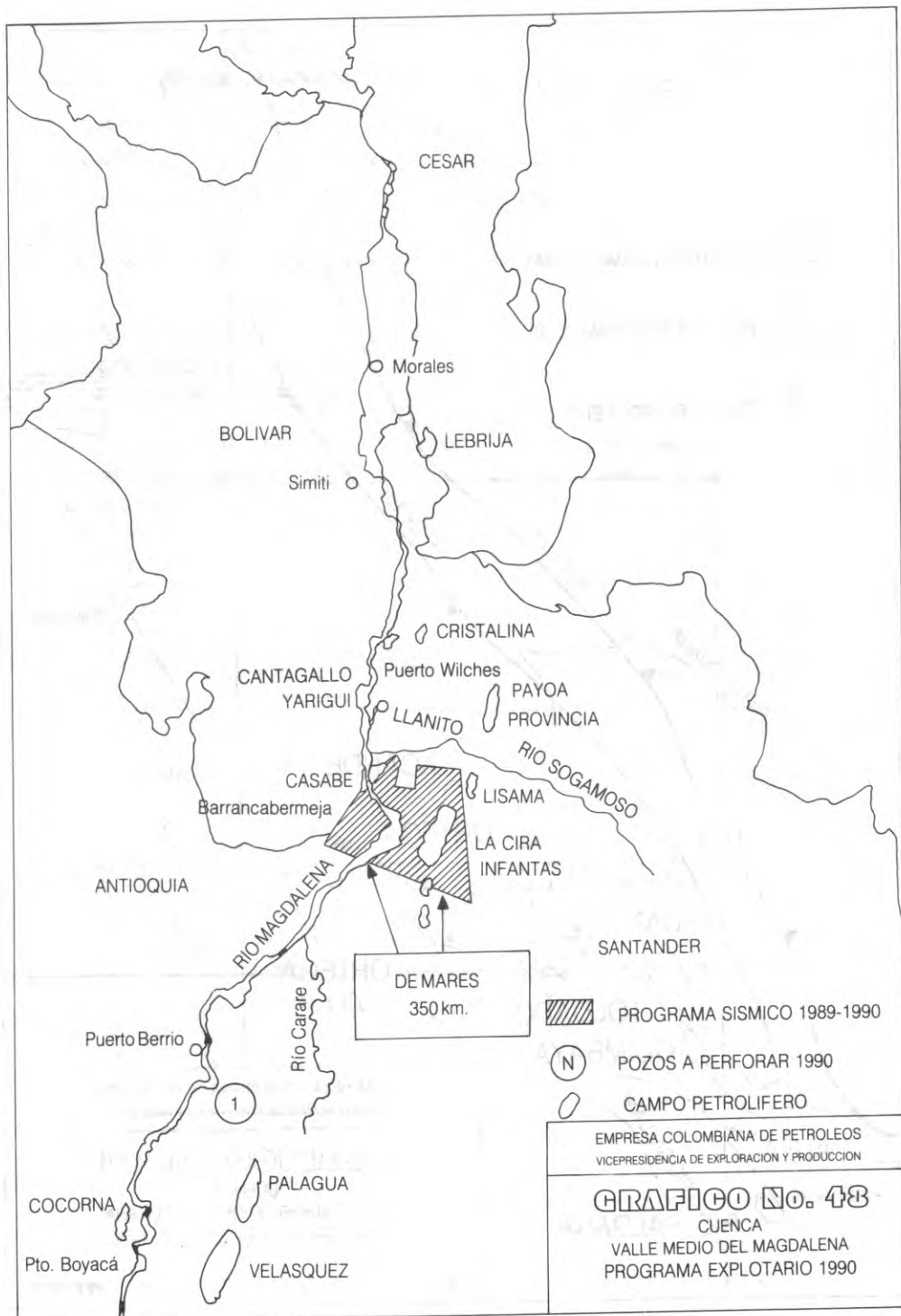
Los resultados exploratorios del presente año no han sido los esperados, ni para ECO-PETROL ni para las demás empresas petroleras.

La Exploración es un esfuerzo que requiere tiempo para obtener y madurar la información con un análisis serio y científico, que conduzca a la fijación de prospectos perforables.

La información geofísica conjuntamente con la geológica sirve para preparar una síntesis de las áreas en estudio, que cubre los aspectos geoquímicos, de geología de su-







CESAR

Morales

BOLIVAR

LEBRIJA

Simiti

CRISTALINA

CANTAGALLO
YARIGUI

Puerto Wilches

PAYOYA
PROVINCIA

LLANITO

CASABE

Barrancabermeja

LISAMA

RIO SOGAMOSO

LA CIRA
INFANTAS

ANTIOQUIA

RIO MAGDALENA
Rio Carate

SANTANDER

DE MARES
350 km.



PROGRAMA SIMSICO 1989-1990



POZOS A PERFORAR 1990



CAMPO PETROLIFERO

Puerto Berrio

1

COCORNA

PALAGUA

Pto. Boyacá

VELASQUEZ

GRAFICO No. 48

CUENCA

VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

PROGRAMA EXPLOTARIO 1990

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS
VICEPRESIDENCIA DE EXPLORACION Y PRODUCCION

perficie, geología estructural, geofísica y un cúmulo de otros soportes que van desde la información de satélite hasta la historia de los pozos perforados en la cuenca, hayan sido productores o no.

ECOPETROL, ha adelantado un importante esfuerzo en la obtención de la información geofísica terrestre, pasando de un promedio anual de 1606 Kmts en el período 1974-1986 para un promedio de seis (6) prospectos generados/año, a 4687 Kmts entre 1987-1989, o un crecimiento del 192% para una generación promedio anual de diecinueve (19) prospectos.

El esfuerzo de interpretar el cúmulo de información obtenida ha sido grande, pero debemos reconocer que para 1989 el número de pozos exploratorios a perforar no será superior a 15, por no contar con prospectos lo suficientemente confiables, dentro de un rango de riesgo geológico aceptable. Lo anterior nos ha llevado a hacer una evaluación de grupo, con la participación de los expertos de la empresa y proponer una nueva estrategia exploratoria, que se basa en que es necesario obtener mayor información sísmica, en aquellas áreas reservadas para la Empresa, como las del Catatumbo, Bolívar, Córdoba, Santander, Cauca, Sur del Meta, Casanare, Alto Magdalena y Putumayo, para que nuestros intérpretes con un criterio de encontrar reservas, puedan recomendar nuevos y más confiables prospectos perforables.

Para hacer lo anterior, es esencial madurar la información, convergiendo todos los datos y experiencias, para lo cual no podemos "ensillar antes de traer las bestias" como reza el adagio, Aquí no se trata de correr sino de acertar y eso sólo será posible a través de un proceso que tiene como marco la capacidad de nuestros expertos, la cual no es impro- visable.

Es necesario contar con un trabajo no menor de dos años para hacer una recomendación juiciosa que nos lleva a perforar un pozo. Hemos venido agotando el banco de los prospectos que se generaron en el último de- cenio.

Si se pregunta porqué no se hace más, se responderá que digerir la información es patrimonio de los que saben y ellos se hacen en el hacer y en la actualización científica.

La Empresa con lo que tiene y con las proyecciones que hemos hecho en materia de formación profesional y dotación de modernos equipos, podrá generar de 20 a 23 prospectos/año hasta 1992 y alrededor de 30 a partir de 1993, contando con la cooperación de los recursos del ICP.

11. POLITICA DE PRODUCCION

La política estatal, en cuanto se refiere a la producción de hidrocarburos, hace parte, obviamente, de las directrices y estrategias que rigen la actividad petrolera como un todo y que se analizaron para el caso específico de la exploración.

La historia de la producción de petróleo en el país se divide, pues, en las mismas etapas como clasificamos la exploración, es decir, que las primeras producciones industriales se originaron en el sistema de Concesión. Así pues, con el descubrimiento de los campos de la Cira-Infantas, en la Concesión de Mares, se inicia la primera producción verdaderamente comercial de petróleos y las actividades que marcarían el inicio de la industria petrolera nacional, en sus ramas de exploración, producción, refinación y transporte.

GRAFICO No. 49 CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

Año	Sísmica Kms	Pozos Expl.	Res. Desc. MBLS	Campos Desc tos
1986	321.1			
1987	164.0	3	2.5	1
1988	546.2	2	3.8	2
1989	244.3			
TOTAL	1275.6	5	6.3	3

Posteriormente vendrían nuevos descubrimientos importantes, como Tibú y Orito.

La creación de ECOPETROL aplica, a los viejos campos revertidos, la dinámica propia de una empresa que habrá de quedarse y, por vez primera, la Concesión de Mares revierte la curva de declinación de la producción, por los trabajos de reacondicionamiento y perforación de pozos en estructuras periféricas, que conduce al descubrimiento de campos como Llanito, Galán, Colorado, Lisma y otros.

Se acrecienta la participación productiva de la Empresa con la compra de intereses o reversión anticipada de algunos campos como los del Putumayo, explotados inicialmente por el Consorcio Texas-Gulf, los del Catatumbo que fueron la sede la actividad de la Colpet y los Valle Medio del Magdalena inicialmente explotados por Shell (Casabe, Yariguí y Cantagallo). Hoy la producción directa de Ecopetrol es de 84,000 BPD. La distribución de la producción petrolera nacional, teniendo en cuenta su origen se muestra en el GRAFICO 50.

La política petrolera, enmarcada en una estrategia de precios según la cual se reconocen precios especiales a los crudos incrementales de concesión y los del mercado internacional a los crudos de Asociación, junto con la extraordinaria actividad de ECOPETROL, han sido los elementos fundamentales que condujeron a Colombia a la autosuficiencia en 1986.

De esta manera, se concluye que la actual política petrolera avanza con paso firme, apoyada en una distribución de esfuerzos entre el recurso privado, y el estatal que aporta un 30% del total y que progresa satisfactoriamente con la ampliación de la capacidad exploratoria de la Empresa y en un constante avance de su eficiencia técnica y administrativa que encuentra su base en la formación científica en la capacitación intensiva de su personal, según programas que incluyen post-gradados en el exterior, capacitación en el sitio de trabajo, cursos intensivos y otra clase de esfuerzos que concluirán con un equipo de profesionales bien capacitados para enfrentar el gran reto que tiene ECOPETROL



ante el país. A lo anterior se agrega la dotación con equipos muy modernos para la interpretación interactiva de los datos geológicos y geofísicos y una red de computadores que apoyan la totalidad del esfuerzo realizado por los profesionales de exploración y producción.

Al presente, la producción nacional es de 444 mil barriles por día, la máxima alcanzada por Colombia en toda su historia, de los cua-

les 262 mil barriles o un 59% pertenecen a ECOPETROL. (GRAFICO 50).

Esta es la tendencia que esperamos conservar, hasta más allá del año 2000 mediante la continuidad de la política y la aplicación de las estrategias como aquí se describieron.

11. EL FUTURO

Por su naturaleza, la exploración para petróleo es de alto riesgo y resultados inciertos; pero es una verdad de a puño que la única manera de encontrar es buscando y que como dice el refrán español, quien no arriesga un puente no cruza el río. Quiere esto decir que el futuro energético del país, en materia de hidrocarburos, se soporta en una creciente actividad exploratoria, con el liderazgo continuado de la Empresa, a través de un trabajo serio y constante, enmarcado en los principios de una planeación a largo plazo. Todo esto nos permite vislumbrar un panorama claro donde se espera conservar la autosuficiencia hasta bien entrado el siglo veintiuno.

Política y Contratación de Asociación

Dr. Fernando Delgado.

Vicepresidente de Operaciones
Asociadas.

I - EL CONTRATO DE ASOCIACION

Política y Estrategia Exploratoria

El Contrato de Asociación es una de las tres modalidades existentes en el País para la exploración y explotación de hidrocarburos, los otros dos son la operación directa y el antiguo sistema de concesión.

Esta modalidad de contratación se creó como una solución exploratoria que diera una salida a la difícil situación petrolera que atravesaba Colombia en la década del 70, cuando los precios del crudo en el mercado internacional se incrementaron en forma vertiginosa y el País pasó de exportador a importador, con las perspectivas de serlo por un largo período.

En efecto, la crisis energética de 1973 presentada a raíz del embargo petrolero que restringió los suministros de crudo hacia occidente, puso de presente el valor estratégico del petróleo y desencadenó el incremento de los precios con base en el acuerdo de los países pertenecientes a la OPEP.

Esta situación coincidió en Colombia con la disminución de reservas que experimentaba el País en los años anteriores, por el aumento del consumo interno de combustible y por los bajos niveles de la actividad exploratoria, tanto del sistema de Concesión como de la Operación Directa de ECOPEPETROL, que eran en esa época, las únicas modalidades de exploración vigentes.

Bajo el sistema de concesión no era posible atraer inversionistas extranjeros para la búsqueda de nuevos yacimientos ya que los precios internos establecidos que eran del orden de US\$1.50 por barril estaban por debajo de

la cotización internacional de US\$3.00 antes del embargo, lo cual subió después a niveles de US\$20 por barril y hasta alcanzar cifras del orden de 40 dólares por barril.

De otra parte, la actividad exploratoria de ECOPEPETROL era incipiente ya que no se disponía de la tecnología y de los recursos que le permitieran una mayor proyección. Durante el período de 1951 a 1973, ECOPEPETROL perforó 25 pozos exploratorios, 21 de ellos dentro de la Concesión de Mares y solamente hasta el año de 1972 se inició la exploración de áreas diferentes, con la perforación del pozo Unete-1 en la Cuenca de los Llanos Orientales.

El Gobierno Nacional conciente del alcance de la problemática petrolera que vivía el país y de sus posibles consecuencias en el ordenamiento económico nacional, dentro del marco de la Ley 20 de 1969, diseñó una estrategia que le permitiera vincular capital de riesgo y tecnología extranjera, para la exploración y explotación de petróleo, buscando el aprovechamiento ordenado de los recursos y consiguiente optimización en términos de beneficio socio-económico.

Los sistemas de contratación petrolera existentes a nivel internacional en mayor o menor grado dependiendo de las circunstancias de cada país, brindaban la posibilidad de alcanzar dichos objetivos. Sin embargo, la mayoría de los sistemas no le permitían al Estado tener un alto grado de participación en la toma de decisiones y ejercer un control adecuado de las operaciones.

En tal sentido, Colombia formuló el sistema de Asociación el cual le permite trasladar el riesgo exploratorio al inversionista extranjero y al Estado participar en el desarrollo y pro-

ducción de las reservas descubiertas, integrando los beneficios de un Contrato de Riesgo en la etapa exploratoria y los de una Operación Conjunta en la etapa de explotación. Este sistema entró en funcionamiento con la expedición del Decreto de Emergencia Económica 2310 de 1974 y la Resolución 50 de 1976 que estableció como precio de referencia, el precio internacional de petróleos crudos semejantes.

Dentro del esquema de Asociación es necesario concertar esfuerzos y voluntades tanto de ECOPETROL como de los Socios Privados para definir los programas y proyectos de desarrollo, decidir la modalidad, el monto y la oportunidad para efectuar las inversiones correspondientes y desarrollar los mecanismos que permitan su adecuado control. Por otra parte ésta es la única alternativa práctica para tener acceso a la tecnología, que es tal vez, una de las mayores ventajas que tiene el sistema de Asociación si se le compara con otros sistemas, tales como los de Producción Compartida, de Servicios con Riesgo y Concesión Moderna, adoptados en muchos casos por países económica y tecnológicamente más avanzados que el nuestro.

Distribución y Manejo de Áreas para Exploración.

Con la incorporación del Contrato de Asociación la exploración petrolera en Colombia la adelanta ECOPETROL en forma directa y en asocio del capital privado a través del sistema de Asociación, para no mencionar el ya obsoleto y sin actividad del Sistema de Concesión.

ECOPETROL ha diseñado un mecanismo para el manejo de las áreas de exploración en el País que involucra los conceptos básicos geológicos y de logística que deben tenerse en cuenta en la actividad exploratoria, lo cual se refleja en el denominado Mapa de Tierras.

En dicho mapa se identifican y clasifican las diferentes áreas de acuerdo con el riesgo geológico.

En orden de prioridades se señalan en dicho mapa aquellas áreas en las cuales se tiene el mejor conocimiento geológico, que representan el menor riesgo exploratorio y que cuentan o puedan tener acceso preferencialmente a infraestructura de producción y transporte existente. Estas áreas las destina ECOPETROL para su exploración directa y se denominan áreas de reserva.

Dentro de estas existen algunas de mediano riesgo geológico, en las cuales ECOPETROL no tiene diseñados programas exploratorios a corto plazo y se destinan a contratos bajo la modalidad de Participación de Riesgo. El resto de áreas exceptuando las contratadas, las deja disponibles para evaluación por parte de ECOPETROL y para nuevos Contratos de Asociación.

A través del mecanismo de devolución de áreas de los Contratos de Asociación quedan áreas disponibles las cuales entran a ser evaluadas por parte de ECOPETROL y serán asignadas para su operación directa o para nuevos Contratos de Asociación. Este proceso de revisión de áreas es dinámico y genera la publicación de un nuevo Mapa de Tierras cada 6 meses.

Del total de 71.6 millones de hectáreas de cuencas sedimentarias, actualmente se tiene reservado un equivalente al 13% para la actividad directa de ECOPETROL y el 14% está comprometido bajo el sistema de Asociación.

Esquema General del Contrato

El desarrollo del Contrato de Asociación se inicia con el aporte de una área por parte de ECOPETROL a una compañía nacional o extranjera para la búsqueda de nuevos yacimientos de petróleo.

Durante el período de exploración, el riesgo de las inversiones es asumido en su totalidad por la Asociada, de conformidad

con un programa de actividades acordadas previamente con ECOPETROL y que contempla generalmente trabajos de exploración superficial y de perforación de pozos exploratorios.

La magnitud del programa de exploración realizado por las Compañías Asociadas es proporcional al área contratada y depende también del grado de conocimiento y del riesgo geológico de la cuenca sedimentaria donde esté ubicado el contrato.

Para que ECOPETROL reconozca la existencia de un campo comercial es necesario que la Asociada haya perforado un número suficiente de pozos dentro del campo comercial propuesto, que permita definir razonablemente la comercialidad del mismo.

Si ECOPETROL acepta la existencia del campo comercial entra a reembolsar el 50% de los costos de los pozos exploratorios productores y a participar en el desarrollo y producción del campo. Este pago lo efectúa ECOPETROL a la Asociada con el monto total de su participación en la producción de dichos pozos, deduciendo las regalías.

ECOPETROL, debe aportar el 50% de las inversiones y gastos de producción. La participación de ECOPETROL en la producción total es del 60% incluyendo el 20% de regalías. El 40% restante es de propiedad de la Asociada.

Con la aceptación de existencia de un campo comercial y la puesta en producción de este, se inicia el período de explotación del contrato cuyas principales características se pueden generalizar en la siguiente forma.

Para adoptar y controlar los programas de explotación, desarrollo, operaciones y presupuestos del Contrato de Asociación, éste prevé la constitución de un Comité Ejecutivo conformado por un representante de ECOPE-TROL y un representante de la Asociada. Este Comité Ejecutivo se nombra en forma inmediata a la iniciación del período de explotación y cuenta para cumplir su labor con la asesoría de los Subcomités Técnicos, Financieros, Administrativos y Legales que considere necesarios.

El Asociado está obligado a venderle a ECOPETROL su participación en la producción, si esta se requiere para atender las necesidades internas de refinación y además permitir volumétricamente la autosuficiencia para generar los combustibles que requiera el país. Una vez atendidas estas necesidades cada parte puede disponer de su crudo libremente.

Desde 1936, con el objeto de anticipar la exploración de áreas que ECOPETROL tiene reservadas según el Mapa de Tierras, se implantó el Contrato de Participación de Riesgo como variante del Contrato de Asociación, en el cual ECOPETROL participa con un 15% a 20% de las inversiones en perforación a partir del segundo pozo exploratorio o tercer año del Contrato, y a cambio obtiene una mayor proporción en la producción, en comparación con el Contrato de Asociación estándar. De hecho, la participación en la producción después de pagar regalías es de tal manera que a ECOPETROL le corresponde el 55% de la producción, hasta llegar a 10 millones de barriles de producción acumulada. Después de obtenido este volumen, a ECOPETROL le corresponde el 60%, lo que representa finalmente un 68% para ECOPE-TROL y 32% para la Compañía Asociada. Las demás condiciones del Contrato de Participación de riesgo son las mismas del Contrato de Asociación estándar.

Número de Contratos de Asociación.

En total ECOPETROL ha aprobado hasta la fecha 280 Contratos de Asociación y las Compañías han renunciado a 191 de estos.

Durante 1980 se firmaron por primera vez 20 Contratos de Asociación; de 1983 a 1985 el número se aumenta progresivamente hasta alcanzar 30 contratos en 1985. En 1986 sólo se aprobaron 9 contratos debido a la caída del precio internacional del crudo ese año; durante 1987 se suscribieron 24 contratos y 28 durante 1988.

Actualmente están vigentes 89 contratos de los cuales 70 se encuentran en la etapa

de exploración y los restantes 19 están en etapa de explotación. En estos últimos existen campos descubiertos en producción o en proceso de iniciarla. Dentro de los 89 contratos, 73 corresponden a Contratos de Asociación estandar, 15 a la modalidad de Participación de Riesgo y uno especial, correspondiente al área de Las Monas.

En general el comportamiento del número de Contratos de Asociación vigentes que es uno de los parámetros importantes con los cuales se mide la actividad e interés exploratorio del país, ha sido favorable desde la iniciación misma del sistema; a pesar de que de cada 15 contratos firmados, en solo uno de ellos se registra un descubrimiento comercial y de que en el presente año se ha tenido un elevado número de Contratos Renunciados.

Las renunciadas antes mencionadas han obedecido en parte a problemas de orden público, que se han recrudecido en las Áreas del Valle Medio del Magdalena, Sur de Bolívar, Llanos Orientales y Catatumbo principalmente. Adicionalmente y debido a las anteriores circunstancias se han suspendido las negociaciones de algunos contratos en las áreas mencionadas.

Los problemas de orden público señalados y los atentados a los Oleoductos e instalaciones petroleras, han disminuído en consecuencia, la capacidad de ECOPETROL y de los Asociados para cumplir con las metas de exploración petrolera del País.

Este nuevo factor de riesgo político ha comenzado a afectar no solo las actividades operativas de la industria, sino también la contratación petrolera en general.

II - REALIZACIONES DEL CONTRATO DE ASOCIACION

A. Exploración.

Expresados en forma simple, los resultados de esta política han sido exitosos por cuanto le permitieron al país recuperar en 1985 la

autosuficiencia petrolera y a partir de 1986 retomar su condición de exportador. El alcance de esta meta significó abrirle una nueva perspectiva económica al país, ha demandado un gran esfuerzo exploratorio y de desarrollo, como podrá apreciarse del análisis de las cifras que se presentan a continuación:

Hasta la fecha se han perforado 489 pozos exploratorios bajo el Sistema de Asociación. De este total, 118 han sido productores de petróleo y los 371 restantes han resultado secos. Las inversiones realizadas por cuenta y riesgo de las compañías asociadas en el desarrollo de esta actividad son del orden de los 1.750 millones de dólares y han conducido al descubrimiento de reservas del mismo orden (1.750 millones de barriles de petróleo).

La actividad exploratoria se ha visto influenciada por el descubrimiento de nuevos campos, en especial los de un tamaño importante como es el caso de los de Caño Limón encontrados en el año de 1983, a partir del cual se registra un incremento notable en la perforación, pasando de un promedio de 29 pozos por un año en el período 1977 - 1982, a 45 pozos por un año desde 1983 hasta la fecha. Gracias a lo anterior, se ha alcanzado un mejor conocimiento geológico de las cuencas, lo cual ha disminuído el riesgo exploratorio, tal como se puede observar en el aumento de la relación de éxito (pozos productores / pozos perforados) desde un 15% en el primer período hasta un 30% en el segundo y en la disminución del costo de hallazgo desde 3 dólares por barril descubierto, a cerca de 1.80 dólares por barril sin incluir Caño Limón, en los períodos mencionados. Si se incluye el efecto del descubrimiento de Caño Limón, este costo se reduce hasta 0.60 dólares por barril.

B. Resultados.

Las reservas mencionadas se hallan distribuidas en 67 campos, 54 de los cuales fueron descubiertos después de 1982.

Estadísticamente, los campos más grandes tienen mayor probabilidad de ser encontrados durante la primera etapa exploratoria y es por este motivo que su tamaño promedio ha disminuído de 20 Mbbls para los hallados hasta 1982, a 10 Mbbls para los localizados después de esa fecha. (Sin incluir Caño Limón).

La Eficiencia Exploratoria ha permanecido sin variaciones significativas, alrededor de los 1.7 Mbbls por pozo exploratorio, gracias a que el menor tamaño de los campos se ve compensado por los descubrimientos más frecuentes (mayor relación de éxito).

Incluyendo Caño Limón, el Tamaño Promedio de Campo se elevaría hasta 28 Mbbls y la Eficiencia Exploratoria alcanzaría niveles de 5.0 Mbbls pozo.

Como puede observarse, los resultados obtenidos son muy modestos y aún incluyendo Caño Limón, no podrían calificarse como extraordinarios, lo cual hace evidente la necesidad de reforzar la actividad exploratoria, tanto bajo la Operación Directa de ECO-PETROL, como bajo el Sistema de Asociación.

C. Desarrollo.

Para desarrollar las reservas encontradas se ha requerido construir numerosas instalaciones tanto de producción como de transporte, lo cual ha significado inversiones que ascienden a 1.800 millones de dólares, es decir, aproximadamente 1 dólar por cada barril de petróleo descubierto.

A partir de 1986, con la entrada en operación del oleoducto Caño Limón Coveñas y la iniciación de producción de los Campos de Cravo Norte la producción en Asociación alcanzó en 1987 un promedio de 242.000 barriles por día. En 1988 la producción disminuye a 234.000 barriles por día por efecto de los atentados al Oleoducto, contra una meta de producción de 270.000 barriles diarios. Durante el presente año se tiene un promedio de 256.000 barriles por día que pudiera haber sido de 300.000 de no haberse presen-

tado las dificultades antes anotadas. En efecto, en los meses de marzo y octubre la producción diaria promedio alcanzó niveles superiores a los 300.000 barriles por día, cumpliendo así en esta forma las metas señaladas.

III. COMPARATIVO DE DISTRIBUCION DE BENEFICIOS ECONOMICOS CON OTROS PAISES

Como se dijo anteriormente, los resultados obtenidos con la aplicación del Contrato de Asociación Colombiano han sido satisfactorios ya que no sólo se ha logrado con ellos la autosuficiencia petrolera, sino que además se cuenta con excedentes para exportación. Esto significa que el Sistema de Asociación es adecuado y ha cumplido con los objetivos para los cuales fue creado.

Cuantificando el grado de participación del estado en los beneficios que se obtienen en los diferentes tipos de contratos vigentes a nivel internacional, se puede decir que esta participación varía entre un 70% y un 85%, lo cual indica que la participación que obtiene el Estado Colombiano, que se estima en 80%, sobrepasa el promedio de distribución de beneficios en otros países que utilizan diferentes tipos de contratación. Además, con el Contrato de Participación de Riesgo se incrementa la participación del Estado Colombiano hasta niveles equivalentes a los establecidos en países en los que las condiciones para la búsqueda de hidrocarburos son más favorables que el nuestro.

De otra parte, se debe resaltar que el Contrato Colombiano tiene ventajas sobre sistemas en lo que respecta a control de las operaciones y participación en las decisiones durante la fase de explotación, ventajas que necesariamente conllevan a obtener verdadera transferencia tecnológica la cual no se logra aún en países más adelantados donde se utilizan ya sean contratos de producción compartida, de servicios con riesgo y en los que se tienen mejores perspectivas geológicas.

Hay que considerar que además de tener

un mecanismo de negociación como es el Contrato de Asociación, existen dos aspectos fundamentales que influyen decididamente en la actividad y en los resultados exploratorios, como son el riesgo exploratorio y el político. En lo que respecta al riesgo exploratorio, si bien es cierto, que en términos generales en las Cuencas activas ha disminuído el riesgo geológico, también es cierto que cada día es más difícil encontrar campos grandes en las mismas. Lo anterior llevará necesariamente a que el país comience a mirar hacia las Cuencas Inactivas, en las cuales es aventurado predecir el riesgo exploratorio, y a tratar de pronosticar los resultados en estas cuencas es un ejercicio teórico e incierto. Sin embargo la contribución y la evaluación del potencial de estas nuevas cuencas, será decisiva para mantener la autosuficiencia petrolera.

Desafortunadamente en Colombia, en las circunstancias actuales, el riesgo político es un factor nuevo que está siendo considerado y que puede llegar a afectar los resultados de cualquier plan exploratorio.

IV - PLAN EXPLORATORIO

Hasta la fecha en Colombia se han descubierto alrededor de 5.100 millones de barriles de petróleo, de los cuales se han producido cerca de 2.900 millones, lo que significa que el país dispone de unas reservas remanentes del orden de 2.200 millones de barriles de petróleo.

Con los pronósticos de producción y demanda de petróleo existentes y en caso de no obtener nuevos descubrimientos, Colombia retornaría a su condición de importador neto de hidrocarburos a mediados de la próxima década.

Si bien es cierto que los resultados de la actividad exploratoria reciente han sido modestos, la situación actual del sector petrolero no es alarmante.

El panorama del sector de hidrocarburos se despejará únicamente cuando el país pueda contar con suficientes reservas que le

permitan llevar a cabo sus planes de desarrollo a largo plazo, con una planeación adecuada, sin sobresaltos, por la certeza de poseer un volúmen confiable de reservas de hidrocarburos. Este factor favorable permitirá mantener una relación adecuada entre las reservas recuperables y la producción por año.

Consecuente con lo anterior y con el fin de mantener la situación actual para lo que resta del siglo ECOPETROL diseñó su Plan Exploratorio, que se adelanta en la actualidad y en el cual se prevé la realización de un programa que significa la ejecución de 120.000 kilómetros de sísmica y la perforación de 900 pozos exploratorios. Con estas inversiones de alto riesgo que se elevan al orden de 2.500 millones de dólares se espera encontrar nuevas reservas de petróleo del orden de 1.300 millones de barriles. Lo anterior equivale a perforar en 11 años el número de pozos perforados en 70 años de historia petrolera de las cuencas más prospectivas del país y a efectuar inversiones del orden del 170% del capital de riesgo invertido en exploración por los asociados en toda la historia del Contrato de Asociación; adicionalmente, descubrir el equivalente a una cuarta parte de las reservas totales descubiertas hasta ahora en el país.

La magnitud de la actividad exploratoria mínima requerida para mantener la autosuficiencia y disponer de excedentes para la exportación de crudos, exige la participación de la empresa privada ya que ECOPETROL tiene limitaciones de recursos tanto económicos como humanos y técnicos, que le imposibilitan generar por sí sola el número de prospectos necesarios para conducir toda la actividad exploratoria requerida, por medio de la Operación Directa.

Ante esta situación el PLAN propuesto se diseñó sobre la base de tener como soporte el Contrato de Asociación sobre el cual recaerá buena parte del esfuerzo exploratorio, fortaleciendo la participación directa de ECO-PETROL.

De hecho, ECOPETROL ha avanzado en este sentido, de tal forma que mientras durante la década del 70 perforó 2 pozos explo-

ratorios por año, durante el período 1980 - 1986 incrementó el nivel de perforación exploratoria a un promedio de 5 pozos por año. Desde 1987, gracias a la creación del Fondo Nacional de Exploración, ECOPELROL ha llegado a participar en el 28% de la actividad exploratoria, perforando 19 y 20 pozos durante 1987 y 1988 respectivamente; se espera que desde 1990 esta participación aumente hasta un 40% con la perforación de 30 de los 80 pozos exploratorios proyectados por año.

En desarrollo de este PLAN, que se inició en 1987, se han obtenido resultados un poco inferiores a los previstos inicialmente. Hasta la fecha se han perforado 220 pozos exploratorios de 226 proyectados para los 3 prime-

ros años y se han encontrado reservas del orden de 480 millones de barriles de petróleo contra los 595 millones esperados. Sin embargo, se debe tener en presente que los efectos de una política exploratoria sólo pueden ser cuantificados en un período de 5 a 10 años.

En conclusión, es imperioso continuar con la realización del PLAN EXPLORATORIO, tal y como fue concebido, y aún con más vigor del que hasta ahora ha tenido. Solo de esta manera se podrá lograr un desarrollo armónico del sector petrolero en el país y evitaremos convertirnos en importadores de petróleo en la próxima década.

Noviembre de 1989.

***Situación actual y perspectivas
financieras de ECOPETROL***

Dr. Mauricio Vega.
Vicepresidente Financiero.

ANTECEDENTES

Para comprender la situación financiera actual de la Empresa Colombiana de Petróleos, es necesario hacer un recuento de los principales acontecimientos que han marcado cambios sustanciales en las finanzas de ECOPE-TROL y de la forma como ha venido evolucionando el panorama financiero durante la última década.

Indudablemente, el hecho más trascendental registrado en los últimos diez años en la historia petrolera nacional fue el descubrimiento de los grandes yacimientos de Caño Limón, con lo cual el país recobró su condición de exportador de petróleo, aumentando de manera considerable sus reservas probadas. De tal magnitud es la importancia de este descubrimiento -no sólo para ECOPE-TROL sino para la nación- que, por primera vez en la historia económica contemporánea del país, un descenso vertical en los precios del café no ha ocasionado, hasta el momento, una crisis cambiaria en la economía. Adicionalmente, los presupuestos de las exportaciones petroleras han resultado definitivos para la obtención del financiamiento externo requerido en los últimos años.

EXCEDENTE PETROLERO

Antes de analizar en detalle el cambio sustancial que a partir de 1986 produjo en las finanzas de ECOPE-TROL la producción de Caño Limón, es importante recordar que la nación es la propietaria de las reservas petroleras y que de acuerdo con la legislación actual, ECOPE-TROL actúa como el administrador de di-

chas reservas, bien sea que la producción y prospección las realice directamente la empresa estatal o que las actividades se efectúen bajo la modalidad de asociación o de concesión.

Durante los primeros sesenta años de la industria petrolera en Colombia, la participación de la nación se limitó a percibir entre un 3% y un 12% de regalías, impuesto al transporte por oleoductos y rentas por cánones de superficiales. Los bajos precios prevalentes determinaban que -en el mejor de los casos- estas ventas representaban menos del uno por mil de los ingresos del gobierno nacional (1).

Analizando la década actual (VER GRAFICO No. 51) se observa como ECOPE-TROL ha venido modificando sus transferencias a la nación.

En 1984 ECOPE-TROL transfirió al gobierno central US\$325.1 millones para pasar en el año 1988 a US\$465.7 millones.

En el mismo cuadro se puede apreciar que ECOPE-TROL antes de la producción de Caño Limón, sólo había efectuado pequeños aportes al Gobierno Central. Es así como no se causó impuesto de renta, ni parcialmente impuesto a las importaciones, ni debía pagar la parte de las regalías correspondiente a la Nación. Desde 1987, ECOPE-TROL comenzó a pagar impuestos de renta en igualdad de condiciones de las sociedades anónimas de acuerdo con la ley 75 de 1986. La misma ley consolida en 18% los impuestos que por diferentes conceptos se le venían cargando a las importaciones de la Empresa. Igualmente, incorpora el pago del 8% de regalías a la Nación.

(1) Nota sobre Política Petrolera - José Fernando Isaza.

Por otra parte, los resultados financieros de ECOPETROL en 1987, le permitieron a la Empresa atender los sectores deficitarios para el país. Es así -como resultado de la concertación entre las autoridades económicas y ECOPETROL- que ésta Empresa, de la misma forma que el Fondo del Café en épocas de bonanza, ha colocado importantes sumas en títulos emitidos por el Banco de la República, y ha realizado capitalizaciones y otras transferencias en beneficio de varias entidades del sector público.

La Junta Monetaria autorizó al Banco de la República para emitir y colocar títulos de regulación del Excedente Nacional -TREN-, con el fin de canalizar los excedentes de ECOPE-TROL y de otras empresas, hacia el financiamiento de las operaciones desarrolladas por el Fondo para el Servicio de la Deuda Externa -FODEX. Hasta la fecha, ECOPETROL mantiene un saldo en El FODEX de US\$229.3 millones destinados especialmente al pago de la deuda externa del sector eléctrico. Adicionalmente, ECOPETROL ha efectuado aportes a Carbocol por US\$277 millones que se complementarían si ECOPETROL asume la deuda de US\$505 millones de Carbocol con el EXIMBANK de Estados Unidos a cambio de una capitalización directa y de bonos convertibles en acciones.

Sin embargo, quiero resaltar que tanto los aportes al FODEX como a Carbocol son participaciones capitalizables de ECOPETROL en organismos del Estado y, por lo tanto, se conservan en su patrimonio.

Es importante anotar que aunque la producción nacional de crudo ha venido aumentando considerablemente a partir del año 1985 (de 176.500 barriles/día a 374.800 barriles/día en 1988), las transferencias a la Nación no han seguido la misma tendencia debido principalmente a las fluctuaciones registradas en los precios internacionales del crudo (de US\$27.10 barril durante el último trimestre de 1985 bajó a US\$9.30 barril a finales de 1986) y a los atentados dinamiteros de nuestros oleoductos.

PROYECCION DEL EXCEDENTE DE ECOPETROL PARA 1989

El excedente calculado en el GRAFICO No. 51 se ha definido como la diferencia entre los ingresos generados por la actividad industrial y comercial de ECOPETROL y los costos operacionales requeridos para generar estos ingresos. En consecuencia, el excedente está determinado no solamente por la utilidad y las reservas por depreciación, amortización y otros, sino que incluye además los impuestos directos e indirectos, regalías y subsidios implícitos en los estados financieros de ECOPETROL.

A partir de 1989 se espera una mayor distribución del excedente al sector público en razón del cambio en los precios de liquidación de las regalías según lo dispuesto en el decreto 545 de 1989. Es así como las regalías a la nación, departamentos y municipios pasarán de US\$163 millones en 1988 a US\$243 millones en 1989 (incremento del 49% y, aproximadamente a US\$310 millones en 1990. De esta manera, el sector público y la comunidad participarán del excedente estimado para 1989 en un 49% equivalente a US\$873 millones.

Así mismo, se estima que en 1989 ECOPE-TROL retendrá US\$601 millones de excedente generado, equivalente al 34% (VER GRAFICO No. 51).

De nuevo hacemos énfasis en que los aportes al FODEX y a Carbocol son capitalizaciones de ECOPETROL que tienen -o tendrán en el futuro- retribución económica para la empresa.

Adicionalmente, en 1989 ECOPETROL realizará aportes al FODEX por US\$69 millones, con lo cual las transferencias y contribuciones al sector público ascenderán en el presente año a US\$889 millones.

APLICACION DEL EXCEDENTE DE ECOPETROL

En el GRAFICO No. 51, la distribución del excedente de ECOPETROL se ha clasificado en

cuatro grupos, a saber: (2)

El primero lo constituye la parte que se ha transferido al sector público, la cual pasó de US\$409.1 millones en 1984 a US\$605.7 millones en 1988. La transferencia al gobierno central -inexistente en 1983 - pasó a US\$103 millones.

El segundo grupo está compuesto por las transferencias a la comunidad, las cuales se hacen bajo la modalidad de subsidios a la gasolina y al cocinol. En el análisis de esta década se observa que su participación ha disminuído ligeramente al pasar de un 13.8% en 1984 a 8.2% en 1989. Estos cambios se deben a las variaciones que han experimentado los precios internacionales de los derivados del petróleo, con respecto al precio interno.

El tercer grupo son los acreedores de la empresa, que en 1984 recibieron 17.5% del excedente de ECOPETROL, mediante el cobro de intereses y otros gastos financieros y, en 1989 se espera que reciban el 16.7% de éste.

Finalmente, el cuarto grupo es el excedente que se canalizó hacia la propia empresa, el cual pasó de US\$379 millones en 1984 a US\$601 millones en 1989. Esos fondos se han utilizado para financiar las inversiones de capital.

INVERSION Y SU FINANCIAMIENTO

Hasta 1979, las inversiones se dirigieron hacia las áreas de refinación y petroquímica. A partir de 1980 adquirieron mayor importancia las inversiones en exploración y desarrollo de campos y desde 1982, dió también prioridad a la inversión en transporte y almacenamiento (VER GRAFICO No. 52).

Pero en 1985 y 1986 es cuando se registran crecimientos fuertes, debido a la construcción de las obras de infraestructura requeridas para la explotación del crudo Caño Limón y para su conducción por el oleoducto Caño Limón Coveñas con destino a la exportación.

(2) Contraloría General de la República. Economía Colombiana No. 221 - 1989.

Mientras que la inversión total de ECOPETROL hasta 1984 había constituido en promedio el 0.7% del Producto Interno Bruto (PIB), en 1985 dicha participación se elevó al 2.2% (3)

De igual manera al comparar la inversión de ECOPETROL con respecto al sector público -no financiero- se encuentra que la primera constituyó en los años 1976 - 1984 -en promedio- el 12% y, en 1985, llegó al 28% (VER GRAFICO No. 53).

En los dos últimos años la ejecución de los proyectos de inversión del sector petrolero exigió a ECOPETROL la utilización de recursos propios y un grado apreciable de endeudamiento externo y, a las compañías foráneas, importantes inversiones. Es así como ECOPE-TROL en el lapso de tres años (1984-1986), suscribió contratos de crédito externo por valor de US\$820 millones recibiendo los mayores desembolsos en 1986 (US\$616 millones) con el fin de cancelar los compromisos adquiridos mediante los contratos de asociación. Los créditos para los contratos de asociación constituyen el 24% del total de utilizations de crédito del sector público en dicho año.

Durante el período de 1980 - 1987 ECOPE-TROL canceló US\$382.7 millones por concepto de intereses y comisiones financieras y, en la actualidad, tiene una deuda externa que asciende a US\$ 1.115 millones, sin contar Carbocol.

SITUACION FINANCIERA ACTUAL DE ECOPETROL

Como se puede observar en los estados de pérdidas y ganancias adjuntos (VER GRAFICO No. 54), la situación financiera de ECOPE-TROL ha mejorado sustancialmente en razón de los aumentos de precios internacionales en lo que va corrido del presente año habiendo sido superior de no haberse presentado interrupciones en las exportaciones, lo que ha llevado a una recuperación en los índices, como se aprecia en seguida:

(3) Revista Banco de la República, junio 1988

- La menor participación de los costos y gastos operacionales se refleja en un aumento del margen operacional, el cual pasó del 13.9% en 1988 al 19.8% en agosto de 1989.
- Igualmente, la pérdida no operacional (ingresos menos egresos no operacionales) disminuyó su participación respecto de los ingresos operacionales, al pasar en 1988 del 16.3% al 9.5% en agosto de 1989.

1. A manera de resumen comparamos los resultados financieros de 1988 con los de 1989, sobre la base de la contabilidad tradicional del ECOPETROL para que los números sean comparables.

Así las cosas se pasarían de una pérdida de \$13.953 millones a una utilidad después de impuestos de \$34.680 hasta agosto de 1989.

Respecto de la obtención y uso de fondos (VER GRAFICO No. 55), en 1988 el 72% de los recursos se generaron internamente mediante las operaciones propias de la Empresa; los fondos restantes se obtuvieron, principalmente, de la realización de inversiones en títulos y otros a largo plazo (10%) y, también, por los ingresos efectivos no operacionales (8%).

Los fondos, así obtenidos, se utilizaron primordialmente, en la financiación de programas de inversión (56%), a la atención del pago de las obligaciones a largo plazo (14%) y a cubrir los gastos no operacionales (18%).

Los fondos generados operacionalmente aumentaron en forma considerable en 1989 y equivalen al 89% de los recursos obtenidos. Los fondos restantes están representados principalmente por los ingresos no operacionales (8%).

Los recursos se aplicaron, en primer término, para atender el programa de inversiones (41%), para amortizar las obligaciones, 10% se destinó a inversiones en títulos y otras de largo plazo y, por último, un 18% para sufragar los gastos no operacionales.

BALANZA COMERCIAL 1988 - 1989

Es importante destacar el mejoramiento de la balanza comercial, en razón de que este factor determinará -en gran medida- los resultados financieros de ECOPETROL en 1989.

Tal como se observa en el (GRAFICO No. 56), la balanza comercial estimada para 1989 arrojará un superávit de US\$101,8 millones al obtenido en 1988, principalmente por los mejores precios internacionales registrados en el presente año, tal como se detalla en el GRAFICO No. 56

ENDEUDAMIENTO EXTERNO 1988 - 1989

En estos dos últimos años ECOPETROL ha venido disminuyendo sus saldos de deuda externa, especialmente los correspondientes a los créditos de largo plazo. Es así como la deuda externa total de US\$1.122,8 millones a comienzos de 1988, se disminuirá a US\$982,2 millones al finalizar el presente año, o sea, US\$141 millones (VER GRAFICO No.57)

Un factor que ha contribuido favorablemente y de manera importante en la disminución de la deuda a largo plazo, es la revaluación del dolar frente a las otras monedas en que ECOPETROL tiene nominada su deuda. Es así como entre 1988 y 1989 nuestra deuda se vió aliviada por este motivo en US\$68,6 millones.

De otra parte, la estructura de financiamiento ha variado sustancialmente en razón de que los créditos a largo plazo disminuyeron en US\$229,6 millones en los dos años analizados, mientras que los créditos de corto plazo aumentaron en US\$89 millones, de tal manera que la deuda de corto plazo frente a la deuda total pasa del 2.2% al 11.5% tal como se observa a continuación:

	Millones US\$	% Particip.
Saldo inicial/88		
Deuda total	1.122.8	100.00
Saldo inicial/88		
Largo plazo	1.097.8	97.8

Saldo inicial/88		
Corto plazo	25.0	2.2
Saldo final/89		
Deuda total	<u>982.2</u>	<u>100.0</u>
Saldo final/89		
Deuda largo plazo	868.2	88.4
Saldo final/89		
Deuda corto plazo	114.0	11.6

Finalmente, la disminución de la deuda externa se ve reflejada en el índice de endeudamiento:

Pasivo Total / Activo Total, el cual pasa de 84.9% en 1988 a 82.2% en agosto de 1989.

PROGRAMA DE INVERSIONES 1989 - 1990

Los desembolsos estimados para atender el programa de inversiones de 1989 ascienden a US\$403.9 millones y los previstos para 1990 a US\$518.0 millones (VER GRAFICO No.58)

Tal como ha venido ocurriendo en los últimos años la exploración continúa siendo un área prioritaria dentro de las inversiones de ECOPETROL, con desembolsos de US\$63.3 millones y US\$88.2 millones para 1989 y 1990, respectivamente (incremento del 39.4%). Estas inversiones contemplan la perforación exploratoria de 17 pozos para el presente año y 21 para el entrante. Igualmente, se incluyen inversiones en exploración geofísica con un cubrimiento de más de 5.000 kms. en cada uno de los años por un valor total de US\$65.9 millones.

Las inversiones en refinación y petroquímica muestran un notable incremento US\$74.6 millones en 1989 y US\$127.0 millones en 1990, como respuesta al reciente déficit en el suministro de gasolina y otros combustibles. Estas inversiones están orientadas a la modernización y remodelación de las plantas existentes en Cartagena y el complejo industrial de Barrancabermeja. Es im-

portante anotar que en 1990 se incluyen US\$40 millones para la nueva refinería, la cual tiene un costo total estimado de US\$700 millones.

La creciente demanda de combustibles y el incremento en la producción de crudo hacen necesario que la empresa destine cuantiosas sumas a la construcción y reposición de los poliductos y oleoductos, así como la ampliación de su capacidad de almacenamiento. Las inversiones previstas en esta área para 1989 y 1990 son de US\$69.0 millones y US\$97.0 millones, respectivamente (incremento del 41%) las cuales se destinaron principalmente a la terminación del oleoducto central de los Llanos, el Terminal de Medellín, el Poliducto Sebastopol-Medellín-Yumbo, la ampliación del Poliducto Pozos Colorados-Galán, el Oleoducto Toldado-Gualanday y la ampliación del almacenamiento de crudo y productos.

La perforación de desarrollo continua siendo una labor prioritaria de ECOPETROL. Es así como en 1989 se destinarán en esta área US\$55.9 millones y en 1990 US\$54.2 millones. Estos desarrollos se harán principalmente en Tibú mediante el programa de inyección de vapor, se continuará el desarrollo del campo Apiay-Ariari, se realizarán importantes reformas en la recolección de crudos en la Cira-Infantas y se dará un gran impulso al desarrollo de los campos de Putumayo y al Nuevo Campo Tolima.

Como complemento al desarrollo de campos propios, ECOPETROL invertirá en los campos bajo contratos de asociación US\$60.2 millones en 1989 y US\$66.2 millones en 1990. Los contratos que demandan mayores desembolsos son los de Cravo Norte, Cocorná, Hobo, Palermo, Casanare y Cubarral.

PERSPECTIVAS FINANCIERAS DE ECOPETROL PARA 1990

Para realizar un pronóstico de la situación financiera que tendrá ECOPETROL en 1990 se ha partido de la base que se mantendrán los actuales niveles de precios internacionales

de crudo (US\$17/barril) y gasolina (US\$22/barril), bajo estas consideraciones, se espera tener márgenes de utilidad superiores a los registrados en 1989 por los factores que se mencionan más adelante. Es importante resaltar que por cada dólar por barril de variación de precio internacional en los hidrocarburos se tiene un efecto neto en las utilidades de ECOPETROL del orden de los US\$26 millones al año.

Un factor que influirá favorablemente en los resultados esperados para 1990 es la mayor producción de crudo, la cual se estima que llegará al nivel de los 458 mil barriles por día. Esta se alcanzará principalmente como resultado del esfuerzo que han venido realizando ECOPETROL y los asociados es mantener y aumentar la producción de petróleo crudo y por la entrada en operación, a plena capaci-

dad del oleoducto central de los Llanos, lo que permitirá evacuar un mayor volumen del crudo del área del Meta y Casanare.

Adicionalmente, se obtendrá una mayor producción de derivados, ocasionada por la ampliación de las unidades de destilación primaria en la refinería de Barrancabermeja lo que permitirá mantener los actuales niveles de importación de gasolina (25.000 barriles por día) a pesar de que se estima un crecimiento en la demanda de este combustible del 4.5% para el año de 1990

Como consecuencia de la mayor producción de crudo y el no incremento en las importaciones de gasolina se producirá un mejoramiento en la balanza comercial, la que arrojará un balance positivo de US\$920 millones, superior en US\$280 millones al estimarla para 1989.

CONCLUSIONES:

Como se ha demostrado en este documento, la situación financiera de ECOPETROL es sólida y con perspectivas cada vez más favorables; es así como se ha mejorado la utilidad operacional considerablemente. La balanza comercial ha aumentado notoriamente, esperándose un superavit al finalizar 1989 cercano a los US\$640 millones y, adicionalmente, ECOPETROL habrá disminuído su endeudamiento externo en US\$141 millones.

Es indudable que la contribución de ECOPETROL al presupuesto nacional reviste en la actualidad especial significación y ha venido incrementándose ya que en el año de 1988 representó el 11.5% del presupuesto nacional y en 1989 el 12.8%.

El análisis de las cifras mostradas anteriormente, nos permite comprobar que todas las contribuciones, subsidios y aportes efectuados por ECOPETROL al gobierno nacional y a la

comunidad no han ocasionado detrimento alguno en sus operaciones ni en ningún momento se han suspendido sus planes de inversión; antes por el contrario, ECOPETROL ha venido fortaleciéndose técnicamente, por el autoabastecimiento de crudos y por estar continuamente adecuándose para garantizar eficiente y económicamente el normal suministro de combustibles y derivados que requiere el país.

La sólida situación financiera actual de ECOPETROL sólo se podrá mantener con cuidadoso manejo de sus costos operativos y efectuando las inversiones estrictamente indispensables para cumplir con sus objetivos, pero esta política de austeridad debe ir acompañada por el éxito que se tenga en la exploración.

Bogotá, Noviembre de 1989

GRAFICO No. 51
DISTRIBUCION DEL EXCEDENTE Y
CONTRIBUCIONES DE ECOPETROL
(Millones de Dólares)

	1984	1985	1986	1987	1988	1989(*)
1. SECTOR PUBLICO	409.1	360.6	397.7	522.3	605.7	727.8
1.1 Gobierno Central	325.1	288.6	290.7	388.3	465.7	547.8
– Impuestos de Renta(**)		1.0		5.0	75.0	87.0(***)
– Impuestos Indirectos	15.0	18.0	23.0	34.0	31.0	35.0
– Regalías a la Nación	2.0	2.0	1.0	58.0	60.0	97.0
– Transferencia Resurgir			26.0	23.0	18.0	
– PNR					17.0	57.0
– CONPES			21.0			
– Fondo Vial	308.1	267.6	240.7	247.3	264.7	271.8
1.2 Resto Sector Público	84.0	72.0	107.0	134.0	140.0	180.0
– Subsidio a Electricificadoras	60.0	44.0	37.0	35.0	37.0	34.0
– Regalías Depart. y Mpios.	24.0	28.0	70.0	99.0	103.0	146.0
2. COMODIDAD	158.0	332.0	71.0	92.0	123.0	145.0
– Subsidio de Gasolina	51.0	169.0	30.0	41.0	81.0	106.0
– Subsidio Cocinof	19.0	15.0	14.0	14.0	23.0	25.0
– Otros Subsidios	88.0	148.0	27.0	37.0	19.0	14.0
Subtotal (1 + 2)	567.1	692.6	468.7	614.3	728.7	872.8
3. ACREEDORES	201.0	302.0	196.0	400.0	340.0	296.0
– Intereses y Comisiones	59.0	53.0	52.0	91.0	90.0	88.0
– Fluctuaciones de Cambio	142.0	249.0	144.0	309.0	250.0	208.0
4. ECOPETROL	379.0	(26.0)	478.0	473.0	277.0	601.0
– Prov. Depreciación	194.0	83.0	174.0	201.0	187.0	211.0
– Fondo Amortiz. Pensiones	157.0	70.0	250.0	169.0	136.0	162.0
– Ahorro Neto (Pérdida)	28.0	(179.0)	14.0	103.0	(46.0)	228.0
Total	1.147.1	968.6	1.142.7	1.487.3	1.345.7	1.769.8
Tasa de Cambio (\$/US\$)	100.82	142.28	194.23	242.58	299.13	379.00

(*) Estimado

(**) Considera utilidad esperada antes de impuestos ya que estas se pagan en el año siguiente

(***) Incluye ajustes años 1987 y 1988 por valor aproximado de US\$ 82 millones

GRAFICO No. 52

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS "ECOPETROL" INVERSION (EN MILLONES)

CONCEPTO	1984		1985		1986		1987		1988	
	\$	US\$	\$	US\$	\$	US\$	\$	US\$	\$	US\$
Proyectos Ordinarios										
Mantenimiento	1,823.8	18.1	2,399.0	16.9	3,533.0	18.2	8,321.2	34.3	7,054.3	23.5
Proyectos Especiales	26,410.7	261.9	105,294.5	740.1	107,747.2	554.7	70,441.7	290.4	126,671.6	423.5
Exporación y explotación	16,872.7	167.4	88,394.2	621.2	82,430.0	424.4	26,600.5	109.7	22,710.0	75.9
Refinación y Petroquímica	1,506.8	14.9	2,407.3	16.9	4,616.0	23.7	5,092.9	20.9	11,643.0	38.9
Transporte y Almacenamiento	7,140.4	71.1	13,760.5	96.7	16,120.0	82.9	17,488.1	73.7	36,778.5	122.9
Otras Areas	890.8	8.8	732.5	5.1	565.2	2.9	3,130.0	12.9	9,592.7	32.1
Desarrollo Gas Natural	-	-	-	-	-	-	-	-	5,003.4	16.7
Desarrollo Campos Propios	-	-	-	-	-	-	-	-	23,859.4	79.8
Desarrollo I.C.P.	-	-	-	-	-	-	-	-	1,361.4	4.6
Operaciones Asociadas	-	-	-	-	4,016.0	20.7	18,130.2	74.7	15,723.2	52.6

Octubre 31, 1989

GRAFICO No. 53

PIB, INVERSION PUBLICA E INVERSION DE ECOPETROL (Miles de Millones de Pesos)

	Inversión					
	PIB		Pública Ecopetrol			
	(A)	(B)	(C)	B/A	C/A	C/B
1976	532	30	5	5.7%	0.9%	16.1%
1977	716	28	6	4.0%	0.9%	21.8%
1978	910	38	7	4.2%	0.7%	17.7%
1979	1,189	76	8	6.4%	0.7%	11.0%
1980	1,579	108	8	6.9%	0.5%	6.9%
1981	1,983	150	11	7.5%	0.6%	7.5%
1982	2,497	207	22	8.3%	0.9%	10.5%
1983	3,054	257	22	8.4%	0.7%	8.7%
1984	3,857	318	28	8.3%	0.7%	8.9%
1985	4,966	381	108	7.7%	2.2%	28.3%
1986	6,701	663	107	9.9%	1.6%	16.2%
1987	8,779	771	79	8.8%	0.9%	10.2%

GRAFICO No. 54
ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS
(Miles de Millones de Pesos)

	1988	% Particip.	1989 (A Agosto)	% Particip.
Ingresos Operacionales	534.6	100.0	488.5	100.0
Costo de Mat. Prim.	168.1	31.4	147.9	30.3
Margen Bruto	366.5	68.6	340.6	69.7
Gastos de Ventas	17.7	3.3	14.4	2.9
Gtos Generales y de Operación	274.5	51.3	230.3	47.1
Utilidad Operacional	74.3	13.9	95.9	19.6
Ot. Egr. – Ot. Ingr.	87.1	16.3	46.2	9.5
Utilidad (Pérdida) A.I.	(12.8)	(2.4)	49.7	10.2
Provisión Imporrenta	1.1	0.2	15.0	3.1
Utilidad (Pérdida) Neta	14.0	(2.6)	34.7	7.1

GRAFICO No. 55
ESTADO DE FUENTES Y APLICACION DE FONDOS (*)
(Miles de Millones de Pesos)

GENERACION	1988	%	1989	%
– Utilidad Operacional	74.3	32	95.9	45
– Gastos sin salida de fondos	93.5	40	91.2	43
Generación Interna	167.8	72	187.1	89
– Ingresos no Operación	19.1	8	16.2	8
– Disminución Cap. de Trabajo	8.3	4	0.0	0
– Inversiones en Títulos	23.7	10	0.0	0
– Otros	13.3	6	7.9	4
TOTAL FONDOS PROVISTOS	232.2	100	211.2	100
APLICACIONES				
– Inversiones Amortizables :	129.0	56	86.6	41
– Obligaciones Largo plazo	33.0	14	26.3	12
– Inversiones en Títulos	0.0	0	22.1	10
– Activo Diferido	15.8	7	8.7	4
– Aumento Capital Trabajo	0.0	0	11.5	5
– Gastos no Operacionales	42.1	18	37.3	18
– Otros	12.3	5	18.7	9
TOTAL FONDOS APLICADOS	232.2	100	211.2	100

(*) Ajustado por la utilidad y pérdida de cambio

GRAFICO No. 56
BALANCE COMERCIAL EN DOLARES
(Millones)

	1988	1989 (Estimado) (*)
INGRESOS		
- Export. Crudo	395.6	505.7
- Export. Fuel Oil	228.4	262.5
- Otras Exportaciones	71.1	67.0
TOTAL INGRESOS	695.1	835.2
EGRESOS		
- Import. Gasolina	154.0	191.1
- Otras Importaciones	2.8	4.0
TOTAL EGRESOS	156.8	195.1
BALANCE	538.3	640.1

(*) Real a Agosto y Proyectado a Diciembre

	Volúmen (KBD)		Precio (US\$/BL)	
	1988	1989	1988	1989
Crudo (E)	78.6	79.9	13.75	17.34
Combustóleo (E)	58.9	54.9	10.60	13.10
Diesel (E)	5.2	5.0	17.67	20.20
Gasolina (I)	22.5	23.8	18.67	22.00

GRAFICO No. 57
ENDEUDAMIENTO EXTERNO 1988 - 1989
(Millones de US\$)

	1988	1989
LARGO PLAZO		
Saldo Inicial	1.098	950
Desembolso	18	140
Amortizaciones	145	174
Subtotal	971	916
Disminución por reval.	21	47
Saldo Final	950	868
Aumento (Disminución)	(148)	(81)
CORTO PLAZO		
Saldo Inicial	25	103
Saldo Final	103	114
Aumento (Disminución)	78	11
ENDEUDAMIENTO TOTAL		
Saldo Inicial	1,123	1,053
Saldo Final	1,053	982
Aumento (Disminución)	(70)	+ (71) = 141

GRAFICO No. 58
PROGRAMA DE INVERSIONES 1989 - 1990
(Millones)

	1989(1)		1990(2)	
	US\$	% Prt.	US\$	% Prt.
PROYECTOS ORDINARIOS	27.7	6.9	45.5	8.8
- Exploración Directa	63.3	15.7	88.2	17.0
- Refinación y Petroquímica	74.6	18.5	127.0	24.5
- Transporte y Almacenamiento	69.0	17.1	96.8	18.7
- Otras Areas	10.9	2.7	20.4	3.9
- Desarrollo Gas Natural	30.2	7.5	5.9	1.1
- Desarrollo Campos	55.9	13.8	54.2	10.5
- ICP	12.1	3.0	13.8	2.7
- Operaciones Asociadas	60.2	14.9	66.2	12.8
Total Proyectos Especiales	376.2	93.2	472.5	91.2
Total Inversiones	403.9	100.0	518.0	100.0

(1) Ejecución Estimada

(2) Pendientes de aprobación por la Junta Directiva

**Comercialización de
ECOPETROL**

Dr. Carlos Lecompte.
Vicepresidente Comercial.

INTRODUCCION

Aún cuando, desde sus inicios ECOPE-TROL ha comercializado sus productos interna y aún externamente, la Vicepresidencia Comercial es relativamente reciente para una empresa como ECOPETROL que ya cuenta con 38 años de vida activa. Teniendo en cuenta que la Vicepresidencia Comercial, creada en 1985 solo tiene algo más de tres años de existencia, se diría que estaría en la infancia, sin embargo, ese no es el caso real para las operaciones de Comercialización tanto interna como externa, ni tampoco en lo que se refiere a la experiencia del personal de ECOPETROL que trabaja en esta área, algunos con 20 y más años de experiencia.

Lo que si se puede decir es que el área como tal ha crecido en experiencia, mejores políticas, especialización, herramientas de información y se encuentra ya en una etapa de madurez, con criterios definidos y resultados que se pueden mostrar con orgullo, ante propios y extraños, y con realizaciones importantes, no solo a nivel nacional sino también en el ámbito internacional ante cuyos mercados su importancia se empieza a sentir así sea que volumétricamente todavía somos relativamente pequeños al compararnos con los países vecinos en nuestra área geográfica y con los competidores en el destino final de nuestras exportaciones.

El tema de la comercialización de por sí interesante, es suficientemente complejo, en el caso de ECOPETROL, para que se piense en dividirlo en algunas de las muchas subdivisiones que pueden dársele como por ejem-

plo: productos combustibles y petroquímicos, productos industriales, de transporte o de consumo doméstico, productos bajo control o con libertad de precios, productos para la exportación o para el consumo interno y aún muchas otras subdivisiones en que podrían clasificarse los 42 productos diferentes que manufactura ECOPETROL.

Para el caso de esta conferencia se ha considerado apropiado que sería más del interés de este foro, dividirla entre Comercialización Externa y Comercialización Interna.

COMERCIALIZACION EXTERNA

Como ya se había mencionado, ECOPE-TROL no es ningún aparecido en estas áreas de comercialización. En el caso de Comercialización Externa ya en los años sesenta empezaba exportaciones de Fuel Oil, en un principio a través de contrato con otras empresas pero posteriormente bajo su manejo directo.

En el año de 1974 se construyó el Terminal Néstor Pineda en Cartagena especialmente para la exportación de Diesel Oil y Fuel Oil y a raíz de la compra de la Refinería de Cartagena en el mismo año, la Empresa pudo ampliar sus instalaciones y volúmenes de exportación.

Aún cuando las exportaciones de Diesel no se pudieron mantener mucho tiempo por el crecimiento del mercado interno, las de Fuel Oil no solo han sido nuestro producto de exportación más importante en el tiempo, sino que durante el período difícil en el cual nos convertimos en importadores netos de petróleo, las divisas que generaba, contribuían de manera importante a mitigar el costo

de las importaciones que durante casi 10 años afectaron a ECOPETROL y al país.

Así fue como las exportaciones de Fuel Oil contribuyeron de manera inapreciable, como base para las finanzas de ECOPETROL, evitando que el costo de la factura de importación afectara en su totalidad al consumidor colombiano. Su volumen creció también en forma importante, pues de un nivel de 22.000 barriles por día en los primeros años de los 70, ECOPETROL ha pasado ahora a exportar 60 a 65 mil barriles diarios. Este crecimiento se debe al incremento de cargas en las Refinerías así como también a la importante sustitución de Fuel Oil que se realizó a partir de 1977 con la utilización del Gas natural de la Guajira, en la generación eléctrica y consumo industrial de la Costa Norte del país.

En cuanto al crudo, nuestro principal producto de exportación en la actualidad, es un producto que es un buen indicativo del progreso general de la empresa.

En sus primeros años, la producción directa de ECOPETROL se utilizaba totalmente para la refinación y consumo interno, esta situación se mantuvo a través de largos años y empeoró sustancialmente cuando a partir de 1975, el país dejó de ser exportador y tuvo ECOPETROL que cargar el pesado fardo de la importación de crudos, no solo en cantidades crecientes sino a precios cuya escalada alcista seguía el ritmo que le marcaban las condiciones del mercado internacional.

Conviene que periódicamente refresquemos la memoria con las circunstancias que nos llevaron a este período difícil, para que tomando las precauciones del caso mediante una continua exploración directa y asociada no volvamos a encontrarnos en el futuro con un período similar.

Pues bien, en este período ECOPETROL tuvo que manejar la importación de crudo en volúmenes que llegaron hasta la cifra de 37.900 barriles diarios en 1983. Durante ese período y bajo circunstancias forzosas fue necesario aprender sobre la marcha, los mecanismos del mercado internacional de crudo con el fin de obtener los mejores precios de

compra y también familiarizarnos con los sistemas de contratación y características de fletamento de tanqueros para importarlo al país.

Ya en una segunda etapa a partir de 1986, el descubrimiento del importante campo de Caño Limon vuelve al país a la autosuficiencia y ECOPETROL se convierte casi de la noche a la mañana en exportador de petróleo, cuando apenas unos meses antes estaba importándolo.

La exportación de este producto da un vuelco sustancial en las finanzas de la Empresa, y desde el punto de vista de comercialización, empieza una nueva etapa con mercados diferentes a los de sus productos tradicionales y cuya psicología y funcionamiento dependen de circunstancias disímiles y variadas.

Es este el momento cuando se considera conveniente la creación de la Vicepresidencia Comercial por la importancia y diversidad de las operaciones de la Empresa.

El cuadro de los productos de exportación de la Empresa, se completa en la actualidad con los productos Diesel No. 2, Benceno y Gasóleo, los cuales se exportan cuando las condiciones de operación de las refinerías y los inventarios de seguridad del país lo permiten, luego de abastecer la demanda nacional.

Estos productos van también a mercados diferentes y en condiciones específicas para cada uno de ellos.

En cuanto a las importaciones, ECOPE-TROL ha importado gasolina motor desde los 70 y actualmente se traen al país alrededor de 25 mil barriles diarios, como resultado del déficit entre la capacidad de producción de las refinerías del país y la demanda interna del producto.

POLITICA DE COMERCIALIZACION EXTERNA

El marco general de la política de comercialización externa se basa en los siguientes objetivos:

1. Garantizar al país el pleno abastecimiento de petróleo y sus derivados, mediante la importación de los volúmenes que no puedan producirse internamente.
2. Maximizar la balanza comercial de ECO-PETROL a través del mercado de petróleo y sus derivados en el mercado internacional.

EXPORTACIONES

En cuanto a las exportaciones se refiere, las estrategias que maximizan la balanza comercial de ECO-PETROL, se concretan en los siguientes aspectos:

A. Maximizar los precios de exportación.

Para lograr este objetivo se conjugan los siguientes factores como: llegar al mercado de usuarios finales de los productos, establecer ventas por contrato a término de mínimo seis meses de duración; acudir al mercado "spot"; hacer negociación directa como medio de rebajar descuentos y lograr una mejor posición en el mercado. Esta última modalidad ha sido posible merced a las directrices impartidas por la Junta Directiva de la Empresa, con lo cual se han obtenido mejoras sustanciales en los precios que eventualmente resultan de las invitaciones a hacer oferta.

La combinación de uno o varios de los sistemas de exportación mencionados contribuyen a obtener los mejores precios.

B. Minimizar el riesgo comercial

Para ello se debe mantener actualizado el Registro de Clientes y revisarlo periódicamente, establecer condiciones de pago debidamente garantizadas, orientar las ventas a consumidores finales, y atender con diligencia los reclamos técnicos y de calidad.

C. Diversificación

La búsqueda de mercados diferentes debe ser permanente, es importante si se quieren obtener buenos resultados, por ello es conveniente revisar el Registro de Clientes en los distintos productos para balancear la partici-

pación de usuarios finales y empresas comercializadoras, mantener buenas relaciones comerciales con las empresas estatales petroleras tanto en Latinoamérica como de otras áreas geográficas y buscar posibles áreas geográficas diferentes para no depender de mercados locales.

D. Posicionamiento

Es importante revisar con frecuencia el posicionamiento de los productos para determinar si la calidad, características y condiciones de exportación son favorables comparadas con otros crudos y productos que nos compiten. Este análisis nos permite tener precios de referencia para los crudos de producción de operaciones asociadas y conocer mejor las operaciones internacionales de las compañías asociadas.

En general los resultados de nuestras operaciones internacionales de comercialización son comparables y a veces mejores que otras compañías de gran experiencia en la comercialización y con organizaciones de apoyo en el exterior.

IMPORTACIONES

Para cubrir la demanda nacional de gasolineras, la política de importación se basa en contratos a término con empresas estatales y/o privadas para las necesidades básicas y en caso de emergencias o necesidades no programadas, recurrir a compras "spot".

Algunas de las políticas mencionadas en el caso de las exportaciones son también aplicables, guardadas las diferencias, con las importaciones.

COMERCIALIZACION INTERNA

Productos Combustibles

Como toda empresa manufacturera que cumple con una función y satisface las necesidades del mercado, ECO-PETROL debe de alguna forma llegar al usuario final para conocer si sus productos son satisfactorios en cantidad y calidad.

Aún cuando ECOPEPETROL no lo hace en forma directa, sí recibe información bastante completa del mercado, mediante el registro -diario inclusive-, de los inventarios, los informes periódicos de las compañías distribuidoras, los contactos directos sobre las operaciones de transporte y reuniones periódicas de planeación de las operaciones de suministro.

Este bagaje de información permite realizar la importante labor de comercialización interna, que empieza con la tarea -totalmente en manos de ECOPEPETROL- de transportar y mantener los inventarios de productos en las distintas Plantas de Abasto y lugares de entrega.

Ya en la distribución y en la comercialización de los combustibles al usuario final, ECOPEPETROL participa indirectamente al entregar los combustibles a las empresas Mayoristas, quienes los distribuyen a través de su red de Estaciones de Servicio, las cuales son en su gran mayoría de propiedad de particulares colombianos.

Si observamos un poco las características de la distribución y comercialización final existente en el país, anotamos ventajas importantes para el consumidor final como:

1. La distribución está repartida entre cuatro compañías: Esso Colombiana (32%), Codi Mobil (30%), Texaco (17%) y los Terpeles (21%). Esta últimas empresas tienen una participación importante de capital por parte de ECOPEPETROL. Esta distribución equilibrada sin mayor preponderancia de algunas de dichas compañías, es una garantía para el consumidor.
2. Los precios al público están fijados por el Gobierno Nacional mediante Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía, las cuales establecen precios determinados en cada una de las distintas etapas del complejo proceso de producción y distribución de los combustibles, fijando los márgenes de ganancia para las distintas compañías, que participan ya sean oficiales,

mixtas o privadas y también para mayoristas o minoristas o simplemente transportadores.

3. El Gobierno Nacional ha velado para establecer precios justos y razonables al público, y aún en las épocas de las crisis internacionales del petróleo, ha reducido el impacto de los efectos externos a los consumidores, sin que se deteriorara el suministro.
En Colombia se mantiene desde hace muchos años uno de los precios al público más bajos del mundo de la gasolina y de los demás combustibles del petróleo.
4. Las operaciones de suministro, se mantienen bajo el control y la reglamentación estricta del Gobierno, con una sana participación de la empresa privada.

Estas razones indican que si bien el Estado no está presente en forma directa, en todas y cada una de las etapas, no podemos menos de decir que mantiene un control estricto sobre la comercialización de los productos combustibles líquidos.

El total de productos líquidos que se expende en el país alcanza a un promedio de 170.514 barriles por día, tomando desde enero hasta septiembre del presente año. El mayor volumen de estos productos lo constituye la gasolina motor, utilizada en el transporte automotor seguida por el Diesel o ACPM que se utiliza principalmente para el mismo servicio, pero también con consumos de alguna importancia en servicios industriales y generación eléctrica.

Es importante mencionar aquí el crudo Castilla el cual ha permitido una sustitución importante de Fuel Oil en usos industriales como calderas y hornos, permitiendo la exportación de Fuel Oil.

Dado que ECOPEPETROL es el único refinador del país, la totalidad de estos productos es suministrada por la Empresa, producida en sus plantas o, en el caso de la gasolina mediante la importación del déficit de producción para satisfacer completamente la demanda mencionada.

TERPELES ORIGEN Y DESARROLLO ÁREAS DE INFLUENCIA

El primer Terpel fue creado por ECOPE-TROL en 1968, cuando en asocio con el Municipio de Bucaramanga fundan esta sociedad, para solucionar el problema de suministro de combustibles a esta capital y su área de influencia, ya que antes de esta fecha el transporte de los combustibles se hacía por los Ferrocarriles Nacionales. Es así pues que el primer TERPEL cuenta ya con 20 años de existencia.

En octubre de 1968, se inicia la construcción del Poliducto Barrancabermeja - Bucaramanga y la Planta de Abasto de dicha zona, y en 1983 ECOPEPETROL y TERPEL BUCARAMANGA, montan la Planta de Lubricantes en esa ciudad. Esta sociedad en la actualidad ha extendido su zona de influencia a los Santanderes, Cesar, Arauca y Casanare.

Posteriormente en 1971, se fundó TERPEL DEL CENTRO, con sede en Manizales y con área de influencia en Caldas, Risaralda, Quindío, Norte del Tolima y Norte del Valle.

Luego, en 1973 fue establecido TERPEL ANTIOQUIA, con sede en Medellín y con área de influencia en Antioquia y Chocó.

Los otros Terpeles son de fundación más reciente, pues hubo de esperarse diez años para los siguientes, así:

En mayo de 1983, se instituyó TERPEL DEL NORTE, con sede en Barranquilla y con área de influencia en todos los departamentos de la Costa.

En junio de 1983, fue abierto TERPEL SUR, con sede en Neiva y con área de influencia en Huila, Caquetá y sur del Tolima.

En mayo de 1986, fue fundado TERPEL DE LA SABANA, con sede en Bogotá y con área de influencia en esta ciudad, Cundinamarca, Meta y Casanare.

El último y más reciente de los Terpeles es TERPEL DE OCCIDENTE, fundado en marzo de 1988, con sede en Cali y área de influencia en el Valle, Cauca, Nariño.

Son pues ya, 7 las sociedades que cubren

el área del país y algunas poblaciones que por su lejanía o dificultades de transporte han experimentado problemas de suministro.

Los Terpeles obedecen también a la filosofía de llegar a territorios cuyo suministro no presenta una rentabilidad económica, pero que por elementales motivos sociales y de soberanía, el Estado no puede dejar de abastecer.

En todas estas empresas ECOPEPETROL se asoció con capital privado regional, o de origen municipal o departamental, con el objeto de establecer un canal distribuidor adicional, que sin sustituir la distribución que ya estaba en manos privadas, llenara un vacío o contribuyera a mejorar el servicio de distribución.

Para conciliar el interés del capital privado con el de servicio en los Territorios Nacionales, ECOPEPETROL asume parcialmente los costos de funcionamiento.

En los mercados normales, en los cuales existe competencia con las multinacionales, los Terpeles deben actuar con criterio comercial y las relaciones con ECOPEPETROL deben ser transparentes, porque no es un buen principio subsidiar con fondos públicos el capital privado, así sea este de origen nacional.

Estas empresas de economía mixta presentan conveniencias muy apreciables para el país y, su futuro, enmarcado dentro de una competencia sana con las demás empresas mayoristas y en condiciones similares, muestra unas posibilidades de progreso sostenido ya que han demostrado que pueden prestar importantes servicios a la comunidad suministrando sus requerimientos de energéticos a costos razonables.

Los aportes de ECOPEPETROL, como ente promotor, estarán circunscritos a una participación que si bien es importante no será superior al 40% de su capital accionario, permitiendo y aún favoreciendo la vinculación de capital privado nacional.

Por su importancia creciente y por el carácter global que debe tener la distribución para beneficiarse de todas las etapas del negocio y compensar dificultades locales y además para lograr el capital necesario a las inversio-

nes que deben acometer, se hace aconsejable la creación de un ente común de capital de los Terpeles, de economía abierta, a través del cual ECOPETROL pueda coordinar su participación.

En la creación de este Holding o el Terpel Nacional, se trabaja actualmente.

PLANTAS DE ABASTO EN LOS TERRITORIOS NACIONALES

Dando cumplimiento al propósito Gubernamental de aumentar la presencia del Estado en los sitios más aislados de los Territorios Nacionales, a partir de septiembre de 1987 se pusieron en servicio las nuevas Plantas de Abasto construídas por ECOPETROL en Puerto Carreño, Puerto Inírida, Leticia y San José del Guaviare. Adicionalmente se aprobó la construcción de una planta en Puerto Asís que iniciará operación a mediados de 1990.

Esta unidades junto con las de Saravena, Arauca, Aguazul y Aguaclara, que vienen funcionando desde hace varios años, integran una red de puntos de almacenamiento y distribución de combustibles que cubre en su totalidad los extensos territorios orientales y del Sur del país y ha permitido estabilizar el suministro y el precio en sus áreas de influencia, presentándose una rebaja considerable en los precios de venta al público.

La operación está a cargo de Terpel Bucaramanga S.A. y Terpel de la Sabana S.A., quienes llevan los productos desde centros de acopio situados en sitios tan retirados como Tibú y Bogotá, utilizando para esto los medios de transporte terrestre y fluvial disponibles en cada caso.

POLITICA DE GAS NATURAL I BREVE HISTORIA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

La utilización directa del gas en Colombia es prácticamente reciente, no más de cincuenta años, y su uso se inició para reducir las quemadas de los excedentes de gas, en los campos de gas asociado al crudo; este uso

se limitó a satisfacer los requerimientos energéticos de los campos, la reinyección a la formación y a sustituir el combustóleo en la Refinería de Barrancabermeja. Sin embargo hay que entender que por sus características físicas el gas natural, no se puede comercializar igual que el petróleo, sino que requiere de transporte y consumo a través de gasoductos, pues no se puede almacenar en su condición normal. Esto hace que en cualquier proyecto de gas natural sea necesario desarrollar casi en forma paralela y simultánea al desarrollo del campo, el gasoducto, la red de distribución y los proyectos de consumo. De allí que al menos una de las causas de menor desarrollo del gas natural al compararlo con el petróleo, es la imposibilidad de almacenarlo, pues este último tiene por esta razón una mayor flexibilidad operacional.

En la década del 50 se inició el transporte de gas para su utilización fuera de los campos de gas, fué el caso del gasoducto que con 59 kilómetros de longitud y 8 pulgadas de diámetro interconectó los campos de Payoa y Provincia con la Refinería de Barrancabermeja. Inicialmente de una capacidad de transporte de 40 millones de PCD su capacidad se ha incrementado para transportar actualmente 110 MPCD.

En la misma década la Colombian Petroleum Company puso en servicio un gasoducto entre el campo de Cicuco (Bolívar) hasta Barranquilla, este gasoducto estuvo operando hasta 1986 cuando se agotó el gas susceptible de ser transportado.

En la década del 60 entraron en operación dos gasoductos: el construído por la Anttex entre el campo de El Díficil y Barranquilla y el que interconectó los campos de Jobo - Tablón con Cartagena, construído por Intercol.

A raíz del descubrimiento de los campos de Gas de la Guajira a mediados de la década del 70 se iniciaron programas para incentivar el consumo y explotación de las cuantiosas reservas de gas existentes en esos campos; estos programas fueron, en principio, orientados a sustituir el fuel-oil

(combustóleo) en termoeléctricas y otras industrias de la costa norte de Colombia; así mismo, se inició el uso domiciliario del gas natural en escala reducida.

Estos primeros desarrollos, relativamente importantes de la industria del gas natural, se caracterizaron por contar con el impulso y orientación del Estado, a través de ECOPE-TROL, en lo referente al gas industrial y al de consumo termoeléctrico.

Así fue como la empresa petrolera hizo una agresiva campaña de promoción de gas; financió la conversión de los quemadores y demás equipos, diseñados para la combustión de combustóleo u otros líquidos, en electrificadoras e industrias; construyó líneas de transporte para conectar a usuarios importantes y subsidió el precio mismo de venta del gas, entregándolo a tarifas inferiores a su costo de producción y transporte. Tan decidida política de comercialización encontraba dos claras justificaciones: Por una parte, era necesario dar salida a un recurso cuya búsqueda y encuentro había requerido de cuantiosas inversiones por parte de ECOPE-TROL y de Texas, con base en el Contrato de Asociación Guajira; por la otra, aunque se perdiera algo de dinero en la venta del gas, por colocarlo a precios subsidiados, la empresa nacional estaba sustituyendo consumo de combustóleo que, al explotarlo, le generaba utilidades más que suficientes para cubrir el subsidio al gas y dejarle una rentabilidad atractiva, como sucede con la mayor parte de los subsidios, el que se dió al gas con carácter temporal como mecanismo de promoción, no se ha podido desmontar y en la actualidad el consumo industrial y termoeléctrico de la Costa Atlántica se paga una tarifa que no cubre los costos del Gas (precio boca de pozo más su transporte, distribución y comercialización).

Había, sin embargo, otro sector consumidor de gas natural que debía desarrollarse: el doméstico. Sus mínimos consumos relativos, comparados con los industriales y Termoeléctricos, y la necesidad de una infraestructura de distribución compleja y costosa,

son características que hicieron del consumo doméstico de gas un negocio completamente distinto, y en apariencia menos atractivo que el industrial.

Dados los requerimientos de capital, la situación deficitaria de ECOPE-TROL, importador neto de petróleo y gasolina, durante el período 74 - 85, era difícil acometer proyectos de distribución doméstica del gas en forma masiva.

Sin embargo, algunas empresas privadas, inicialmente distribuidoras de gas propano, empezaron proyectos de redes urbanas de distribución de gas natural doméstico, tal fué el caso de Gases de Bucaramanga, Gases del Caribe y Surtigas en Bucaramanga, Barranquilla y Cartagena respectivamente.

Con las limitaciones de capital propias de empresas pequeñas que acometen proyectos de cierta magnitud, tuvieron un éxito relativo en cubrimiento ya que en 1982 se contaba con unas 70.000 viviendas conectadas, pero la falta de financiamiento y las dificultades de introducir un servicio nuevo imprimían un ritmo lento a la ampliación y cubrimiento de las redes de todos los estratos socioeconómicos de las ciudades en donde operaban.

Desde agosto de 1986, el gobierno nacional ha impulsado la masificación del uso del gas natural en el sector residencial, en el sector de transporte de pasajeros, con lo cual se busca masificar el uso directo del gas natural e incentivar la búsqueda de gas en el país. Este programa ha conseguido ya incentivar la búsqueda de gas en el país, en adición a la racionalización del empleo de energía en el sector residencial y de transporte.

II. ESQUEMA INSTITUCIONAL DEL GAS NATURAL

El gas natural se produce en el país en forma libre (sin producción de crudo) o en forma asociada con el petróleo crudo. Los principales campos productores de gas son los siguientes:

- Propiedad de ECOPE-TROL: El Difícil, Lizama, Infantas, La Cira, Colorado, Cantagallo y Llanito.

- En Asociación: Chuchupa, Ballenas, Riohacha, Sucre, Castor, Las Monas (Payoa) y San Francisco (Huila).
- En Concesión: Provincia, Dina, Tello, Chinú, Jobo y Tablón.

A continuación se resumen las reservas recuperables de gas, en giga pies cúbicos:

	Probadas A	
	31-XII-88	%
Guajira	3.164.1	67.9
Valle Inferior del Magdalena	70.9	1.5
Valle Medio del Magdalena	541.0	11.6
Valle Superior del Magdalena	19.6	0.4
Llanos	195.3	4.2
Otros	667.2	14.4
Total	4.658.1	100.0

El gas propiedad de los asociados y de las concesiones lo compra ECOPETROL, y las condiciones son establecidas mediante los respectivos contratos de compra-venta.

El gas natural es transportado desde los campos productores hasta los centros de consumo por gasoductos de uso público; estos gasoductos en su mayoría pertenecen a las compañías privadas (ESSO) o de capital mixto (PROMIGAS, GRUPO PAYOA, ESSA). Con estas compañías ECOPETROL tiene compromisos contraactuales de transporte para el gas propiedad de ECOPETROL y de la asociación; el gas de las concesiones lo transporta generalmente el concesionario.

La distribución del gas natural en las ciudades abastecidas con este energético se realiza:

1. Sociedades de capital mixto (GASES DEL CARIBE, SURTIGAS, GASES DE LA GUAJIRA, GASORIENTE, GASES DE BARRANCABERMEJA, ALCANOS DEL HUILA, y GAS NATURAL S.A.) y de capital privado (METROGAS y LLANOGAS).
2. En la costa Norte, las compañías transportadoras (PROMIGAS y ESSO) realizan las entregas a los grandes consumidores (Termoeléctricas e industrias).

3. La distribución del GNC se viene realizando con compañías de capital mixto (PROMIGAS y NEIVANA DE GAS).

III. EL PROGRAMA DE MASIFICACION DEL GAS

El objetivo principal de masificar el consumo de gas, tiene dos partes no siempre fáciles de conciliar: un objetivo social, consistente en ofrecer a las clases más desfavorecidas un energético seguro y de bajo precio, como un medio para mejorar el nivel de bienestar del pueblo; y un objetivo de carácter macroeconómico que pretende optimizar y racionalizar el uso de los recursos para generar ahorros netos de energía, mayor ingreso de divisas por exportación de hidrocarburos, disminución de los subsidios que actualmente otorga el estado, desplazamiento en el tiempo de nuevos proyectos para generación eléctrica con el consecuente alivio en el servicio de la deuda de ese sector, y reducción del desperdicio de algunos recursos valiosos como el gas natural asociado que se quema en teas.

Es fácil concluir que una política de esas características exige una planeación rigurosa de todo el sector energético en su conjunto. Este proceso se había venido cumpliendo desde hace varios años y como parte de él debe destacarse que en 1979 el gobierno nacional contrató el Estudio Nacional de Energía, conocida con la sigla de ENE, en el cual se desarrollan una serie de modelos analíticos que integran e interrelacionan los principales sectores energéticos (eléctrico, hidrocarburos y carbón), con el fin de analizar la demanda actual y potencial de sustitución a nivel de los usuarios. Posteriormente, las metodologías y los resultados ENE fueron complementados con estudios de actualización que se han venido realizando.

De los estudios realizados se demuestra que el costo económico del gas natural es el más bajo para los propósitos de cocción, refrigeración, calentamiento de agua, y transporte público, en comparación con los distintos productos energéticos tradicionalmente

utilizados. Este hecho, sumado a la disponibilidad relativa del gas y sobre todo, al gran potencial probable de nuevos desarrollos exploratorios, permitió sustentar el programa.

Racionalización del Uso de los Recursos Energéticos en el Sector Residencial

Las razones prácticas que llevaron a considerar el gas natural como un combustible doméstico ideal, fueron las siguientes:

1. Disminuir el consumo global de energía a nivel país, lo cual significa la utilización eficiente y racional de nuestros recursos energéticos.

Una termoeléctrica para generar y transportar un (1) KW-HR a una estufa o calentador de agua requiere de 24 pies cúbicos de gas natural. En cambio, un (1) KW-HR en una estufa se reemplaza por 5,1 pies cúbicos de gas natural.

2. En el terreno del sector eléctrico, el reemplazo de energía eléctrica por gas natural en el sector doméstico es positivo, puesto que este consumo de energía eléctrica al efectuarse en horas "pico" obliga a altas inversiones (generadores y líneas de transmisión) para asegurar un adecuado abastecimiento.

En Colombia, por el uso indiscriminado e indebido del recurso eléctrico y a un planeamiento inadecuado a largo plazo, condujo a una utilización de la energía eléctrica en los hogares urbanos del 50% del total. Esta cifra es de las más altas del mundo, mientras que en países desarrollados e industrializados las cifras no sobrepasan el 30%.

3. A nivel de la economía del país, disminuir el uso de energía eléctrica en el sector residencial representa un alivio importante puesto que la elevada participación del sector eléctrico en los consumos energéticos residenciales ha indicado un excesivo esfuerzo para la economía colombiana, que ha tenido que destinar durante varios años entre el 35% y el 40% del total de la inversión pública al sector eléctrico.

Esto ha desplazado otras inversiones prioritarias para el bienestar de la población y ha creado problemas estructurales en las finanzas del sector; entre ellos debe mencionarse la necesidad de subsidiar en forma importante el consumo eléctrico de los estratos bajos y medios, para evitar que la factura eléctrica absorbiera porciones prohibitivas de los ingresos familiares. Estos subsidios han debilitado la capacidad financiera de las empresas generadoras, hasta el punto de llevar a algunas al borde de la quiebra, e impedir el cubrimiento del servicio de electricidad al sector rural, al ritmo planeado y deseable.

4. Entre las ventajas para el usuario se mencionaron:

- El recurso gasífero del país es considerablemente abundante. Las reservas probadas alcanzan para 30 años.
 - Dentro de los hidrocarburos combustibles domésticos, el gas natural se considera el más seguro, por ser más liviano que el aire, por tal razón en caso de escapes, se disipa rápidamente disminuyendo los riesgos de explosión e incendio; además su rango de explosividad es bien estrecho.
 - Es económico puesto, que su combustión es más completa que los otros hidrocarburos. Este hecho lo hace menos contaminante.
 - Relativamente es barato; además su entrega mediante redes, permitirá establecer precios estratificados por sectores socio-económicos que permiten cumplir el principio de equidad social. Este hecho asegura la aceptación popular del nuevo combustible.
 - Sin duda alguna, con el gas natural domiciliario se mejora el nivel de bienestar de los colombianos.
5. Las ventajas para ECOPETROL, se obtendrán al incrementar la venta de gas y disminuir los volúmenes de energéticos (gas, combustóleo, carbón) para la generación de energía eléctrica, cuyos precios son altamente subsidiados por ECOPETROL.

El Gas Natural para el Sector Transporte

Actualmente se tiene un déficit para el abastecimiento de gasolina motor al país; por consiguiente, se requiere la importación del volumen faltante, cercano a los 25.000 barriles/día (US\$ 200 millones por año). Para los próximos años los requerimientos de importación serán cada vez más altos, estimándose que para el año 2000 las importaciones sean del orden de los 105.000 barriles/día, en el evento de que no se disponga de la nueva refinería.

Considerando la anterior realidad y la ventaja económica de utilizar G.N.C. en los vehículos automotores, se incluyó el sector transporte dentro del programa de gas y en la actualidad se tienen cinco (5) estaciones de G.N.C. operando desde hace algún tiempo y tres más empezando operaciones.

Entre 1989 y 1992 se instalarán 16 nuevas estaciones de G.N.C. que atenderán 3.150 vehículos de transporte público (autobuses, busetas, taxis) principalmente, lo que le ahorrará al país 1.175 barriles/día de gasolina motor y reducirá el deterioro ambiental. Para el año 2000, se estiman 100 estaciones que atenderán 15.000 vehículos, con un ahorro de alrededor de 5.000 barriles por día.

En resumen, las razones que justifican la sustitución de gasolina por gas natural son las siguientes:

- El usuario reduce sus gastos en combustible en 21% (costo de la "tanqueada"); adicionalmente se obtiene más kilometraje por galón equivalente.
- Se alarga la vida útil de los motores.
- Se reduce el consumo de lubricantes.
- Se reduce la contaminación ambiental.
- Se tiene un efecto positivo en la balanza cambiaria, al reducirse la salida de divisas para importación de gasolina, bases lubricantes, aditivos para lubricantes y repuestos para automotores.

Las anteriores razones justificaron masificar la utilización del gas natural para servicio

residencial y de gas natural comprimido para transporte público.

IV. ESTRUCTURACION DEL PROGRAMA GAS

A partir de 1986 se inicia el primer programa de gas natural con cubrimiento nacional y con coherencia dentro de una política energética.

Inicialmente el programa en ejecución consiste en incrementar la utilización del gas natural en las ciudades y municipios ya conectados a depósitos de gas.

En esta etapa se incluyó un programa de abastecimiento de gas propano a la ciudad de Bogotá, con el objeto de sustituir cocinol (gasolina de bajo octanaje) por gas propano en los estratos socioeconómicos más deprimidos, como un paso intermedio para la llegada de gas natural.

El caso de Bogotá merece una referencia especial por las características del problema social creado alrededor del combustible popular llamado cocinol. Esta gasolina ha producido un sinnúmero de accidentes entre la población infantil de las clases socioeconómicas más deprimidas, aproximadamente dos niños quemados por día en promedio, a pesar de lo cual ha sido imposible aún eliminar su uso. El gas propano y el gas natural presentan una alternativa muy conveniente para los usuarios del cocinol que ganarán en seguridad, facilidad de manejo y tiempo a un costo similar.

La siguiente etapa del Programa de Gas comprende la interconexión de los centros de producción con los centros de consumo, los gasoductos planeados y en ejecución así:

- Apiay - Villavicencio - Bogotá
- Riohacha - Maicao
- Los gasoductos regionales de la Costa Norte y los Gasoductos de los Santanderes y del Huila, de los cuales hablaremos más adelante.

En esta fase se contempla también la redistribución del G.L.P. que actualmente se con-

sume en lugares que recibirán gas natural. El propano liberado se orientará hacia el área rural y las ciudades y poblaciones de poca disponibilidad en el presente, donde a su vez sustituirán energía eléctrica de origen térmico e hidroeléctrico.

Para facilitar la aplicación del Plan de Masificación del Gas Natural, teniendo en consideración que el gas natural es un recurso no renovable y que por esta razón no debe ser utilizado en forma indiscriminada, se establecieron las siguientes prioridades para su uso:

A. USO DOMESTICO

- Sustitución de energía termoeléctrica o hidroeléctrica en estufas y calentadores.
- Sustitución del cocinol.
- Sustitución de leña y otros hidrocarburos líquidos (queroseno).

B. USO COMERCIAL (Restaurantes, hoteles, bancos, almacenes)

- Sustitución de energía termoeléctrica o hidroeléctrica en cocción y calentamiento de agua.
- Sustitución de energía termoeléctrica o hidroeléctrica en acondicionadores de aire.

C. USO INDUSTRIAL Y AUTOMOTOR DEL GAS NATURAL

En casos de alta disponibilidad del gas natural, el orden de sustitución debe ser:

- GLP
- Gasolina Motor
- Querosene o ACPM
- Combustóleo

En razón al déficit en la producción de GLP, los consumidores industriales de este producto deben buscar otros sustitutos como: Gas Natural donde haya disponibilidad, Gasolina Natural, Combustóleo etc... De esta forma el GLP desplazado se podrá utilizar como combustible doméstico en aquellas regiones que no sean favorecidas con el gas natural.

V. EJECUCION Y AVANCES DEL PROGRAMA

Los desarrollos y realizaciones en los tres (3) primeros años de existencia del programa (hasta septiembre 30/89) han sido:

A. PRIMERA FASE:

Incrementar el uso del gas natural en poblaciones cercanas a yacimientos.

- Se beneficiaron 7 nuevos municipios: Soledad, Malambo, Ciénaga, Barrancabermeja, Aipe, Baranoa y Villavicencio. Cubrimiento: 12.892 familias.
- Se conectaron 108.298 nuevos usuarios en los municipios que ya disponían de gas natural.
- Los logros del programa se pueden resumir:

Nuevos usuarios domiciliarios:	121.190
Total usuarios domiciliarios:	214.318
Incremento:	130.1%

- Discriminando las realizaciones por ciudades se han alcanzado los siguientes resultados: (VER CUADRO No. 59)

B. FASE INTERMEDIA:

Abrir mercado doméstico para el gas natural usando G.L.P. (Propano).

Se estableció el programa popular de gas propano sustituyendo cocinol y creando la infraestructura de distribución doméstica, servida con cilindros de 40 libras con propano, inicialmente. Cubrimiento realizado: 81.650 familias de escasos recursos económicos.

El programa ha requerido una inversión total equivalente a US\$2.92 millones, suma que fue financiada por ECOPETROL con créditos blandos. La inversión se utilizó para la compra de estufas de dos (2) fogones y de su correspondiente cilindro de 40 libras de capacidad. Adicionalmente, ECOPETROL ha cubierto los gastos de almacenaje de cilindros llenos/vacíos en 90 lugares estratégicos

GRAFICO No. 59

CIUDADES	INSTALACIONES A		NUEVAS	% AUMENTO
	PROGRAMA	INICIO DEL SEPT. 30/89	DESDE AGTO/86	DESDE AGTO/86
Riohacha	1.127	3.237	2.110	187.2
Santa Marta	3.552	8.870	5.318	149.7
Rodadero	1.254	2.268	1.014	80.9
Barranquilla	22.735	51.166	28.431	125.1
Sabanalarga	912	1.328	416	45.6
Soledad	0	3.033	3.033	-----
Malambo	0	209	209	-----
Cienaga	0	346	346	-----
Baranoa	0	485	485	-----
Cartagena	8.702	33.632	24.930	286.5
Sincelejo	2.217	6.345	4.128	186.2
Bucaramanga	28.437	53.234	24.797	87.2
Barrancabermeja	0	4.602	4.602	-----
Floridablanca	6.090	13.699	7.609	124.9
Neiva	18.102	27.647	9.545	52.7
Aipe	0	1.000	1.000	-----
Villavicencio	0	3.217	3.217	-----
Total	93.128	214.318	121.190	130.1

(expendios), para asegurar el suministro del combustible.

En Bogotá se han realizado 3.045 instalaciones domiciliarias servidas mediante propanoductos (Urbanizaciones Sauzalito, Colsubsidio y Caja de Vivienda Militar).

C. SEGUNDA FASE:

Conectar los centros productores de gas natural con los principales centros de consumo sin descuidar aquellas poblaciones que se justifiquen económicamente. Para esta conexión, se requiere ampliar la red de gasoductos existentes, cuya longitud actual es de apenas 1.356 kilómetros.

Para el logro de esta segunda fase se están desarrollando los siguientes proyectos:

1. Gasoducto Apiay-Villavicencio-Bogotá

Este producto consiste en una planta de "secado" del gas producido en el campo de Apiay, localizado en los Llanos Orientales, con capacidad para procesar 0.5 M std. m³/día (18 MPCED) de gas "húmedo", y de un gasoducto de 130 kilómetros de longitud y 6" de diámetro, para transportar hasta 0.45 M std. m³/día (16 MPCDE) a las ciudades de Villavicencio y Bogotá.

El proyecto se encuentra en ejecución por cuenta de ECOPETROL y se espera tenerlo

finalizado totalmente en los primeros meses de 1990. La inversión total se estima en \$11.000 millones, correspondiendo al gasoducto la suma de \$3.874 millones.

Como consecuencia de este proyecto se tiene:

- Villavicencio inició el consumo domiciliario el 15 de abril de 1989.
- En el sur de Bogotá se han construido 200 kilómetros de redes urbanas de gas natural, suficientes para atender a 16.000 familias.
- El servicio de gas natural en Bogotá se iniciará antes de finalizar noviembre/89 y se estima que a diciembre 31/89 se tengan 2.500 abonados.

2. Gasoducto Riohacha-Maicao

El proyecto consistió en comunicar los campos de gas de la Guajira con el municipio de Maicao, el segundo municipio del Departamento de la Guajira, con un potencial de 8.000 usuarios domiciliarios. Para esto ECO-PETROL construyó un gasoducto de 78 kilómetros de longitud y 3" de diámetro.

El proyecto se encuentra finalizado desde octubre de 1989 y demandó una inversión total de \$1.070 millones. El 10 de noviembre de 1989 se inauguró el servicio con 150 viviendas.

3. Ramales de los gasoductos troncales de la Costa Norte.

El objetivo es derivar gasoductos subtroncales de los gasoductos troncales existentes, para beneficiar en su primera etapa a los municipios costeros con mayor número de habitantes. Posteriormente, se construirán ramales a poblaciones más pequeñas.

En la primera etapa se tienen proyectados ramales, con una longitud de 242 kilómetros, que conducirán el gas a 77.185 viviendas en 18 municipios de la Costa Atlántica de Colombia. La inversión se estima en \$5.300 millones.

Los municipios beneficiarios de la primera etapa serán: SAHAGUN, CIENAGA DE ORO,

CERETE, MONTERIA, TURBACO, ARJONA, MONTELIBANO, CHINU, COROZAL, SAMPUES, SAN ONOFRE, PUERTO COLOMBIA, GALAPA, BARANOA, ARACATACA, FUNDACION, LURUACO, Y SAN MARCOS.

De estos gasoductos ya se construyeron siete: SAHAGUN, CIENAGA DE ORO, CERETE, MONTERIA, SAMPUES, BARANOA y GALAPA para una ejecución del 32.81

4. Gasoductos para los Santanderes

Se encuentran en etapa de finalización los proyectos para la construcción de los gasoductos de Piedecuesta (18 kilómetros, 6" diámetro y \$400 millones), y de Sabana de Torres (4 kilómetros, 3" diámetro y \$30 millones).

D. GAS NATURAL COMPRIMIDO PARA VEHICULOS AUTOMOTORES

- ECO-PETROL autorizó comprar 7.200 cilindros para prestar a los usuarios de GNC e incentivar la conversión de 1.800 vehículos.
- ECO-PETROL está dirigiendo un estudio para determinar y cuantificar el efecto de la altura sobre el rendimiento y potencia de vehículos con motor a gasolina utilizando GNC en Bogotá. Los resultados de este estudio son básicos para iniciar la ejecución de un plan masivo en Bogotá.
- Distribución de estaciones de GNC (sin incluir Bogotá) (VER CUADRO No.60).

VI. PROGRAMAS PARA EL FUTURO

A. Programa de Gas Natural en Bogotá

- Con el gas de Apiay se realizará un cubrimiento de 260.000 usuarios en un término de siete (7) años.
- Con el gas de Casanare, si se comprueban esas reservas, el cubrimiento en Bogotá aumentaría a 350.000.
- Si además de Apiay y Casanare se dispusiera del gas de Cusiana, el número de viviendas cubiertas subirá a 420.000.

GRAFICO No. 60

CIUDADES	OPERANDO	PROXIMAS	EN ESTUDIO (HASTA 1992)	TOTAL
Barranquilla	3	2		5
Cartagena	1	1		2
Santa Marta		2		2
Riohacha		1	1	
Sincelejo		1		1
Neiva	1		1	2
Bucaramanga		1	1	2
Barrancabermeja			1	1
Puerto Colombia			1	1
Turbaco			1	1
Montería			2	2
Fundación			1	1
Total	5	8	8	21

Número vehículos actuales:

Número vehículos futuro próximo:

Gasolina sustituida (con 21 est):

800

3.150

1.175/Bls./Día

- El potencial de viviendas para ser cubiertas en Bogotá se estima en 650.000. Este cubrimiento podría realizarse si se dispone del Gasoducto Central.

B. Gasoductos Regionales

- Ecopetrol utilizará como gasoducto un tramo de 75 kilómetros que quedará disponible una vez se amplíe el poliducto Gualanday-Neiva, para favorecer a los municipios de Aipe y Natagaima.
- Se continuará con el programa de los gasoductos regionales Costa Atlántica (Segunda Etapa).
- Se continuará con los proyectos de gasoductos a San Pablo, Puerto Wilches, Yondó, Cantagallo y Cúcuta.
- ECOPETROL ha aprobado el adelanto de regalías solicitado por el Departamento del Huila, que tiene proyectado la construcción del Gasoducto del sur del Huila (Neiva - Pitalito).
- Se estudiará la construcción de gasoduc-

tos regionales a mediano y largo plazo en el Departamento del Meta, teniendo en cuenta a poblaciones como Acacías, San Martín, Cumaral y Restrepo.

VII META PARA EL AÑO 2000

La idea básica del Programa de Gas es suministrarlo en forma masiva en las zonas alejadas a los centros de producción. En cuanto al servicio que se pueda proyectar para las grandes ciudades y otras áreas del país, la dinámica del programa le será dada en función de dos factores: El primero y más importante lo constituye la cuantía y localización de los recursos, para ello el esfuerzo exploratorio, seguirá teniendo la mayor prioridad. El segundo dependerá de la rentabilidad económica de los proyectos y en función de ella y del uso racional de los recursos energéticos, se establecerán las prioridades u orden de ejecución de los proyectos.

Bogotá, noviembre de 1989

Privatización

Dr. Alberto Merlano.
Vicepresidente Administrativo.

DEFINICION DE PRIVATIZACION

La Unión Sindical Obrera -USO- ha entendido por privatización el proceso mediante el cual ECOPETROL cede a terceros, o contrata total o parcialmente, actividades propias o asimiladas de la industria del petróleo, que según ellos, debería hacer directamente.

La privatización puede clasificarse para efectos de análisis en dos grandes sectores:

1. Cesión o contratación de actividades relacionadas con la misión de ECOPETROL: Exploración, producción, refinación, transporte y distribución. Incluye igualmente las actividades petroquímicas que este Gobierno ha decidido dejar en manos de los particulares.
2. Contratación de obras y servicios necesarios para llevar a cabo sus operaciones. Trataremos ambos aspectos por separado.

1. CESION O CONTRATACION DE ACTIVIDADES RELACIONADAS CON LA MISION DE ECOPETROL

La USO ha sostenido en forma insistente que ECOPETROL se está privatizando. Para determinar si esta afirmación es cierta, es necesario analizar la información estadística relacionada con cada una de las actividades incorporadas en la misión de ECOPETROL a lo largo de sus 38 años de existencia y ver dónde estábamos en 1951 y dónde estamos ahora. Para ello tomaremos como referencia los años en los que se produjeron acontecimientos claves que tienen que ver con el tema de privatización. Estas fechas son las siguientes:

- 1951 Año en el cual inicia operaciones ECO-PETROL.
- 1969 Año en el cual se aprueba la Ley 20/69, mediante la cual el Estado reafirma la propiedad del subsuelo y crea los contratos de asociación.
- 1974 Año en el cual se eliminan los contratos de concesión como opción para vincular el capital extranjero para búsqueda de petróleo, dejando como único sistema el contrato de asociación.
- 1984 Año de finalización de una primera década de contratación exclusiva a través del contrato de asociación.
- 1988 Último año calendario con información estadística completa.

ECOPETROL inicia operaciones en agosto 25 de 1951 al momento de revertir a la Nación la concesión de Mares. Con ella nace la Empresa estatal que se debe constituir en el instrumento eficaz para que el país derive los mayores beneficios de su riqueza petrolera. Al nacer ECOPETROL terminó en el país el dominio del sector privado, no nacional, sobre la propiedad de la industria petrolera colombiana. Durante más de 50 años las empresas multinacionales tuvieron a su cargo todas las actividades del sector, estando su desarrollo subordinado a las prioridades y a las conveniencias económicas y estratégicas que tales empresas establecían.

En su iniciación la empresa es propietaria de un campo al cual se le había extraído más del 80% de sus reservas recuperables por producción primaria, un Oleoducto construido con tubería de desecho y una Refinería cuya administración y control tecnológico eran efectuados por personal extranjero y que no

atendía la demanda nacional de combustibles. Su participación en la industria era:

Producción de Crudos	29,4%
Refinación	100.0%
Transporte	12,0%

En este momento era inexistente su presencia en las actividades de exploración, distribución, gas natural y petroquímica. La Refinería de Barrancabermeja, debido a falta de personal técnicamente preparado, fue necesario contratarla con INTERCOL hasta 1961.

Sus primeros retos eran por lo tanto los de asimilar una tecnología especializada que le permitiera controlar con eficiencia la operación de las instalaciones a su cargo, así como efectuar las inversiones necesarias para iniciar la producción de crudo por métodos mejorados, ampliar la capacidad refinadora y recuperar su precaria e incipiente red de Oleoductos.

La evolución de participación de ECOPEPETROL en cada una de las actividades de la industria se presentan en el gráfico adjunto, destacándose para cada actividad lo siguiente

1.1 Exploración:

En sus comienzos, la actividad exploratoria de ECOPEPETROL se limitaba a los terrenos definidos por la Concesión de Mares, por ser el área conocida por sus técnicos y por estar en la obligación de competir, ante el Ministerio de Minas y Energía, con las demás empresas petroleras multinacionales en la contratación de concesiones con el Estado Colombiano, pues ECOPEPETROL, a pesar de ser la Empresa Estatal, era tratada por el Estado como particular.

Con la limitación anterior las posibilidades exploratorias de ECOPEPETROL eran muy reducidas y las actividades de búsqueda de nuevos yacimientos se limitaban a las inversiones que la empresa privada efectuara.

Adicional a las limitaciones de áreas, ECOPEPETROL tenía serias restricciones financieras, pues de la composición de sus activos, sólo el 14% representaba bienes industriales productivos y el 56% estaba representado

por el valor de sus yacimientos, de realización demorada e incierta por su nivel de agotamiento. ECOPEPETROL debía diseñar por lo tanto una estrategia en este campo, con los siguientes objetivos específicos:

- Vincular mayor capital externo a fin de desarrollar una intensa actividad exploratoria que permitiera cubrir las crecientes demandas de crudos.
- Impedir el congelamiento de áreas promisorias:
- Maximizar el aprovechamiento de los recursos financieros disponibles, minimizando los riesgos de su inversión y maximizando su rentabilidad.

Como consecuencia de tales propósitos se obtiene en el Congreso de la República la Ley 20 de 1969 que ratifica el principio constitucional, que data de 1886, según el cual todas las minas, incluyendo los hidrocarburos, pertenecen a la nación colombiana, sin perjuicio de derechos anteriores adquiridos en forma excepcional. Adicionalmente crea el contrato de asociación, como una modalidad nueva para la inversión de capital externo en la búsqueda de hidrocarburos.

Despejadas todas las dudas sobre contratos de asociación y debidamente reglamentada esta modalidad de contratación, en 1974 se suspende en forma definitiva los contratos de concesión y queda implementada así una nueva política petrolera en el país, hoy con 20 años de aplicación.

Los contratos de asociación en más de un 78% y la actividad directa en la medida de la disponibilidad financiera de ECOPEPETROL, han permitido desplegar la actividad exploratoria que permitió lograr la autosuficiencia en la producción de crudos del país y el fortalecimiento financiero de ECOPEPETROL.

1.2 Producción:

Dos (2) han sido los orígenes de los campos de producción propiedad de ECOPEPETROL

El primero ha sido la reversión y compra de campos cuya explotación inicial ha sido

efectuado por compañías privadas y que la Empresa los recibió o compró en su natural declinación, para los cuales era necesario efectuar inversiones en mantenimiento y en infraestructura para recuperación mejorada. Estos campos fueron los operados por la Empresa en sus primeros 18 años de existencia y en ellos desarrolló técnicamente a su personal, logrando una importante experiencia acumulada.

El segundo origen ha sido el de aquellos campos cuyo descubrimiento lo logró en forma directa ECOPETROL y por lo tanto ha sido responsable de su desarrollo y explotación. En estos campos, iniciando en 1969 con el campo Lisama, ECOPETROL ha ejecutado sus políticas de explotación caracterizadas por un plan de producción que permite garantizar la máxima recuperación económicamente posible de aceite, la protección del medio ambiente de las zonas aledañas y una integración a las regiones o zonas de influencia socio-económicas en las que opera.

En las estadísticas es fácil apreciar, como a pesar de haber sido inferior la inversión en la actividad exploratoria en forma directa, la participación de ECOPETROL en la producción nacional de crudos ha logrado incluyendo la parte que le corresponde de sus asociados, los niveles del 59.1%, obteniendo relaciones de producción sobre sus inversiones muy superiores a las logradas por las empresas privadas. Lo anterior demuestra el alto nivel tecnológico alcanzado por el personal de la Empresa y la prudencia y juicio con las cuales ha actuado y ha invertido, así como los beneficios logrados con el sistema de contratos de asociación.

1.3 Transporte:

En esta actividad ECOPETROL ha demostrado sus conocimientos sobre la logística de la industria y la responsabilidad para con el país al efectuar las cuantiosas inversiones, que a pesar de su exigua rentabilidad, eran necesarias para atender oportuna y debidamente el suministro de combustibles al país.

Como consecuencia de las inversiones, ECOPETROL domina y atiende en su totalidad el transporte de combustibles refinados y posee una participación muy importante en el transporte de crudos, lo que le da una participación integrada en la red nacional de Oleoductos, Poliductos y Gasoductos del 75,2%.

1.4 Refinación:

Pocas veces el país ha sido totalmente auto-suficiente en materia de productos refinados. Las inversiones en esta actividad por lo intensivas en capital han estado sometidas a la disponibilidad de recursos financieros, aún en las épocas en que la refinación tenía amplio márgenes.

Sin embargo, en este campo la Empresa ha logrado con su personal, dominar los avances tecnológicos de la industria, tener a su cargo la totalidad de la capacidad refinadora instalada en el país y atender con producción nacional más del 80% el total de la demanda de combustibles.

Se ha logrado la máxima integración económicamente posible de sus procesos, obteniendo una gran eficiencia y el máximo aprovechamiento de los crudos procesados.

Mención especial requiere lo relacionado con la PETROQUIMICA. con el plan quinquenal 1963-1968 ECOPETROL inició para el país el desarrollo de la industria petroquímica, al contemplar en él proyectos que le proporcionaron al país las bases petroquímicas en condiciones adecuadas, buscando una mayor autonomía industrial y capitalización nacional creciente. El propósito perseguido, como en efecto se logró fue el de que ECOPE-TROL diese impulso a las fases primaria y secundaria, para que la iniciativa privada desarrollase las fases finales.

En diciembre de 1987, el gobierno nacional, en el Consejo Nacional de Política Económica y Social, CONPES, determinó que el Estado no debía emprender proyectos que el sector privado estuviera en capacidad de realizar. En julio pasado los Ministros de Mi-

nas y Energía y Desarrollo Económico suscribieron un comunicado en el cual manifestaron que la Empresa Colombiana de Petróleos -ECOPETROL- se abstendría de participar en las iniciativas de inversión privada que surgieren en el sector petroquímico, pero debería cooperar en lo que estuviere técnicamente a su alcance para apoyarlas.

De igual forma debía facilitar crudos y materias primas en la medida que los requiriese para alimentar sus plantas de refinación o de transformación y adquirir subproductos, a precios internacionales, siempre que correspondiesen a su interés comercial, sin que ésto entrañase la construcción por ECOPETROL, o con su participación, de capacidades adicionales de refinación primaria, destinadas a la industria petroquímica.

A lo largo de la historia de los principales desarrollos petroquímicos del país, el Estado Colombiano a través fundamentalmente de ECOPETROL, ha sido su principal gestor. Casi siempre, la inspiración de la ejecución de los proyectos nació del sector público, quizás porque allí se contaba con los mejores recursos técnicos y económicos para el análisis de proyectos cuya escala rebosaba el alcance de la mayor parte de nuestra incipiente industria pesada, y porque el control de las materias primas esenciales ha estado generalmente en manos de ECOPETROL.

ECOPETROL ha cumplido así con su misión en esta actividad preparando personal y asimilando tecnología. Hoy la ha dado paso a las empresas privadas para atender las inversiones que el país requiere en este sector, cumpliendo con la prioridad de aplicación de recursos establecida para ECOPETROL por el gobierno nacional.

1.5 Distribución:

Se trata en la ponencia de la Vicepresidencia Comercial.

1.6 Gas Natural:

Se trata en la ponencia de la Vicepresidencia Comercial.

1.7 Conclusiones:

Los datos estadísticos resumidos en el gráfico adjunto desmienten categóricamente la afirmación de que ECOPETROL haya estado privatizando las actividades propias de su misión.

Por el contrario, las cifras muestran que el proceso ha sido el de una permanente y progresiva nacionalización de los recursos petroleros; así, en un período de 37 años en exploración se pasó de 0 al 22%, en produc-

ción del 29 al 59%, incluyendo la parte de asociación, y en transporte del 12 al 75,2%, manteniendo el 100% de la capacidad refinadora, a pesar de que en 1957, con el montaje de la Refinería de Cartagena por parte de Intercol y las minirefinerías de La Dorada, Guamo y Tibú, se disminuyó la participación nacional en refinación al 58%.

Hay razones que explican por qué el Estado a través de ECOPEPETROL no ha avanzado más rápidamente en el proceso de nacionalización de los recursos energéticos derivados del petróleo. Estas se pueden clasificar en políticas y económicas.

Desde el punto de vista político la Constitución Colombiana garantiza la libertad de empresa y la iniciativa privada dentro de los límites del bien común, manteniendo el Estado la dirección general de la economía.

En una economía de mercado como la nuestra el Estado puede limitar su intervención en los asuntos económicos, a aquellas actividades de utilidad común que no son rentables para los particulares, o que siéndolo no conviene que estos administren.

Dentro de esta filosofía no existen políticamente razones suficientes para que el Estado Colombiano a través de ECOPEPETROL intervenga en mayor medida en las actividades propias de la industria del petróleo.

Desde el punto de vista económico, siendo como son limitados los recursos del Estado, tampoco se encuentra justificación para que éste invierta en actividades en las que los particulares estén deseosos de hacerlo existiendo necesidad de cuantiosos desembolsos en actividades prioritarias de carácter social, en donde sólo el Estado está en capacidad de invertir por carecer de atractivo económico para el sector privado.

Basado en estos dos criterios el mundo actual, tanto capitalista como comunista, se ha ido desplazando gradualmente hacia la llamada privatización, traspasando a manos de particulares actividades económicas tradicionalmente en poder del Estado.

2. CONTRATACION DE OBRAS Y SERVICIOS

ECOPEPETROL como Empresa Industrial y Comercial del Estado, en desarrollo y para el cumplimiento de su objeto social contrata obras y servicios, con base en las disposiciones contenidas en sus estatutos (Decreto 062/70), el Decreto 222/83 (Estatuto Contractual de la Administración Pública) y el Manual Interno de Contratación de Obras y Servicios.

2.1 Política de Contratación de Ecopetrol

ECOPEPETROL realiza con su propio personal las labores de carácter regular y permanente que sean propias de la industria del petróleo de que se habla en el Decreto 284 de 1957 y la Resolución 644 de 1959, dentro de las restricciones del Artículo 2o. de la Convención Colectiva de Trabajo. Las demás actividades las contrata teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- a) Dar prioridad a las firmas nacionales, buscando que logren la mayor participación posible en los proyectos de ECOPEPETROL, dentro de las limitaciones técnicas y económicas que posean.
- b) Contratar con firmas extranjeras aquellas actividades que por su complejidad, no puedan ser contratadas con las firmas del país, exigiéndole la mayor participación posible de componentes, equipo y personal nacional.
- c) Ejecutar en forma directa y con recursos de ECOPEPETROL, las labores complementarias vinculadas a los proyectos que la Administración decida contratar con terceros.
- d) Contratar la prestación de los servicios permanentes u ocasionales, no pertenecientes a la industria del petróleo, requeridos para cumplir a cabalidad con la operación propia del objeto de ECOPEPETROL, previa utilización al máximo del personal y equipo de la Empresa, y dentro de las

restricciones de la Ley y la Convención Colectiva de Trabajo.

2.2 Restricciones de Ecopetrol para contratar.

Las restricciones de ECOPEPETROL para contratar son las siguientes:

- a) Restricciones de orden legal (Decreto 284/57, Resolución Reglamentaria 644/59), que obliga a extender salarios y prestaciones de ECOPEPETROL a trabajadores de contratistas en actividades consideradas como propias de la industria del petróleo, definidas como las ESENCIALES a la industria y las que, sin serlo, se hayan realizado o se estén realizando usando personal propio.
- b) Limitaciones impuestas por el Artículo 2o. de la Convención Colectiva de Trabajo, la facultad de contratación de ECOPEPETROL para algunas actividades calificadas como de la industria del petróleo en el Decreto 284 de 1957 y en su Resolución Reglamentaria 694 de 1959.

ECOPEPETROL no puede contratar cuando simultáneamente se den las siguientes condiciones:

- a) Que sea una actividad de carácter regular y permanente, propia de la industria del petróleo.
- b) Que ejecute o haya ejecutado ECOPEPETROL con su personal de base.

Se establece en el mismo Artículo 2o. de la Convención Colectiva de Trabajo que ECOPEPETROL puede contratar las labores de montaje de mantenimiento durante el período de garantía, y de construcción y ensanche de tipo industrial para las actividades de producción, proceso, transporte y servicios. También podrá contratar las labores de exploración y perforación, a excepción de las Concesiones De Mares, Yondó, Cristalinas, Cantagallo, San Pablo y Garzas, en donde solo podrá contratarlas cuando el personal y el equipo de propiedad de la Empresa no sea el adecuado al tipo de pozo que se desee perforar o se encuentre ocupado por ésta.

Es de señalar que la Administración de ECOPEPETROL sostiene que los procesos de contratación de la Empresa se ajustan en su totalidad a lo establecido por la Ley y el Artículo 2o. de la Convención Colectiva de Trabajo.

Esta posición basada en una sólida interpretación jurídica tanto del Decreto 284/57 y su Resolución Reglamentaria, como del Artículo 2o. de la Convención Colectiva de Trabajo, no es compartida por la USO, quien apela a una interpretación diferente.

Es de esperar que en un futuro próximo Empresa y Sindicato se sienten a dialogar sobre estas diferencias de interpretación y aplicación del Artículo 2o, así como lo que se debe hacer en los distritos en declinación, y se logre el consenso necesario para evitar los frecuentes conflictos nacidos de las interpretaciones diversas a las normas que regulan la contratación en ECOPEPETROL.

2.3 Qué desea contratar Ecopetrol?

ECOPEPETROL desea contratar, dentro de las restricciones de la Ley y el Artículo 2o. de la Convención Colectiva de Trabajo, aquellas obras y servicios que no encajen dentro de su misión, dando plena utilización a sus trabajadores y a sus equipos. Además, actividades que por su complejidad o alto grado de especialización, la Empresa no esté en capacidad de hacerlas.

Las siguientes son las razones para querer contratar algunas actividades:

- a. Concentrarnos en nuestra MISION de ofrecer al país en forma eficiente y oportuna energía derivada del petróleo.
- b) Estimular el mayor desarrollo de las comunidades, ubicadas en las zonas de influencia de ECOPEPETROL.
- c) Lograr un mayor desarrollo de la industria nacional y local, mediante la adquisición de los productos y servicios que le proporcionen a ECOPEPETROL.
- d) Lograr una mayor flexibilidad de personal.

Este factor en ECOPEPETROL es crítico, dado que nuestros trabajadores conven-

cionales adquieren estabilidad a los 16 meses de trabajo continuo no pudiendo ser despedidos sin justa causa. Nuestro porcentaje de jubilación es de aproximadamente el 92% de quienes firman un contrato a término indefinido.

- e) Obtener menores costos laborales. El salario básico promedio de un trabajador de ECOPETROL es de \$103.000.00 mensuales y recibe al año por concepto de salarios y prestaciones legales y extralegales 33 salarios mensuales, que tienen un costo incluida la pensión de jubilación que asume directamente la Empresa de alrededor de 40 salarios mensuales por año.
- f) Obtener TECNOLOGIA en actividades de alta complejidad o alto grado de especialización, en donde ECOPETROL no cuenta con recursos humanos adecuadamente preparados.

De asumir ECOPETROL directamente todas sus actividades, se afectaría gravemente el grado de eficiencia con que la Empresa cumple su objetivo de suministrar a la socie-

dad colombiana la energía derivada del petróleo, pues no se cuenta con la capacidad técnica, económica, ni humana necesarias para afrontar directamente todas sus actividades. Se estimularía al mismo tiempo un gigantismo burocrático que pondría en peligro en un mediano plazo su misma supervivencia.

2.4 Conclusiones:

La política de ECOPETROL de contratación de obras y servicios no esenciales a su misión es necesaria. Dentro de las restricciones del Decreto 284/57, resolución reglamentaria y la Convención Colectiva de Trabajo de la Empresa, no perjudica a sus trabajadores, le ayuda a mantener una planta de personal y de jubilados controlable y desarrolla las comunidades y la industria nacional. En general es beneficiosa para el país y no significa la privatización de la Empresa, sino el uso racional del patrimonio puesto por la Nación a su cuidado.

GRAFICO No. 61 INDUSTRIA PETROLERA COLOMBIANA PARTICIPACION ECOPETROL

	1951		1969		1974		1984		1988	
	PRIVADA	ECOPETROL	PRIVADA	ECOPETROL	PRIVADA	ECOPETROL	PRIVADA	ECOPETROL	PRIVADA	ECOPETROL
1. EXPLORACION	100.0	-	89.9	10.1	96.3	3.7	80.5	19.5	77.66	22.4
2. PRODUCCION	70.6	29.4	87.6	12.4	39.7	60.3	46.8	53.2	40.9	59.1
3. TRANSPORTE	88.0	12.0	53.4	46.6	15.0	85.0	30.2	69.8	24.9	75.2
4. REFINACION	-	100.0	37.8	62.2	6.0	94.0	0.5	99.5	-	100.0

1951 Año de la iniciación de operaciones de ECOPETROL

1969 Año de la aprobación de la Ley 20 de 1969 que establece la propiedad del estado sobre el subsuelo y se crean los contratos de asociación.

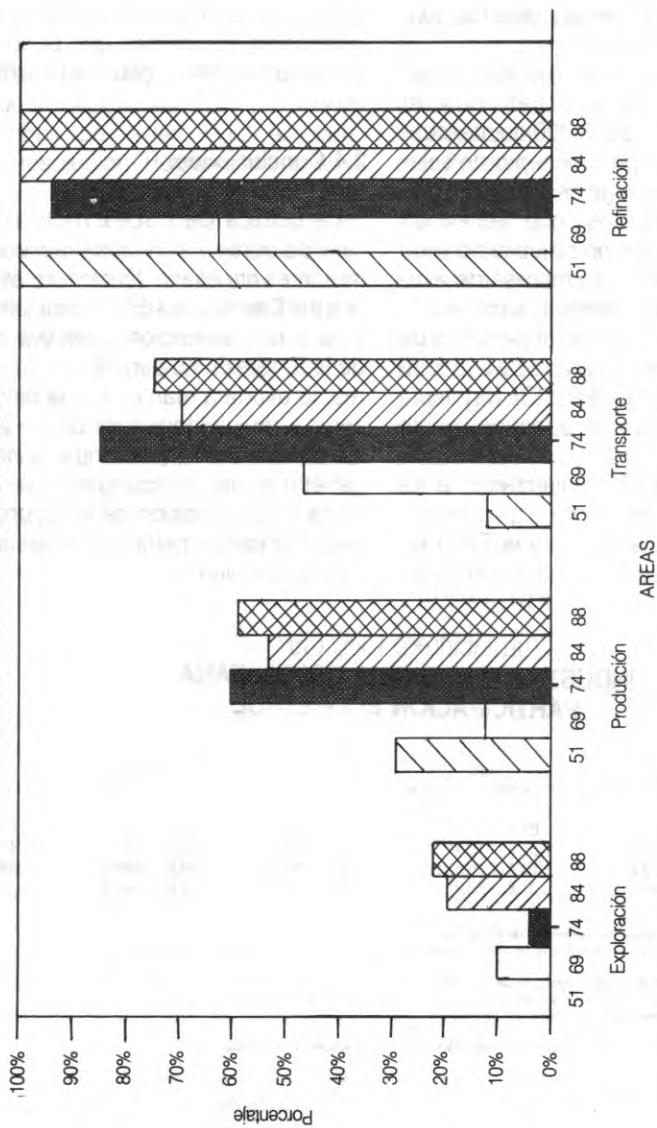
1974 Año en el que se elimina la opción de las concesiones

1984 Finalización de la primera década de contratación única por el sistema de asociación

1988 Ultimo año calendario completo

Fuente de Información - Estadísticas Industria Petrolera 1988. Informes anuales ECOPETROL.

GRAFICO No. 62
INDUSTRIA PETROLERA COLOMBIANA
PARTICIPACION DE ECOPETROL



1951 Iniciación de operaciones de Ecopetrol
 1969 Año de la aprobación de la Ley 20 de 1969 que establece la propiedad del Estado sobre el subsuelo y se crean los contratos de Asociación.
 1974 Se elimina la opción de las Concesiones.
 1984 Finalización de la primera década de contratación única por el sistema de Asociación.
 1988 Último año calendario completo.

Fuentes Información: Estadísticas Industria Petrolera 1988, informes anuales Ecopetrol.

***Transferencia Sector
Petrolero al Estado***

Dr. Armando Córdoba.

Director de Planeación
Corporativa.

INTRODUCCION

Uno de temas que más interesa en materia petrolera y de finanzas públicas es el de las transferencias del sector petrolero a los fiscos nacional y regional. Interesa fundamentalmente por dos motivos:

- 1) Por su considerable monto, cercano a los 400 mil millones de pesos anuales en 1989, lo que equivale casi al 3% del PIB y constituye un alto porcentaje de los ingresos del Gobierno Central (cerca del 20%) y de los Gobiernos de las regiones petroleras, y
- 2) Por constituir la participación directa del Gobierno en la riqueza generada por esta actividad económica.

Las transferencias se originan por diferentes conceptos entre los que se incluyen:

- a) Las regalías o derecho del Estado en el producto de la explotación de los recursos de su propiedad.
- b) Los impuestos directos que pagan las empresas del sector petrolero como resultado de sus actividades.
- c) Los subsidios y los impuestos indirectos a los hidrocarburos que pagan las empresas y los usuarios o consumidores, y
- d) Las transferencias de eventuales excedentes de ECOPETROL.

A continuación se presenta la evolución reciente de cada una de estas formas de transferencias.

1. REGALIAS PETROLERAS

A. QUE SON LAS REGALIAS?

Las regalías petroleras son el derecho que tiene el Estado en el producto de la explotación de los recursos petrolíferos de su propiedad. Se determinan como un porcentaje del volumen bruto explotado (ya sea entregado en especie o el equivalente en dinero). Por razones históricas dicho porcentaje varía según el sistema de explotación del recurso. Para las explotaciones en áreas bajo el sistema de concesión, el porcentaje varía alrededor del 12%, mientras que para las áreas dadas por el Estado para que ECOPETROL las administre y explote directamente o en asociación el porcentaje es del 20%. De otro lado, en el caso de explotaciones de propiedad privada, el Estado no liquida regalías sino un impuesto a la producción del 6.5%.

En el GRAFICO No. 63 se muestra los porcentajes para los diferentes tipos de sistemas de explotación. Cabe anotar que tales porcentajes han sido establecidos por leyes y decretos ley.

B. QUIENES PARTICIPAN DE LAS REGALIAS?

El Estado distribuye o participa de su derecho a diferentes entes: La Nación o quien disponga el Gobierno Central, y los entes te-

ritoriales (V.g. departamentos, intendencias o comisarias, municipios, corporaciones regionales de desarrollo, etc.). Esta participación es a su vez un porcentaje sobre la parte del volumen bruto explotado que constituyen las regalías.

La participación de los diferentes entes en las regalías varía también según la modalidad bajo la cual se explotan, según si el campo está localizado en jurisdicción de una Corporación Regional y según si el campo está en un departamento, intendencia o comisaría.

En el GRAFICO No. 64 se muestra la distribución de las regalías según el sistema de explotación. Como se puede apreciar la Nación recibe cerca del 20% para el caso de concesión y el 40% en caso de explotación en áreas bajo administración de ECOPETROL. El resto pertenece a los entes territoriales. Esta distribución de las regalías ha sido también establecida por leyes y decretos.

C. COMO SE LIQUIDAN LAS REGALIAS?

Los diferentes entes que participan de las regalías reciben su participación en dinero. Para esto existe un procedimiento de liquidación y pago de regalías. La liquidación se realiza a un precio establecido por el Ministerio de Minas y Energía según facultades de Decreto Ley y se trata de un precio en campo, ya que las regalías son parte del valor bruto explotado.

En la actualidad todos los pagos a las regiones y Gobierno Central los realiza ECOPE-TROL ya que la empresa se queda con el volumen de crudo de regalías y por tanto es quien lo realiza, o sea, quien lo vende como crudo o subproducto.

En cuanto al precio para liquidación de regalías se comenta que hasta 1985 éste variaba, por razones históricas, tremendamente de región a región entre US\$ 4/barril y US\$ 18/Bl. En 1985 se expidieron unos decretos que buscaban igualar gradualmente el precio en todas las regiones a un valor de US\$6.70/ barril.

Recientemente con el decreto 545 de 1989 y la resolución 1211 del mismo año, se ha dado un nuevo paso en la legislación en materia de precio para liquidación de regalías.

La nueva legislación parte del criterio de realización del crudo en sus diferentes formas por parte de ECOPETROL, lo cual guarda consistencia con el hecho de que es ECOPETROL quien debe hacer los pagos. El precio de realización busca el que la Empresa pague por el crudo de regalías el precio máximo al que puede adquirirlo sin incurrir en pérdidas (ni en utilidades). Se trata entonces de un precio de indiferencia financiera para ECOPETROL. En otras palabras es el ingreso que ECOPETROL recibe al vender o realizar un crudo en sus diferentes formas, descontando los costos en que incurre entre el campo y el punto o sitio en que lo vende. Esto es:

Precio para liquidación de regalías.	$=$	Ingresos de Ecopetrol al realizar el crudo.	$-$	Costos en que se incurre entre el campo y el punto de realización
--------------------------------------	-----	---	-----	---

La metodología entonces considera el volumen, precio y costo del transporte del crudo que se exporta, y el volumen del crudo que se refina en el país, sus costos de refinación, el precio al que se venden los derivados obtenidos de tal refinación incluyendo los derivados que se exportan y los costos de transporte. En el gráfico adjunto se ilustra con un ejemplo la nueva metodología.

Esta nueva legislación garantiza el que se guarde relación entre la administración por ECOPE-TROL del derecho del Estado en el producto explotado (v.g. regalías) y su pago, de tal forma que no ocasionan ni pérdidas ni utilidad para la Empresa, además de ser equitativo entre las regiones.

De otro lado, los Gobiernos Central y regionales verán incrementados considerable-

mente sus ingresos, ya que se espera que el precio de liquidación tenderá a aumentar, además de que se ha garantizado que como mínimo se pague el que había antes de la nueva legislación.

En el GRAFICO No. 65 se muestra la evolución esperada del precio promedio de liquidación de regalías en el país hasta 1994. Como se puede apreciar hacia el futuro el precio, en el peor de los casos (a precios nacionales e internacionales bajos) será superior a US\$6.8/BI, todos los años, que era el precio promedio a diciembre de 1988. De otro lado para el caso Alto el precio promedio podrá llegar hasta valores de más de US\$17/BI.

D. QUE MONTOS SE HAN PAGADO Y CUALES SE ESPERA PAGAR EN EL FUTURO?

En cuanto a los montos totales pagados y a pagar se tiene una considerable tendencia a aumentar. Esto obedece a los volúmenes crecientes de producción de hidrocarburos y a la evolución de los precios ya mencionados.

En el GRAFICO No. 66 se muestran los montos a pagar por las regalías comparando las sumas reales de los últimos dos años con el estimativo para el período 1990 - 1994.

Como se puede observar, las cifras muestran un crecimiento muy significativo. Es de anotar que debido a la incertidumbre en cuanto a volúmenes a producir en razón a la incertidumbre de nuevos hallazgos de petróleo y a problemas de orden social y a la incertidumbre sobre los precios internacionales y nacionales de los hidrocarburos, los montos a pagar pueden tener una variación del 100%, como se observa en el cuadro.

E. QUE SIGNIFICAN PARA ECOPETROL LOS PAGOS DE REGALIAS?

Para ECOPETROL como Empresa Industrial y comercial, el pago de regalías significa un gasto corriente, como son la compra de

materia prima, las importaciones, los impuestos y los gastos operativos. En otras palabras, ECOPETROL compra como materia prima el volumen de crudos, denominado regalías, que el estado le entrega.

Sobre el total de gastos corrientes de la Empresa la participación de las regalías se ha incrementado considerablemente de menos del 10% en 1985 al 16% en 1989. Hacia el mediano plazo tal participación puede estar entre un 17% y un 25%

Adicionalmente, vale la pena resaltar el programa de planes concertados de inversión que viene adelantando ECOPETROL con las regiones y que consiste en acordar la construcción de obras y proyectos a ser financiados con préstamos de ECOPETROL, con el fin de los gobiernos territoriales puedan acometer desde hoy programas de inversión básicas para su desarrollo contra regalías que se generen en el futuro. El monto de este programa entre 1987 y 1988 alcanzó los \$5.700 millones.

F. QUIENES RECIBEN LOS PAGOS DE REGALIAS?

Como se anotó anteriormente la Nación recibe cerca del 20% en el caso de concesión y 40% en las áreas bajo administración de ECOPETROL. En promedio recibe cerca a un 37% de los montos mencionados en el anterior numeral, porcentaje que tiende a acercarse al 40% en la medida en que las concesiones van revirtiendo al Estado.

Lo anterior quiere decir que el Gobierno Nacional recibe en 1989 un monto cercano a los \$37.000 millones.

La parte restante (un 63%) \$63.000 millones en 1989, lo reciben las regiones petroleras. Se destacan Arauca, que recibe casi la mitad de estas transferencias a las regiones, ya que produce la mitad del crudo del país (cerca de 2000 millones/mes); Huila que recibe cerca de un 12%, Santander 10% y Antioquia, Meta, Putumayo y Casanare (5% cada uno aproximadamente).

G. QUE SE HACE CON LOS DINEROS DE LAS REGALIAS?

Cada Gobierno regional al igual que el Gobierno Central tiene absoluta autonomía en el destino o uso que de a los dineros recibidos por regalías y por tanto la responsabilidad de ECOPETROL llega hasta el depósito de los dineros en las diferentes tesorerías. Esta pregunta la deben entonces responder los diferentes Gobiernos.

Lo que puede la Empresa señalar es a lo que equivalen estos montos pagados, o sea, las obras de inversión que se podrían financiar con estos dineros. Por ejemplo, con los \$ 63.000 millones que se espera pagar a las regiones en 1989 se podrían construir 13.000 escuelas, u 8.000 puestos de salud, o dotar de servicio de agua potable a más de un millón y medio de personas.

2. IMPUESTOS DIRECTOS

- a. Cuáles son los impuestos directos que están pagando las petroleras?

Los impuestos directos son aquellos que pagan al fisco en función del resultado de la actividad financiera las empresas en un año.

- Estos impuestos básicamente incluyen:
- El impuesto de renta que aplica a todas las empresas del sector; el impuesto al 20% de utilidad después de impuesto de renta, que aplica solamente a ECOPETROL y el impuesto de remesa de utilidades, que aplica a las compañías extranjeras.
 - Impuesto de Renta: Debido fundamentalmente a los aumentos apreciables en la producción de crudo como resultado de la exploración exitosa de la primera mitad de la década de los 80, en los últimos años, principalmente desde 1987, el Gobierno Nacional ha visto incrementar considerablemente sus ingresos por concepto de impuesto de renta, tanto por parte de ECOPE-TROL como de las compañías petroleras privadas.

En efecto, el impuesto de renta generado por ECOPETROL entre los años gravables 1986 a 1988 alcanza más de \$ 40.000 millones, cifra que tiene en cuenta los recientes ajustes que se han hecho a los Estados financieros de la Empresa.

Cabe anotar que desde 1980 hasta 1985 la Empresa no había pagado impuesto de renta, ya que su situación financiera no era favorable.

En cuanto a las compañías privadas se comenta que a partir de 1985 y principalmente en 1987 y 1988 éstas han pagado sumas considerables por concepto de impuesto de renta en montos promedio \$15.000 millones anuales, para los dos últimos años. Este aumento de impuesto se debe básicamente al incremento en la producción nacional de crudo.

Hacia el mediano plazo, o sea hasta 1993, se puede esperar una tributación por este concepto mucho mayor, en razón a que se espera un incremento de la producción de crudo y a que, para el caso de las compañías privadas, los beneficios de la depreciación acelerada se habrán disminuido ya que a la fecha han depreciado un alto porcentaje de las grandes inversiones hechas en los pasados cuatro años. El pago de impuesto de renta será considerablemente mayor en el caso en que los precios internacionales de petróleo sean altos. No obstante para precios internacionales moderadamente bajos aún se generan cifras muy significativas de impuesto de renta.

- Impuesto al 20% de utilidades después de impuesto de renta.

De acuerdo a la Ley 75 de 1986 las Empresas Industriales y Comerciales del Estado, como es el caso de ECOPETROL, deben pagar un impuesto igual al 20% de las utilidades después del impuesto de renta. Estos dineros son distribuidos anualmente por el CONPES, los impuestos por este concepto causados entre 1987 y 1988 alcanzaran cerca de \$20.000 millones, de acuerdo a los estados revisados de la Empresa. De otra parte, ECOPE-TROL ha efectuado pagos anticipados a la fecha

por más de \$40.000 millones. Esto se debe a que en 1987 se hizo un acuerdo con el Gobierno Central en el que ECOPETROL financió un programa vial que hace parte del Plan Nacional de Rehabilitación programa prioritario del Gobierno, y que ha permitido la construcción de carreteras vitales para el desarrollo del país.

El monto del programa alcanza los \$44.000 millones en pesos en 1987 y se estima que resta por desembolsar \$9.000 millones adicionales en 1990.

- Impuesto a la remesa de utilidades:

Este impuesto tiene una tasa de 20% sobre las utilidades que remitan las compañías extranjeras a sus casas matrices en el exterior. Los pagos en los años pasados no han sido relativamente muy significativos (del orden de \$2.000 millones anuales) pero se espera que hacia el mediano plazo el pago de este impuesto se incremente notoriamente. Esto dependerá también en gran parte medida del precio internacional del crudo.

3. IMPUESTOS INDIRECTOS A LOS HIDROCARBUROS Y SUBSIDIOS

Se destacan dos tipos de impuestos indirectos: El impuesto que paga ECOPETROL a la importación de hidrocarburos y los impuestos ad-valorem a las ventas de derivados.

El primero tiene una tasa de 18% sobre el valor de las importaciones de hidrocarburos de ECOPETROL, las cuales han sido fundamentalmente de gasolina. El monto causado entre 1987 y 1989 alcanza cerca de \$28.000 millones y se espera que se incremente en razón a los volúmenes crecientes de importaciones hasta 1994.

A partir de 1995, cuando entre en operación la nueva refinería este impuesto se reducirá en razón a la disminución de requerimientos de importación.

En cuanto a los impuestos ad-valorem a los derivados, se destaca el impuesto con destino al Fondo Vial y que se cobra en el precio de la gasolina motor y el ACPM. Tal impuesto lo recauda ECOPETROL y lo transfiere al

Fondo Vial. Estos montos alcanzan más de \$107.000 millones anuales en 1989 y son la principal fuente de ingresos del Ministerio de Obras Públicas. Otro impuesto importante por su monto es el IVA a las Ventas nacionales, el monto en 1989 alcanza una suma de \$16.000 millones, y lo recauda también ECOPETROL.

Respecto a los subsidios otorgados por ECOPETROL, y que constituyen transferencias de la Empresa a otros sectores de la economía, y que han buscado proveer de energía barata a sectores que así lo requieran, entendiéndose por energía barata aquella que se vende a un precio menor del costo para la Empresa. Se destaca el subsidio a la importación de gasolina toda vez que la importa a precios superiores a US\$20/BL más el impuesto del 18% y recibe ingresos por su venta del orden de US\$ 15/BL. El subsidio en 1989 por este concepto puede superar los \$ 15.000 millones. Este subsidio beneficia al transporte público y privado. Existe un subsidio al cocinol, que beneficia a los sectores de bajos ingresos del centro del país y que ocurre ya que tal producto se vende a precios de \$ 25/gl. mientras que su costo económico es del orden de \$ 200/galón. lo que conlleva a un monto de subsidio del orden de \$8.000 millones anuales en 1989.

Adicionalmente hay subsidio al turbocombustible, al gas natural y a combustible para electrificadoras, principalmente de la Costa Atlántica. Estos puede sumar más de \$ 10.000 millones en 1989. Este subsidio busca el que el combustible utilizado en la generación eléctrica sea de bajo costo con el fin de evitar alzas superiores en las tarifas de electricidad.

4. OTRAS TRANSFERENCIAS Y CONTRIBUCIONES CAPITALIZABLES

Considerando la situación financiera favorable por la que atraviesa la Empresa, cuando puede exportar regularmente sus excedentes de crudo el Gobierno Nacional ha venido acordando unas transferencias adicionales a

las ya mencionadas. Resaltan las transferencias a Resurgir por un monto superior a los \$ 13.000 millones entre 1987 y 1989. Se han hecho capitalizaciones al Fodex con el fin de contribuir en el pago de la deuda externa del país en montos superiores a US\$ 200 millones. De otro lado, se ha contribuido a financiar el déficit de Carbocol. La capitalización de esta empresa por parte de ECOPETROL en los últimos tres años llegará a más de \$50.000 millones. Para el futuro se espera además subrogar un crédito que tiene Carbocol con Eximbank por valor de US\$ 500 millones. Se mencionan otras transferencias como son las inversiones en la Minera del Guainía, y en empresas de distribución de derivados y Gas Natural.

CONCLUSION:

De lo anterior se puede concluir que la actividad petrolera genera considerables transferencias.

Como se mencionó en la introducción, el monto total de transferencia puede ascender a los \$400.000 millones en 1989, cifra muy significativa y que representa cerca de un 3% del Producto Interno Bruto.

Hacia el mediano plazo se esperan transferencias considerablemente mayores a pesar de que depende en gran medida de la evo-

lución de los precios nacionales y de los precios internacionales de los hidrocarburos.

Más a largo plazo las transferencias dependerán además y en gran medida de la producción de petróleo que se logre, lo cual será el resultado de la política de inversión que se adopte para ECOPETROL y para el sector privado.

En el GRAFICO No. 66 se resumen las transferencias esperadas de la Empresa en el próximo año de 1990, calculadas en dos escenarios, estimados razonablemente como alto y bajo.

Las principales variables que determinan estos escenarios son:

- El nivel de producción nacional de crudos, calculando el escenario alto en un 90% del potencial de producción de los campos y el bajo a un 80% de dicho potencial en consideración de los diversos factores de orden técnico y principalmente de orden social que pudieran afectar el normal desarrollo de las operaciones.
- Los precios internacionales estimados entre 20 y 12 dólares por barril para los dos escenarios respectivamente.
- Los precios nacionales según se aprueben en un 2% por encima o por debajo de la inflación y finalmente,
- El crecimiento de la demanda interna en un 5% o 3.5% en el año.

GRAFICO No. 66 PORCENTAJE DE REGALIAS SOBRE VOLUMEN BRUTO EXPLOTADO

	%	Legislación
CONCESION		
Este y Sureste Cordillera Oriental	11.5%	Ley 10/61
Resto del País	14.5%	Ley 10/61
DIRECTO		
ASOCIACION	20.0%	Dec. 2310/74
PROPIEDAD PRIVADA		
Este Sureste Cordillera Oriental	6.5%	Ley 10/61
Resto del País	8.5%	Ley 10/61

GRAFICO No. 64 DISTRIBUCION DE REGALIAS

	Nación	Depto. Int. o Com.	Municipio	Corp. Regional	Total
CONCESION					
Cuando hay Corporación					
Cuando es Depto.	18.0	58.5	13.5	10.0	100.0
Cuando es Inten. o Com.	18.0	65.	15.0	2.0	100.0
Cuando no hay Corp.	20.0	65.0	15.0	-	100.0
DIRECTO y ASOCIACION					
Cuando hay Corporación					
Cuando es Depto.	40.0	42.8	11.3	6.0	100.0
Cuando es Inten. o Com.	40.0	47.5	12.5	-	100.0
Cuando no hay Corp.	40.0	47.5	12.5	-	100.0

GRAFICO No. 65 CALCULO PRECIO BASICO PARA LIQUIDACION DE REGALIAS EJEMPLO: Crudo De Mares PRIMER TRIMESTRE 1989 (En US\$/Bl)

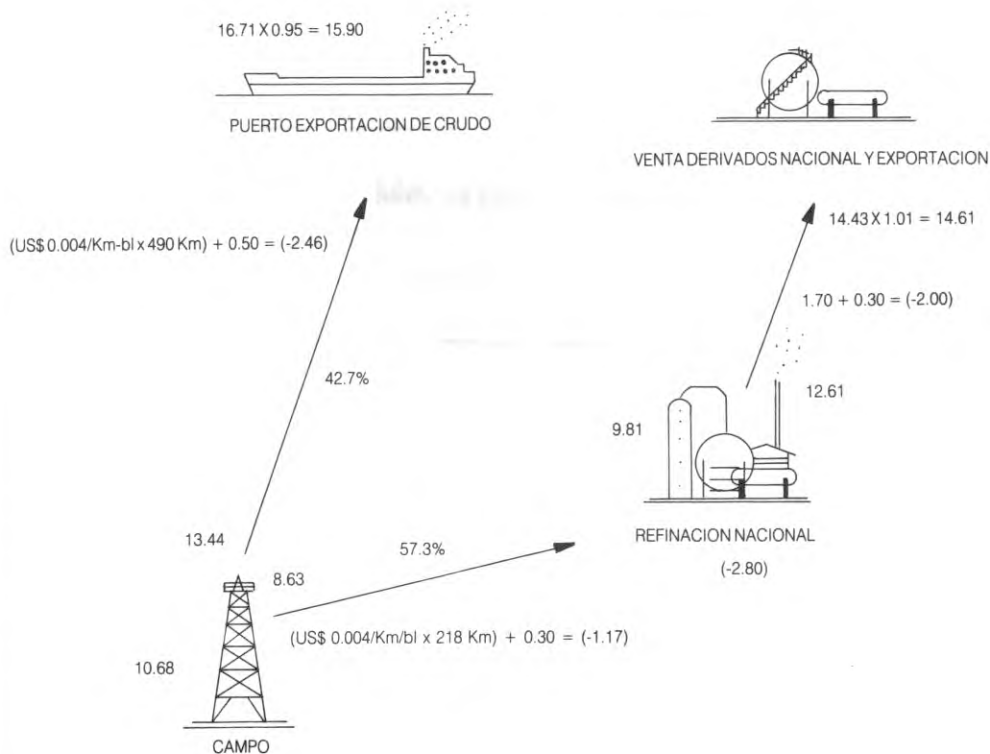


GRAFICO No. 66

PAGO DE REGALIAS PETROLERAS

	PRECIO US\$/BL		MONTO KM\$/AÑO	
	Alto	Bajo	Alto	Bajo
1988		6.90		54
1989		9.70	104	100
1990	11.70		6.80 178	99
1991	13.10		7.50 261	140
1992	14.70		8.20 413	206
1993	16.10		8.70 544	255
1994	17.30		9.10 695	309
Bases de cálculo		Esc. - Alto		Esc. - Bajo
Crudo exportación US\$/BL		20.00		12.00
Productos nacionales %		Inf + 2		Inf - 2
Producción cano limón		90%		80%

***Desarrollo tecnológico de
ECOPETROL***

Dr. Merardo Gamboa.

Director Instituto Colombiano
del Petróleo.

1.0 LA TECNOLOGIA COMO FACTOR DE DESARROLLO

Vivimos un momento histórico de cambio permanente donde aparecen esquemas de vida diferentes a causa de nuevas técnicas, de equipos más avanzados o sistemas de gestión perfeccionados por los adelantos de las comunicaciones y la informática donde el factor dominante es el conocimiento para la producción de bienes o la prestación de servicios, constituyendo la ciencia y la tecnología el elemento principal en el avance de las actividades productivas y sociales, llegándose a considerar el eje motor del de los crecimientos en los países que han sido denominados "desarrollados". Estamos, en una época del predominio de la tecnología, llegando a ser esta un factor de producción tan importante como lo son el trabajo y el capital. Es por ello que el aprovechamiento del potencial científico y tecnológico ha sido preocupación en los últimos años de los países "en vía de desarrollo" para la búsqueda de un mayor progreso social y económico.

Viene entonces la "Innovación tecnológica" como una manifestación para mejorar, modificar o desarrollar nuevos procesos, productos, sistemas de organización, etc. Esto en la industria petrolera y petroquímica, toma especial importancia para la asimilación y desarrollo de nuevas técnicas aplicables a la exploración, la producción y el manejo del transporte de petróleo crudo y gas así como en nuevos procesos para la refinación de crudos y la obtención de combustibles y petroquímicos. A nivel internacional, la mayoría de las empresas petroleras basan su innovación tecnológica en la investigación y desa-

rollo realizados a través de tres tipos de actividad que conllevan a la búsqueda del conocimiento: la investigación básica, la investigación aplicada y el desarrollo propiamente dicho.

La investigación Básica, está dirigida a incrementar el conocimiento fundamental, esto es, el conocimiento por sí mismo en un área determina, actividad ésta que la mayoría de las industrias del sector petrolero y a nivel mundial dejan en manos de Universidades de reconocido prestigio.

Por otra parte, la Investigación Aplicada y el desarrollo tienen como objetivo principal la aplicación de nuevos conocimientos científicos o técnicos para la solución de problemas de forma práctica y productiva. Para lograr estos objetivos asignan recursos específicos dentro de sus propios centros de Investigación y Desarrollo que les permitan maximizar su competitividad logrando así mayor capacidad de negociación no sólo para la transferencia y/o compra de tecnología, sino a la vez para la comercialización de los desarrollos logrados dentro de la misma empresa. Es así como las grandes compañías petroleros han alcanzado el predominio y liderazgo que poseen en algunos sectores, pues han concebido el desarrollo tecnológico como el instrumento transformador del conocimiento que les permiten visualizar de forma clara y con sentido futurista los mecanismos o estrategias a mediano y largo plazo que les faciliten cumplir con los objetivos trazados.

2.0 PROCESOS DE TRANSFERENCIA DE TECNOLOGIA.

Desde comienzos de este siglo los países se han dividido entre exportadores de bienes

manufacturados y exportadores de bienes primarios. En los próximos años, la nueva división internacional del trabajo estará constituida por países productores de tecnología, los que hoy llamamos "desarrollados" y los países "en vía de desarrollo" serán los consumidores de tecnología. Los primeros la exportarán e importarán, mientras que los segundos, con contadas excepciones, solamente la importarán.

Los países productores de tecnología se caracterizan por poseer una infraestructura no sólo de Centros de Investigación, Grupos de Control de Calidad, Plantas Industriales, etc., sino también del elemento indispensable para la generación de la misma, personas con amplios conocimientos en el que, cómo, dónde y para qué hacer y/o desarrollar tecnología propia. Es por ello que los países en vía de desarrollo por no poseer una infraestructura técnico-científica en los sectores productivos, se ven abocados a la adquisición de técnicas de producción a través de un sinnúmero de mecanismos identificados por contratos de diferente índole, entre los cuales se podrían citar: los contratos de servicios técnicos, tales como las consultorías, las ingenierías de diseño, interventorías, estudios tecnológicos, económicos y gerenciales, contratos de asistencia técnica para programas de entrenamiento y capacitación, contratos de licencia o convenios entre comprador y vendedor, esto es, patentes, marcas, know how etc.

Es importante asegurarse de cualquiera sea la modalidad, debe existir real transferencia de tecnología a la infraestructura técnico-científica del país receptor cuya función básica será la de adaptarla a las condiciones locales en el tiempo del contrato, de forma tal que se disminuya la dependencia tecnológica esto requiere de bases para efectuar el proceso de asimilación que luego permitirá continuar hacia la innovación.

Lo anterior crea serio compromiso de capacitación de nuestro elemento humano y de la necesidad de buscar caminos que faciliten un mayor desarrollo tecnológico y en conse-

cuencia una mayor capacidad para negociar. Para ello, es obligante pensar en fortificar los grupos existentes en técnicas de Gestión Tecnológica que nos dará mayor fortaleza y poder de negociación, la cual incluye diferentes tópicos, entre los cuales merece destacarse el conocimiento de los métodos para realizar "Desagregación Tecnológica" que permitirá desarticular en sus elementos esenciales o medulares y externos o periféricos los procesos, equipos y servicios que estemos próximos a adquirir mediante transferencia de tecnología, vislumbrando qué opciones de participación tendrán las capacidades nacionales existentes para fortalecer los programas de sustitución de importaciones de los diferentes sectores, promoviendo así un desarrollo local de alta calidad.

3.0 INVESTIGACION Y DESARROLLO TECNOLÓGICO EN COLOMBIA

No obstante los esfuerzos realizados por Colciencias, órgano promotor, coordinador y financiador de las actividades de ciencia y tecnología en el país, es necesaria una política más agresiva de investigación como estrategia de desarrollo económico y social así como otras naciones lo han realizado, asignando importantes porcentaje del Producto Interno Bruto (PIB) para financiar los gastos que ocasionan los diferentes programas en la materia y que les han permitido convertirse en potencias tecnológicas. Ejemplos relevantes en los últimos 5 años, son los casos de: Estados Unidos que ha asignado entre un 2 al 3%, Unión Soviética entre 4 y el 5%; Japón, Corea del Sur, República Federal Alemana, Inglaterra y Francia entre el 2.5 y 3%, mientras que los países de la América Latina en el mejor de los casos llegan al 0.6%, como Brasil, siendo el de Colombia inferior al 0.1%. Adicionalmente, el número de investigadores por millón de habitantes en Colombia es muy inferior a la media para Latinoamérica. Es deseable que en un futuro próximo nuestro país, a semejanza de los mencionados, presente una correlación directa entre el desarrollo

científico-tecnológico y el desarrollo económico y social.

En los últimos años las Universidades han realizado esfuerzos importantes que han ayudado al desarrollo de ciertos sectores productivos no obstante el reducido presupuesto asignado al aspecto de la ciencia y tecnología. En los países desarrollados, la universidad es el sitio para realizar la investigación básica, y es el soporte fundamental de las Instituciones y Centros de Investigación y desarrollo, para que estos puedan dar respuesta a la aplicación directa de los conocimientos en la solución de problemas a corto plazo.

Merecen destacarse los logros importantes realizados por otras áreas de la producción y servicios, tales como el Sector Cafetero, Azucarero, Agrícola, Salud, etc., los cuales han hecho aportes significativos para acelerar el proceso tecnológico en el cual el país debe comprometerse.

Los actuales lineamientos de la política científica y tecnológica, están orientados a contribuir con el progreso del país y el bienestar de su gente; en otras palabras, orientado al servicio del desarrollo social.

4.0 ECOPETROL Y EL DESARROLLO TECNOLÓGICO.

4.1 Evolución y Necesidad de Crear Tecnología Propia.

La explotación de nuestro petróleo comienza en 1905 cuando el gobierno nacional firma el contrato de concesión con Roberto de Mares. No obstante es necesario esperar hasta el 25 de Agosto de 1951 para que con la reversión de esta concesión al estado colombiano, se inicie la etapa de evolución de nuestra tecnología petrolera.

Es en Los Campos de Cira e Infantas, donde el talento de los técnicos colombianos comenzó esta evolución, en las áreas de exploración y explotación, para continuar diez años después en el campo de refinación.

Hemos vivido así las etapas propias de un país en desarrollo como por ejemplo, la eje-

cución de estudios de exploración y explotación, el montaje de instalaciones de superficie, la puesta en marcha de unidades de procesos de refinación y petroquímica y la utilización de oleoductos y gasoductos donde el personal colombiano solo participaba parcialmente ya que se adquirían y realizaban proyectos que eran "cajas negras".

ECOPETROL, ha sido consciente de la importancia del grado de evolución tecnológica del profesional colombiano la cual ha sido demostrada en su capacidad de acometer proyectos complejos cuando, por ejemplo, ya en la década de los 70, se logra un gran avance con los contratos de asociación, que incluyen la capacitación de personal colombiano, la realización de los diseños para la construcción de una unidad de viscorreducción en la Refinería de Cartagena y más recientemente una unidad de crudo para Barrancabermeja, actividades estas últimas que tradicionalmente venían siendo adelantadas por firmas internacionales de ingeniería.

Es de esta manera como ECOPETROL empieza a involucrar en sus diferentes contratos cláusulas de transferencia de tecnología hasta convertirse hoy día en elemento fundamental de cualquier contrato o convenio técnico-comercial.

Un paso definitivo fue dado en 1985, con la creación por parte de ECOPETROL, del Instituto Colombiano del Petróleo, que, como más adelante veremos, será la organización responsable de consolidar y ordenar todo este bagaje tecnológico logrado a través de nuestro transcurrir petrolero.

Sin embargo, este aporte hasta el momento ha sido más de transferencia de conocimientos recibidos por la experiencia práctica en el uso y aprendizaje de tecnologías importadas. Hoy, la meta, es el aprovechamiento del beneficio derivado del desarrollo de tecnología nacional, dándole renombre por tanto a lo hecho en Colombia.

Es así como en esta época de profundas innovaciones científicas y tecnológicas, muchas empresas del sector petrolero en las diferentes latitudes se encuentran enfrenta-

das a la disyuntiva de transformarse y modernizar sus estructuras o verse abocadas a una probable crisis.

Nuestra industria, no es una excepción, si observamos una serie de factores entre los cuales se destacan: el grado de agotamiento de ciertos yacimientos, la necesidad de búsqueda de nuevas reservas, las diversidad de nuestros crudos, la complejidad de la industria petrolera, instalaciones con muchos años de funcionamiento, exigencias del mercado, políticas y disposiciones legales y gubernamentales, los cuales determinan una necesidad de crear una mayor tecnología propia.

Entonces, la autosuperación es obligante e ineludible y es allí cuando la creatividad jugará un papel esencial ya que actualmente y cada día más la riqueza de una nación, de un sector, una industria será medida por otros parámetros que no dependerán tanto de la materia prima o de los volúmenes de producción como el nivel del conocimiento o tecnología que se incorpore a los mismos, medida ésta aparentemente intangible pero real como lo demuestran Japón, República Federal Alemania, Corea, entre otros, que han sido capaces en tiempos relativamente cortos, de aplicar los grandes hallazgos de la revolución científica y tecnológica de los últimos veinte años para colocarse a la vanguardia del mundo.

4.2 Aporte del Recurso Humano al Desarrollo Del Sector Petrolero e Industrial del País.

El trabajador petrolero colombiano es un símbolo del trabajo, la dedicación, y el servicio a la patria. Es el quien siempre ha estado junto a las grandes tareas y quien se identifica con el desarrollo mismo de este vital sector de nuestra economía.

Adicionalmente, la labor de nuestra Empresa no ha sido solamente la de irrigar los beneficios de la transferencia de tecnología en sus actividades y proyectos sino que estos conocimientos se han transferido a la industria nacional en la medida en que nuestro personal técnico ha emigrado hacia ellas

dentro de un proceso normal de participación, jubilación o búsqueda de nuevos horizontes. Por ello nuestra querida Empresa se ha ganado el honroso título de Universidad del trabajo.

El petróleo, es para Colombia, elemento sustancial de desarrollo y éste depende del trabajo, inteligencia y dedicación de todos los petroleros. Este es el pilar fundamental de los grandes retos que se nos avecinan y que con razón ha sido considerado como el mayor activo de nuestra industria.

4.3 Fomento a la Industria Colombiana.

La participación de proveedores colombianos en la producción, de un mayor número de elementos y bienes de capital que la industria petrolera necesita para su operación, mantenimiento y crecimiento, ha sido limitada. Las grandes inversiones efectuadas en exploración, explotación, transporte y refinación no han contribuido tanto como hubiera sido deseable al desarrollo de una infraestructura local fuerte de producción de bienes de capital y de servicios de ingeniería. En parte, esta baja participación se debe a deficiencias de las empresas existentes y refleja el estado incipiente de la capacidad nacional para producir equipos e insumos; por estas razones, se puede afirmar que solamente canalizando una parte creciente del poder de compra del sector petróleos y de los demás sectores hacia proveedores nacionales, será posible crear esa capacidad.

Las políticas de incentivo y fomento a la industria manufacturera e ingeniería colombiana, en los últimos años, han recibido un impulso significativo en el sector energético, especialmente en el de hidrocarburos representado por ECOPETROL.

La Empresa, ha fomentado la participación de la industria y la ingeniería nacional en sus proyectos y actividades. El objetivo esencial de la promoción a la industria nacional adelantada por ECOPETROL, es el de asegurar que el aprovechamiento de los hidrocarburos del país se traduzca en fortalecimiento de

proveedores de servicios técnicos y fabricantes de equipos y otros insumos. El logro de tal objetivo permitirá un menor grado de dependencia tecnológica y, eventualmente, la exportación de tales bienes y servicios.

Se preven dos estrategias diferenciales. Una a corto plazo, la sustitución de importaciones de repuestos y materiales, cuya demanda es estable y predecible, y en la cual se proseguirá con las acciones contempladas en el programa que los GII adelantan con tanto éxito en los Distritos Operativos de ECOPETROL después de un período de organización y maduración de más de tres años y cuyas metas de producción nacional ya han arrojado resultados altamente favorables. Otra de largo plazo, la sustitución de importaciones de equipos, también llamados Bienes de Capital, requiere un proceso de planificación más detallado el cual sirve de marco para identificar demandas futuras que podrán ser satisfechas por la industria nacional. Deben fortalecerse y crearse mecanismos de articulación al interior del Estado y con empresas privadas dedicadas a servicios técnicos y a la producción de bienes de capital que permitan evaluar y difundir las implicaciones de los escenarios de crecimiento del sector, en términos de las necesidades de adecuación de la oferta nacional. El instrumento básico de esta estrategia será la desagregación detallada de los proyectos de inversión que resulten de las proyecciones de crecimiento en sus aspectos de demanda, inversiones, programas de ejecución y tecnología. Asimismo, será necesario consolidar los requerimientos del sector petróleo con, entre otros, el eléctrico, y el minero en general.

El resultado de este proceso es la identificación de acciones y políticas específicas algunas de las cuales pertenecen al ámbito de acción de ECOPETROL. En otros casos, será necesaria la coordinación con diferentes entidades públicas y con las políticas generales de fomento para obtener una respuesta adecuada del sector privado.

Las tareas principales que se acometerán dentro de estas estrategias pueden resu-

mirse como sigue:

- Desagregación de los proyectos más probables en demandas, programas y tecnologías. Tal como se está haciendo con el posible Proyecto de la Nueva Refinería.
- Análisis de los requerimientos tecnológicos para desarrollar la producción nacional de los bienes y servicios demandados.
- Articulación con el sector privado, que comprenderá la promoción entre los potenciales fabricantes, de los resultados del trabajo de planificación e identificación de demandas.
- Consolidar las demandas de servicios equipo y otros instrumentos del sector petróleo con el de otros sectores a fin de promover un desarrollo armónico de la ingeniería y la industria nacionales.

4.4 El Instituto Colombiano del Petróleo, Tecnología para el Desarrollo.

El Instituto Colombiano del Petróleo, Centro de Investigación, Promoción y Desarrollo, es parte fundamental de ECOPETROL. Su creación es reciente -Junio de 1985-, pero desde ese mismo momento, inició con inusitado vigor su tránsito hacia la consolidación y al éxito. Por eso, con gran optimismo y orgullo quiero tomar esta valiosa oportunidad para referir algunos de los más relevantes aspectos del ICP.

Ante todo, es claro que nuestra institución está llamada a realizar la mayor contribución para la eliminación de una de las deficiencias más graves de la actividad productiva e industrial nacionales como es la falta de tecnología propia o la carencia de conocimiento suficiente para utilizar o adaptar tecnologías disponibles en otros países.

La posesión del conocimiento tecnológico es la base esencial para el logro de mayor autonomía en todas las facetas de la actividad productiva. En la medida en que se posea más conocimiento, se podrá acometer una mayor cantidad de tareas y proyectos directamente por parte de ECOPETROL u otras empresas nacionales.

4.4.1 Misión del ICP.

El Instituto Colombiano del Petróleo fue creado con la misión de adelantar investigación aplicada que le permita: liderar el proceso de asimilación, adaptación, generación y promoción de tecnología para optimizar la búsqueda y aprovechamiento de hidrocarburos; una mayor autosuficiencia tecnológica; y una mayor participación de la ingeniería e industria nacionales en la actividad petrolera.

4.4.2 Objetivos Generales del ICP.

1. Desarrollar y promover con base en investigaciones, propias o disponibles, nuevos equipos, productos y procesos para la industria petrolera, dentro de esquemas que permitan la conservación y equilibrio del ecosistema.
2. Fomentar el desarrollo del recurso humano buscando una preparación integral y de alto nivel que garantice una excelencia institucional en beneficio de ECOPE-TROL y el país.
3. Dirigir y orientar la promoción industrial encaminada a lograr una mayor participación del sector manufacturero y de servicios técnicos nacionales, enmarcados dentro de parámetros de calidad.
4. Prestar servicios técnicos especializados y de información a los Distritos Operativos de ECOPE-TROL y a la industria petrolera y petroquímica nacional.
5. Promover y fomentar la investigación básica en universidades y otros centros de investigación mediante la integración del ICP con la universidad y otros centros de investigación nacionales y/o extranjeros.

4.4.3 Estrategias de Desarrollo del ICP

El Instituto consciente del gran reto que nuestra Empresa y el país han puesto bajo su responsabilidad, definió un marco conceptual apropiado para guiar armónicamente los esfuerzos necesarios para la gestión, operación y consolidación de la institución y para

tal efecto se prepararon y pusieron en ejecución tres estrategias de desarrollo como son:

Recursos Humanos.

La selección, capacitación y desarrollo del personal científico y técnico del ICP para llegar a conformar el equipo de investigación y apoyo es una estrategia vital para el logro de nuestros planes y objetivos, que ha venido siendo adelantada mediante programas de capacitación en Colombia y el exterior, por ser el recurso humano el elemento fundamental de su desarrollo.

Equipo Científico.

Dentro del dinámico desarrollo del ICP, se viene adelantando un cuidadoso proceso para la definición, adquisición e instalación del equipamiento destinado a la dotación de laboratorios de investigación, servicios y los centros de Computación e Información Técnica.

El ICP dispondrá de laboratorios en las áreas de Geología, Geofísica, Yacimientos, Perforación y Producción, Fenómenos Interfaciales, Análisis Instrumental, Fluidos, Pruebas estándar, Catálisis, Evaluación de Combustibles y lubricantes, Evaluación de Cruces, Protección Ambiental, Materiales y Ensayos no Destructivos.

Planta Física

PLANTA FISICA PROVISIONAL: El ICP se encuentra funcionando desde Junio de 1988, en la sede provisional de Guatiguará, propiedad de la Universidad Industrial de Santander, ubicada en el Area Metropolitana de Bucaramanga en jurisdicción del municipio de Piedecuesta. Esta sede posee 5000 M² destinados para oficinas, laboratorios básicos de petróleos, laboratorios de catálisis, pruebas normalizadas del petróleo, laboratorios de materiales y ensayos no destructivos, laboratorios de control ambiental, plantas piloto, centros de información técnica y computación.

PLANTA FISICA DEFINITIVA: El programa para la definición, diseño y construcción de

la nueva planta física del ICP, basado en el Plan Maestro y en el Plan Estratégico de Desarrollo, se ha venido ejecutando con una gran dinámica.

Ya se cuenta con un terreno propio de 30 Hectáreas cercano a la sede provisional y actualmente se encuentran en fase de terminación los planos y diseños arquitectónicos y de ingeniería detallada, para iniciar construcción en los primeros meses del próximo año.

4.4.4 Areas de Actividad.

EXPLORACION Y EXPLOTACION

La Investigación y Desarrollo en este campo tiene como fin minimizar los riesgos asociados con la exploración y optimizar los métodos de explotación.

Las principales áreas en las cuales se adelantan programas y proyectos de investigación y desarrollo y se prestan servicios técnicos son las siguientes:

- a) Síntesis de Cuencas: constituida por los programas de Estratigrafía Sísmica, Geología Estructural y Campos Potenciales que en forma integrada permiten definir el potencial hidrocarburífero de las cuencas sedimentarias colombianas.
- b) Ingeniería de Yacimientos: comprende Métodos de Recobro, Caracterización y Simulación de Yacimientos.
- c) Perforación y Producción: con programas y actividades para optimizar las tecnologías operacionales y de producción.
- d) Apoyo Técnico Científico: corresponde fundamentalmente a los laboratorios que soportan los estudios de investigación y la prestación de servicios a las demás áreas de ECOPETROL y a la industria petrolera, como son los laboratorios de Petrología, Recobro Mejorado, Aguas, PVT, Análisis Básicos y Especiales, Micropaleontología y Palinología. Así mismo se desarrollan programas para el Centro Sistematizado de Rocas y Fluidos, Geofísica,

- d) Petrología, Geoquímica, Propiedades Termodinámicas de Crudos y Bioestratigrafía.

REFINACION Y PETROQUIMICA

Desarrollo de Ingeniería Básica e Investigación Aplicada para la Industria de Refinación y Petroquímica, a fin de reducir gradualmente la dependencia de tecnologías extranjeras en este campo. Comprende las siguientes áreas:

- a) Ingeniería Básica de Procesos: con la infraestructura existente se adelantan: estudios de factibilidad, evaluación y selección de procesos, estimación de costos, ingeniería básica de procesos para nuevas instalaciones o para modificación, reforma o ampliación de unidades existentes, simulación de procesos, asistencia técnica y análisis de problemas operacionales.
- b) Catálisis: Esta orientado a la caracterización y evaluación de catalizadores de hidrotreatmento y de ruptura catalítica, a la realización de estudios para la optimización de unidades catalíticas, impacto de nuevas cargas y mejoramiento de calidad de productos.
- c) Evaluación de Crudos: Para evaluar crudos de ECOPETROL y empresas asociadas, soportar los programas de optimización de lubricantes y combustibles, asistir a las refinerías en problemas operacionales y preparar cargas para los laboratorios de catálisis.

PROMOCION INDUSTRIAL Y CONTROL DE CALIDAD

Area del Instituto cuya misión es actuar como instrumento de estímulo para la industria nacional, con miras a lograr una significativa participación de esta en el suministro de bienes y tecnologías.

Para lograr este objetivo de promoción industrial y apoyo a la sustitución de importaciones se adelantan trabajos y proyectos en las siguientes tres áreas:

- a) Promoción Industrial y Tecnología de Materiales: cuyo objetivo fundamental es propiciar y fomentar la participación nacional en el suministro de los requerimientos de la industria petrolera con el fin de reducir la dependencia tecnológica.
- b) Ingeniería de la Calidad y Normalización Técnica, para promocionar y apoyar el mejoramiento de la calidad de los materiales, bienes, servicios y tecnologías utilizadas.
- c) Materiales y Ensayos no Destructivos, con el fin de prestar apoyo tecnológico para el desarrollo de la investigación aplicada en el área de materiales, bienes y equipos requeridos en el proceso de exploración, explotación, refinación, transporte y distribución de hidrocarburos.

ENERGIA Y AMBIENTE

En este campo se desarrolla investigación aplicada y se proveen servicios técnicos especializados a ECOPETROL, la industria petrolera y sectores afines en áreas de Energía y Protección ambiental.

Los programas de uso racional de energía cubren todas las actividades de la industria petrolera, con énfasis en Transporte de hidrocarburos, Conservación de Energía, Fenómenos Interfaciales y Reología.

El Programa de Protección Ambiental está enfocado a mitigar, controlar y prevenir los efectos producidos por proyectos e instalaciones petroleras durante las fases de Exploración, Producción, Refinación, y Transporte de los Hidrocarburos.

CENTRO DE INFORMACION TECNICA

Se desarrolla como la unidad de servicios de Información y Documentación del ICP, con miras a ofrecer apoyo técnico y operativo a ECOPETROL y a la industria del sector. Cuenta con acceso a bases de datos internacionales, vía satélite, y cuenta con varias colecciones especializadas.

SISTEMATIZACION

Brinda apoyo logístico a la administración

y a los programas de investigación y desarrollo en las áreas de Computación y Telecomunicaciones.

5.0 A MANERA DE CONCLUSION

Finalmente, permitanme resumir lo expuesto anteriormente:

La Tecnología es el bien más estratégico de las sociedades contemporáneas y como tal determinará el grado de bienestar y desarrollo futuro de cada nación.

Es la investigación y el desarrollo de nuestra capacidad para crear tecnologías propias o adoptar aquellas que nos puedan ser útiles, lo que hará que nuestro país se ubique del lado de los que han logrado mejores condiciones de bienestar para sus pueblos, o se encuentren en camino de lograrlo.

Muchos de nuestros problemas podrán ser solucionados más ventajosamente mediante la generación de tecnología propia por técnicos y científicos colombianos.

Somos conscientes que la respuesta inteligente de hombres inteligentes es que Colombia a través de sus sectores claves, como el de petróleos, inicie el paso hacia el nuevo milenio con un mayor componente de tecnología propia y actuamos hacia ese objetivo.

Estamos convencidos que ECOPETROL ha sido, es y será, fuente de riqueza petrolera, pero que también puede ser fuente de riqueza tecnológica.

Para adaptarnos a la vida nunca había sido tan necesaria la "Creatividad" y la "Innovación" como ahora, por ello la importancia de la nacionalización del conocimiento.

El desafío consiste en lograr instituciones que en cada momento y para cada conjunto de circunstancias estén preparadas para responder con soluciones apropiadas.

Convenzámonos que adoptar tecnologías e innovar para solucionar nuestros problemas dará frutos sorprendentes, que la planeación no debe ser de corto plazo, que debemos seguir moviéndonos de la centralización a la descentralización, que el Gobierno no puede solucionar todos nuestros problemas pero

este se puede compensar en gran parte con la autoayuda y que no hay una sola alternativa en cada situación, sino que, somos afortunados al tener muchas opciones.

Si nos convencemos todos de la bondad de la ciencia y tecnología, sin lugar a dudas, tendremos una gran mejoría económica, un mayor bienestar, disminuirán nuestras diferencias, y habremos iniciado el camino hacia un país de progreso y en plena paz. Si lo dudamos, comparemos nuestro país con Corea durante el período 1960-1988 ¿Qué hi-

cieron ellos que nosotros no hicimos, pero qué hubiésemos podido hacer? La esperanza es: "Más vale tarde que nunca". A quienes ya comenzaron como nosotros en ECO-PETROL lo hemos hecho, nuestras congratulaciones y nuestra voz de aliento para seguir adelante. Para quienes no lo han hecho, "decidarse" y empecemos! la Colombia del futuro nos lo agradecerá.

Muchas gracias.

**Marco Jurídico de la
Actividad de ECOPETROL**

Dr. Alvaro Meneses.
Director Jurídico

No resulta fácilmente realizable la pretensión de analizar en toda su magnitud los aspectos jurídicos que tienen que ver con la Empresa Colombiana de Petróleos, si tal propósito intenta cumplirse en el limitado espacio de tiempo de que se dispone en esta oportunidad. En efecto, no puede hablarse del régimen legal de ECOPETROL sin establecer la indiscutible vinculación de las normas específicas que gobiernan su actividad propiamente dicha, con disposiciones de jerarquía superior en las cuales apoya su mismo origen y el desarrollo general de sus operaciones. Sin embargo, a comentar aunque en forma breve el panorama relativo al marco jurídico fundamental de la Empresa.

Porque no es posible hablar de las actividades industriales y comerciales de la Empresa Colombiana de Petróleos sin hacer referencia al hecho de que toda su estructura administrativa y operativa se encuentra enmarcada dentro de precisos lineamientos legales que no pueden desatender, ni desacatar, ni mucho menos cambiar o modificar a su propia y única instancia, pues al fin y al cabo su carácter de empresa industrial y comercial del Estado la ubica dentro de una categoría por ciento oficial, según la cual desempeña un papel de ejecutora de las políticas y directrices estatales en lo concerniente a la industria petrolera.

En la propia Constitución Nacional se encuentran, clarísimamente establecidas y consignadas desde mucho antes de que naciera la Empresa Colombiana de Petróleos, ciertas pautas normativas de la más alta jerarquía en la República, a las cuales no puede sus- traerse esta entidad en el desarrollo de sus

actividades. Sirva como ilustración el artículo 30 que prescribe el respeto a los derechos adquiridos con justo título y con arreglo a la ley, predicado fundamental que impone no solamente a ECOPETROL sino a todo el Estado Colombiano la obligación de respetar y procurar la garantía ciudadana sobre las prerrogativas que, por ejemplo en materia de propiedad privada, se perfeccionaron a la luz de disposiciones, de sentencias o de actos administrativos amparados por la legalidad que es connatural a un Estado de derecho como el nuestro.

Lo anteriormente dicho, obviamente, y como más adelante podré comentarlo, sin que ese derecho a la propiedad, garantizado en la Constitución Nacional, impida al legislador establecer las limitaciones atinentes a su función social, también como principio constitucional muy claro en al Carta Política.

Y en esa misma constitución también encuentra ECOPETROL otro principio que de una u otra forma orienta el cumplimiento de las responsabilidades que se le han asignado, cual es el de que los conflictos de derechos particulares con necesidades públicas o de interés social implican que ese interés privado deba ceder a los grandes intereses de la comunidad. Es el postulado constitucional que permite, por ejemplo, llevar a cabo procesos de expropiación para el desarrollo de actividades industriales de la Empresa, cuando al amparo de las leyes civiles los particulares pretenden oponer a la finalidad de utilidad pública sus propósitos de perpetuación de la titulación privada sobre un predio.

Y en la misma Constitución Nacional fundamenta el Gobierno la posibilidad legal de

aportar a la Empresa Colombiana de Petróleos las reservas petrolíferas del país para que las explore, explote y administre, porque, de acuerdo con la Constitución, esas reservas pertenecen a la República.

Como puede observarse, entonces, que desde el ámbito constitucional del país se estructura la normatividad jurídica a la cual la Empresa Colombiana de Petróleos somete su comportamiento como entidad íntegramente oficial, pues en ese orden constitucional se originan los desarrollos legales que otorgan a la Empresa las amplias potestades con base en las cuales cumple su labor y también las limitaciones que le impiden ir más allá de lo que ese marco jurídico le impone o le permite, o apartarse de su condición de un organismo descentralizado, pero estatal por excelencia.

Igual mención, desde el punto de vista de ordenamiento jurídico positivo que regula de una u otra manera, parcialmente por su puesto, regula algunos aspectos del desenvolvimiento de la Empresa, merece el Código de Petróleos, o Decreto 1056 de 1953, si bien este compendio de anacrónicas y a veces contradictorias normas, sólo tiene para su título de código el carácter de una compilación, más no el de una normalización moderna y concordante con la innegable evolución que en Colombia ha tenido su industria petrolera. Ya son muchísimas las disposiciones del llamado Código de Petróleos que pueden pasar a la historia del país, sin que esta propuesta de remisión a los anaqueles de nuestro pretérito legislativo signifique un predicado de bondad respecto de dichas normas. Simplemente, los muchos artículos que deben archivar por obsoletos o por inaplicables, no obstante su vigencia, cumplieron el propósito para el cual fueron destinados y sobran hoy por improcedentes dentro de las nuevas concepciones de la industria petrolera universal y nacional.

Bien sabido es, para apoyar este juicio, que el llamado Código de Petróleos es el Estatuto de las concesiones, régimen definitivamente abolido del sistema de explotación de

hidrocarburos en Colombia, y que a pesar de esa abolición terminante, proclamada legalmente desde 1974, aún subsisten después de tantos años disposiciones como aquella según la cual se multará con \$1.000.00 a quien emprenda exploraciones con perforación o explotaciones sin dar aviso previo al Ministerio de Minas y Energía. En el mismo sentido, respondiendo a unos incentivos que quizás cumplieron su finalidad hace 35 años frente a regímenes legales ya superados permanece en el código, es decir, desde 1953, la disposición que exime del impuesto de transporte de hidrocarburos a los oleoductos de uso privado para el servicio exclusivo de explotaciones de petróleo de propiedad particular. Resulta indudable que prescripciones legales como ésta ya fueron desbordadas por la nueva orientación política del Estado Colombiano frente al concepto de propiedad privada frente al subsuelo petrolífero, y, lo que es más importante, por estatutos legales como la Ley 20 de 1969, desde cuya vigencia hacia acá es preciso cumplir exigencias muy rigurosas para obtener reconocimientos de propiedad privada de hidrocarburos.

No son necesarios otros ejemplos de obsolescencia o desueto en algunas disposiciones específicas, para pregonar el estado de inaplicabilidad en que se encuentra el llamado Código de Petróleos y para reclamar la indispensable actualización de las normas sobre esta materia, aunque es preciso admitir que no pocas de sus disposiciones todavía representan un marco legal al que ECOPETROL debe ajustar al desarrollo de algunas de las labores propias de su actividad.

Y con idéntico significado tienen que enunciarse dentro de esta enumeración de disposiciones legales atinentes a la actividad de ECOPETROL, ya la citada Ley 20 de 1969. Decreto 2310 de 1974 y las Leyes 39 de 1987 y 26 de 1989. Confío en disponer de algunos minutos para hacer referencia en forma particular a estos estatutos y para comentar de qué manera cada uno de ellos regenta en la materia específica de que trata el régimen

De dominio público es el hecho de que al estado no pueden inspirarlo otros fines que los de la presentación de servicios encaminados a satisfacer necesidades de la comunidad, propósito que se conoce bajo la aceptada denominación de "bien común". Para el cumplimiento de esos fines, también es suficientemente sabido que nuestra Constitución tiene diseñado el esquema tripartito de las ramas del poder público en Legislativa, Ejecutiva y Jurisdiccional, con independencia propia pero con necesaria interrelación funcional.

De conformidad con la misma Constitución, es el legislador quien fija la estructura de la Administración Nacional, mediante la creación de Ministerios, Departamentos Administrativos y Establecimientos Públicos que estime necesarios, y regula también los diferentes aspectos del servicio público y expide los estatutos básicos de los entes públicos, entre los cuales figuran las Empresas Industriales y Comerciales del Estado.

Una rápida mirada a la historia en estas materias nos permite percibir al Estado como un incondicional protector de la iniciativa particular, actitud obviamente enmarcada dentro de apreciaciones individualistas, a las que siguió un proceso de intervención estatal en los asuntos económicos, comportamiento que seguramente puede registrarse como la razón de ser del artículo 32 de la Constitución, según el cual garantizan la libertad de empresa y la iniciativa privada dentro de los límites del bien común, pero siempre bajo el presupuesto de que la dirección general de la economía estará a cargo del Estado el cual, por mandato de la Ley, intervendrá en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes en los servicios públicos y privados, para racionalizar y planificar la economía a fin de lograr el desarrollo integral con la condición de que sea por mandato de la ley, la misma disposición constitucional considera que el Estado debe intervenir también para dar pleno empleo a los recursos humanos y naturales, dentro de una política de desarrollo económico que tenga como obje-

tivo principal la justicia social.

Empero la búsqueda de los objetivos tendientes a satisfacer los intereses de la comunidad, es decir a procurar el denominado bien común, no puede hacerla el Estado sino por conducto de los instrumentos operativos propios, en otras palabras, a través de su organización central, Ministerios, Departamentos Administrativos, Superintendencias y unidades Administrativas especiales con sujeción a las normas del derecho público.

Sin embargo el propósito mencionado no siempre logra plasmarse en realizaciones concretas, principalmente porque la tramitación administrativa propias de los entes públicos adolece de fallas y demoras, de procedimientos engorrosos y de dificultades de diferente índole que en las más de las veces retardan o impiden el cumplimiento de esa función primordial del Estado y por lo tanto las necesidades sociales no se satisfacen en la oportunidad requerida.

Ante la baja rentabilidad de determinadas actividades que son indispensables como servicios comunitarios, los particulares no asumen su prestación y el Estado debe acometerlas.

La explotación de recursos naturales corresponden a una actividad que no siempre puede hacer el Estado con los entes integrantes de su organización central, por la agilidad con que tales labores deben desarrollarse.

La búsqueda de mejores condiciones en cuanto a la oportunidad y a la calidad de suministro de ciertos servicios para la población, motivan al Estado para desconcentrar las actividades para buscar rendimientos óptimos.

Dentro del panorama anteriormente planteado se evidencia la necesidad de que el Estado cuente con entidades suyas, pero suficientemente autónomas desde el punto de vista administrativo, con personería jurídica y patrimonio propio que, despojadas de los rigurosos trámites del derecho público, puedan asumir la prestación de las funciones señaladas en la ley o en el acto de su creación. Esa en la fisonomía legal que de conformidad

con la reforma administrativa de 1968 corresponde a las Empresas Comerciales e Industriales del Estado, sin perder su naturaleza de integrantes del mismo y sin que puedan oponerse a la tutela que ese Estado ejerce sobre ellas para mantener, paralelo a su independencia operativa, el criterio de uniformidad, o de conformidad entre sus actividades, y la política del gobierno sobre el campo en el cual esas empresas desarrollan sus labores.

En tales condiciones, actuando bajo la tutela del estado sus Empresas Industriales y Comerciales resultan ser instrumentos ejecutores de políticas, de directrices y de orientaciones estatales destinadas todas a satisfacer necesidades de la comunidad, conforme lo ordena el artículo 32 de la Constitución, mediante la prestación de servicios, el desarrollo integral a través de la racionalización y planificación de la economía, la adecuada utilización de los recursos humanos y naturales y en general, el logro de la justicia social y del mejoramiento armónico e integrado de la comunidad y de las clases proletarias en particular.

SON INTEGRANTES DEL ESTADO LAS EMPRESAS INDUSTRIALES Y COMERCIALES?

Es un certamen de esta naturaleza parecería irreverente la pregunta de si las Empresas industriales y comerciales como ECOPEPETROL son o no son parte, integrante del Estado. A sabiendas de que no sobra responder, precedente resulta comentar que el interrogante se formula no porque exista ignorancia o duda alguna, sino porque el cuestionario permite profundizar en la respuesta para señalar cuáles son las implicaciones propias de que la Empresa Colombiana de Petróleos haga parte integrante, como es obvio, del Estado Colombiano. Y si necesario fuera prolongar el alcance de esas implicaciones, con la razón las misma del por que estas Empresas pertenecen al Estado, no sobraría anotar que esta clase de entidades como la Empresa Colom-

biana de Petróleos, no pueden tener origen válido sino en un acto con fuerza de ley expedido por el Congreso de la República o por el Gobierno Nacional en ejercicio de facultades extraordinarias. Así lo prescribe la Constitución Nacional, y desde el comienzo de esta disertación he anotado como de nuestra propia carta política emana no solamente el ámbito legal del funcionamiento de la Empresa, sino también el de su nacimiento mismo.

Podría de contra-preguntarse, que cuál es entonces el sentido o el alcance de la autonomía que acompaña la naturaleza jurídica de las Empresas Industriales y Comerciales del Estado. Aparte de que sus gestiones solamente se hallan sometidas a una tutela gubernamental que garantiza la armonía de su actividad con las políticas del gobierno, la independencia que para ese efecto las caracteriza no puede significar que en sus actividades estas Empresas vayan más allá de lo que les permiten la ley y sus estatutos básicos.

Porque, la posibilidad de que actúen en un campo de agilidad y dinamismo, dentro del régimen del derecho privado, para que puedan cumplir de manera más eficaz la misión que se les encomienda en beneficio de la comunidad, no puede significar, que estas facilidades operativas les autoricen simultáneamente desbordar el marco de las disposiciones legales y estatutarias que las rigen. En efecto, la autonomía de estas empresas no entra en rompimiento de sus vínculos de dependencia con el estado de tal manera que puedan considerarse como personas jurídicas particulares. Al contrario, en el desempeño de sus gestiones deben respetar los límites que les establece la ley, los cuales se señalan teniendo en cuenta el objeto propio de cada Empresa y el control de tutela que sobre ellas ejerce la autoridad administrativa central a la cual se encuentran vinculadas.

Un claro ejemplo de tales limitaciones y restricciones es el que aparece en el artículo 30 del Decreto 1050 de 1968, cuando circoscribe las actividades de las Empresas Industriales y Comerciales del Estado a los objetivos precisos señalados en el acto legal

que las crea y en sus propios estatutos, de tal suerte que en una entidad como ECOPETROL por ejemplo, no puede destinar bienes o recursos a fines diferentes de los contemplados en esos actos que precisan el alcance de sus actividades. El mismo Decreto es el que consagra la tutela gubernamental que ejerce sobre estas Empresas, calificándola como el control de sus actividades y la coordinación de estas con la política general del Gobierno.

El principio señalado afianza la integración que respecto del Estado tienen sus Empresas Industriales y Comerciales, las que por las mismas razones anotadas no pueden actuar como organismos independientes del poder central, ni diseñar criterios para el desarrollo de su objetivo que no armonicen con las directrices trazadas por el Gobierno.

Podría afirmarse que la más clara manifestación del indudable vínculo que estas Empresas tienen con el Estado, es el hecho de que deben obedecer las políticas gubernamentales señaladas para el sector en el cual se encuentre ubicada cada una de tales Empresas. Y en la práctica, como desarrollos legislativos de su carácter de Entidades integrantes del Estado, los decretos de Reforma Administrativa de 1968 disponen que sea el Ministro respectivo quien presida las Juntas o Consejos Directivos, cuyos miembros, según claro mandato legal, "deberán obrar en los mismos consultando la política gubernamental del respectivo sector".

Sabido es que en otra inequívoca expresión del control tutelar que el Gobierno ejerce sobre estas Empresas, en el caso particular de ECOPETROL es que el Presidente de la República designa a los integrantes de la Junta Directiva de la Empresa, y que sus políticas internas deben determinarse conforme a las reglas que prescriban el Departamento Administrativo y la Dirección General del Presupuesto dentro de planes y programas de desarrollo económico y social fijados por el Congreso. Todo esto guarda concordancia con lo dispuesto en la Ley 38 de 1989, según la cual en cada vigencia fiscal el CONPES de-

terminará en el plan operativo anual de inversión la cuantía de las utilidades que entrarán a ser parte de los recursos de capital del presupuesto nacional, y el Consejo Superior de Política Fiscal rendirá concepto para la aprobación, mediante ingresos y gastos de las Empresas Industriales y Comerciales del Estado, para lo cual éstas enviarán las informaciones pertinentes al Ministerio de Hacienda y al Departamento Nacional de Planeación.

Si los anteriores planteamientos se aplican a la Empresa Colombiana de Petróleos, resulta absolutamente indiscutible que el cumplimiento de sus funciones no puede concebirse divorciado de las directrices o políticas que en general en materia de industria petrolera diseñe el Gobierno e imparta a través del Ministerio de Minas y Energía, al cual se halla vinculada esta Empresa. Por supuesto, la ejecución de esas políticas en la materia que les es propia, comporta, como es lógico, el sometimiento de ECOPETROL a todas las regulaciones de orden legal que gobiernan la actividad de las entidades oficiales.

Y dentro de este régimen jurídico al cual se somete, también tiene que aplicarse con el mismo rigor las disposiciones legales relativas a la estructura, organización y funcionamiento de esta clase de empresas, que, siendo estatales en su integridad, reclaman la necesaria autonomía administrativa y la independencia de su capital para poder cumplir dentro de un marco de agilidad y de dinamismo las enormes responsabilidades que le asignan al Estado Colombiano.

CAMPO DE ACCION FUNDAMENTAL DE LA EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS.

Visto ya el marco jurídico general de ECOPETROL, cómo y para qué se produjo su nacimiento, cuál es su naturaleza dentro del Estado Colombiano, y analizadas las implicaciones de su pertenencia al Estado y la tutela administrativa que sobre ella recae, estimo procedente plantear unos breves comenta-

rios sobre la actividad fundamental de la Empresa, que de acuerdo con la ley que la creó, se concreta en el principalísimo objetivo de explotar los campos petrolíferos pertenecientes a la Nación Colombiana. Al hablar de la potestad de la Empresa Colombiana de Petróleos para explotar las reservas petrolíferas nacionales, surge de inmediato la cuestión atinente a la propiedad del subsuelo petrolífero y se hace interesante volver sobre los aspectos legales en los que se encasilla éste debatido tema de la actividad petrolera Nacional. Porque no pueden ser sino sobre las reservas que le son propias, respecto de lo cual se postule la posibilidad de que el gobierno las aporte a ECOPETROL para que las explore, explote y administre.

Tengo que partir de la presunción de que los puntos centrales en lo que atañe a la historia legal del asunto son suficientemente conocidos por los distinguidos concurrentes a este Foro, razón por la cual habré de pasar rápidamente por tales consideraciones y detenerme un poco en la reciente culminación del debate, que desde el punto de vista constitucional, legal y gubernamental ha sido claramente resuelto en beneficio de los intereses de la Nación.

Sujeto a diversas corrientes de pensamiento político y por lo tanto sometido a muy variadas interpretaciones jurídicas, el fenómeno arranca desde la legislación hispana que cuenta con un desarrollo varias veces centenario, en el que, como es lógico, no siempre han existido desenvolvimientos uniformes y consistentes.

Empero, el prolongado peregrinar del tema de la propiedad del subsuelo petrolífero cuenta con un punto históricamente culminante y jurídicamente decisorio, cuando en 1969 el Congreso de la República tramitó la iniciativa gubernamental destinada a desarrollar mediante la Ley un principio Constitucional postulado desde 1886 para buscar que la legislación petrolera se acomodará a las necesidades del desarrollo del sector. Así surgió la Ley 20 de 1969, cuyo enunciado fundamental es el de que todas las minas

pertenecen a la Nación, sin perjuicio de los derechos a favor de terceros, entendiéndose que los casos excepcionales sólo comprenderían las situaciones jurídicas subjetivas y concretas debidamente perfeccionadas y vinculadas a yacimientos descubiertos. Por virtud de lo dispuesto en el artículo 13 de la mencionada Ley 20 de 1969, los yacimientos de hidrocarburos quedaron sometidos al mismo tratamiento, es decir, que la reclamación de propiedad privada sobre ellos también debe contar con la demostración del yacimiento descubierto.

En consecuencia, a partir de la vigencia de la Ley 20 se respeta el derecho constituido, pero siempre y cuando se acredite su vinculación a un yacimiento descubierto, o sea, que ofrezca perspectivas de aprovechamiento económico establecidas por medio de trabajos preliminares. En sentido contrario, no alcanza la categoría de derecho adquirido el que se predique sobre una titulación no vinculada a un yacimiento descubierto, lo que ocurre cuando no se demuestran los mencionados trabajos, por complejos que sean, o cuando los realizados no son suficientes para establecer las perspectivas de aprovechamiento económico, o simplemente, el yacimiento no ofrece tales perspectivas.

Sin embargo, pese a la claridad legal de la disposición contenida en la Ley 20 de 1969, se presentaron variadas interpretaciones, lo cual no puede parecer extraño frente a asuntos de esta naturaleza y magnitud. Así, por ejemplo, se dijo que bastaba con acreditar la existencia de sentencias jurisdiccionales que reconocieran la propiedad privada del suelo y del subsuelo para que se concretara en la propiedad particular la titularidad del derecho sobre yacimientos petrolíferos, con lo cual se sustraían a las posibilidades de la Nación extensiones cuyos títulos de adjudicación, emanados de la corona española desde hace varios siglos, cubrían una parte considerable del Territorio Nacional.

En otros términos y abiertamente en contra del clarísimo precepto legal, ese plantea-

miento conducía a pregonar una perpetuidad de la propiedad particular sobre el subsuelo petrolífero, con el sólo fundamento de un fallo jurisdiccional, sin importar que esa perpetuación se manifestara durante muchos años o varios siglos contra el interés del Estado de explotar esos recursos naturales en beneficio de la comunidad. La comentada tesis, por supuesto, repugna al sentido social de la propiedad y sería traducible gráficamente en que los detentadores particulares de la propiedad sobre el subsuelo petrolífero podrían enmarcar la sentencia que les había reconocido el presunto derecho, y exhibirla de generación en generación con motivo de vanagloria familiar o personal, sin que el Estado pudiese poner en práctica el principio de que la propiedad es una función social que implica obligaciones y sin que, por otra parte, pudiera desarrollarse a plenitud el mandato general de la Constitución de que los yacimientos de hidrocarburos pertenecen a la Nación Colombiana.

La Empresa Colombiana de Petróleos a través de su dirección jurídica participó en esta controversia, y planteó una interpretación que, consultando la letra y el espíritu de las disposiciones constitucionales y legales, y analizando el desarrollo histórico normativo arrojaba un resultado bien diferente.

En efecto, se propuso por parte de la Empresa aplicar el inocultable alcance de la Ley 20 de 1969 en cuanto a que la sola existencia de sentencias jurisdiccionales o de actos administrativos de la adjudicación no era suficiente para pretender la propiedad privada del subsuelo petrolífero, si los beneficiarios de esos reconocimientos jurisdiccionales o administrativos no habían cumplido con su obligación de procurar la explotación de esos recursos naturales para colocarlos al servicio del bien común. En otros términos que la Ley 20 de 1969 había impuesto una carga al ejercicio de los derechos emanados de tales actos, de tal suerte que quienes no hubiesen cumplido la obligación de demostrar la existencia del yacimiento para vincularlo a su pretendido derecho y concretar así la titularidad

sobre las reservas petrolíferas, tenían que resignarse a ver extinguidos esos presuntos derechos en favor de la Nación Colombiana.

Dijo entonces ECOPELROL que la Ley 20 de 1969 sentó un principio general, emanado de la propia Constitución, según el cual todas las minas y yacimientos de hidrocarburos pertenecen a la Nación y que solamente de manera excepcional pueden considerarse pertenecientes a particulares las minas y yacimientos de hidrocarburos cuando en favor de los intereses privados exista una situación jurídica subjetiva, es decir, personalizada; concreta en cuanto a la naturaleza, objetivo y alcance del derecho; perfeccionada en la medida en que se hayan cumplido las formalidades y requisitos legales; y fundamentalmente que tal situación jurídica se encuentre vinculada a un yacimiento descubierto, entendiéndose por tal toda acumulación de minerales o hidrocarburos que ofrezca perspectivas de aprovechamiento económico, establecidas por medio de trabajos preliminares. Careciendo de ese elemento indispensable, que es el objeto material, preciso y determinado sobre el cual se quiere hacer recaer el derecho del particular, no puede configurarse la excepción y por consiguiente no puede darse la especialísima situación de propiedad privada sobre yacimientos petrolíferos.

La interpretación propuesta por ECOPELROL puede apreciarse ahora en la filosofía y propósitos contenidos por el Decreto 1994 del 4 de septiembre del presente año (1989); que reconcilia definitivamente nuestra legislación positiva, con los postulados de la Constitución y de la Ley, con los principios generales que durante mucho tiempo han proclamado que la riqueza del subsuelo es un patrimonio de las naciones. al referirse al alcance del mencionado Decreto, la señora Ministra de Minas y Energía expresó que: *"será entonces el Gobierno un celoso defensor de tan preciado bien público y luchará por que el interés general prevalezca sobre aquellos intereses privados cuya configuración jurídica no este claramente enmarcada en la excepción de la norma"* y agregó la señora Ministra que *"el*

Decreto 1994 precisa los elementos que sirven para la definición del término yacimiento descubierto como condición, entre otras, para acreditar la propiedad privada sobre el subsuelo petrolífero".

No podía ser entonces la República de Colombia un caso insular frente a la tendencia de considerar los yacimientos petrolíferos como de propiedad de las naciones, reconocimiento que también ha hecho la Organización de Naciones Unidas al reiterar el principio de que los recursos naturales no renovables constituyen propiedad de cada nación.

Con posterioridad a la expedición del Decreto 1994 del 4 de septiembre de 1989 mediante la cual, como ya se dijo, la Procuraduría General de la Nación ha complementado el aspecto procedimental del asunto, manifestando que siempre deberá someterse a concepto de ministerio público cualquier pretensión particular en cuanto a obtener reconocimientos de propiedad privada del subsuelo. En consecuencia, el Procurador General, como representante de los intereses de la sociedad, deberá conceptuar previamente sobre el cumplimiento de los requisitos legales cada vez que un particular pretenda disputar a la Nación Colombiana su propiedad constitucional sobre las reservas de hidrocarburos.

Claro está, que, conforme lo dice su propia ponencia el señor Presidente de la Unión Sindical Obrera, contra el decreto 1994 del pasado 4 de septiembre han llovido muchas demandas según su gráfica expresión, demandas seguramente promovidas por quienes aún no creen que el significado de la disposición constitucional según la cual las reservas de hidrocarburos pertenecen a la Nación, y por que tampoco dan crédito a la razón determinante de la Ley 20 de 1969, en

cuanto a restituir al patrimonio Nacional propiedades privadas de minas y de hidrocarburos, respecto de las cuales sus titulares reales o presuntos no cumplieron la obligación de procurar su explotación para colocarlas al servicio de los intereses de la comunidad.

Estaremos muy pendientes de esos nuevos ataques a las disposiciones legales y reglamentarias que buscan preservar la propiedad de la Nación sobre los recursos naturales y, lógicamente, acompañaremos al gobierno en el empeño anunciado por la señora Ministra de defender ese patrimonio de los colombianos.

Finalmente, estimo necesario reiterar la imperiosa necesidad de modernizar o actualizar la legislación petrolera del país pues anteriormente quedó dicho que los procedimientos actualmente aplicados a título de políticas estatales en la materia deben ser consignados de manera coherente y clara en una nueva codificación. Esto no significa que la política petrolera del país se haya quedado estancada en las apreciaciones de quienes propusieron o redactaron las disposiciones anteriores a 1953, que fueron compiladas con el carácter de un código.

Al contrario, es fácil mostrar que se han dado importantes desarrollos doctrinarios, jurisprudenciales y legislativos que ameritan su consagración en un nuevo código petrolero de Colombia.

Nadie podrá discutir que este importante Foro le prestará un invaluable servicio al país, si las reflexiones que él genere llegan a traducirse en propuestas susceptibles de concretarse dentro de los marcos constitucionales y legales de Colombia, para el mejor desarrollo de su industria petrolera y, sobre todo, para el crecimiento de la más importante y necesaria de sus empresas.

***La importancia de las Empresas
Estatales de Petróleo en el
Desarrollo de América Latina***

Dr. Alvaro Teixeira.

Secretario General de la
Asociación de Asistencia
Recíproca Petrolera Estatal
Latinoamericana.

Es interesante mencionar que varias empresas petroleras latinoamericanas, desde hace mucho tiempo frecuentan, las listas preparadas anualmente por la revista Fortune, en base a las ventas brutas.

De la lista de las 100 mayores corporaciones del mundo, preparamos el cuadro de las mayores empresas petroleras, (GRAFICO No. 67) en lo que ya aparece Petrobras, Pemex y PDVSA, respectivamente, en las posiciones 13, 15 y 21.

De la lista de Fortune de las 500 corporaciones no radicadas en los Estados Unidos de Norteamérica, preparamos EL GRAFICO No. 68, donde además de Petrobras, y PDVSA, aparecen YFF y ECOPETROL como grandes corporaciones en ventas.

Los GRAFICOS 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, ilustran con algunos datos estadísticos básicos, el panorama petrolero de América Latina, en términos de reservas probadas, producción, demanda, capacidad de refinación y comercialización externa.

Los números que presentamos, hace poco, sobre reservas, se refieren a las llamadas reservas probadas, o sea que están delimitadas y en producción, o prontas para ser explotadas con tecnología corriente y a precios vigentes en el mercado.

No nos arriesgaremos aquí, a presentar números con relación a reservas potenciales a ser descubiertas en América Latina. Mientras tanto, para dar una idea de ese potencial, seleccionamos los GRAFICOS Nos. 78 y 79 tomados de una conferencia del Dr. Lindseth, científico petrolero canadiense muy conocido en América Latina, sobre todo en Colombia, quien mues-

tra el estado exploratorio de la región en relación con otros países y continentes.

Según el Dr. Lindseth, los dos gráficos fueron preparados por el Dr. Bernardo Grossling, experto chileno.

En el GRAFICO No. 78. Las áreas del gráfico indicadas para cada una de las divisiones geográficas indicadas, es proporcional al volumen de sus cuencas sedimentarias y se muestra el esfuerzo comparativo con trabajos geofísicos, en que cada pequeño punto representa el relevamiento de 200 mil millas de perfiles o líneas sísmicas.

El GRAFICO No. 79 muestra el esfuerzo comparativo de perforación. Cada "Torre" representa 50 mil pozos perforados.

Estos dos gráficos dan una visión del inmenso esfuerzo petrolero, en términos de gastos y trabajos, de exploración y desarrollo, que América Latina todavía tiene para enfrentar.

En nuestra calidad de Secretario General de ARPEL -Asociación de Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana-, entidad que congrega 17 empresas estatales de petróleo de la región, así como Petro-Canadá, la estatal canadiense, que se une al esfuerzo de integración de las co-asociadas al sur de Río Grande, es un honor y privilegio participar en este Foro Petrolero organizado por una de nuestras empresas miembros, ECOPETROL.

Nuestra idea es comentar, a grandes trazos, el exitoso papel desarrollado por nuestras empresas petroleras en la creación e implementación de una industria nacional y latinoamericana de petróleo, con reflejos muy

positivos en el desarrollo económico de cada uno de los países en que actúan. Si nos detenemos en los aspectos históricos del tema, vale la pena registrar un hecho poco recordado, sin embargo de gran significado para América Latina: Fue aquí, en nuestra región, que surgió la primera empresa petrolera estatal del mundo, con la creación, en 1922, de YPF -Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina.-

El GRAFICO No. 80 muestra la secuencia cronológica de creación de nuestras 17 restantes empresas asociadas. Las empresas cubanas también han estado últimamente participando en los eventos de ARPEL y es muy posible que próximamente se unan a la Asociación.

El porte y el grado de diversificación de las actividades de cada una de esas empresas, varía de un país a otro en función, principalmente, de la dimensión del mercado nacional y de la existencia o no de reservas y de producción propias de petróleo.

Mientras tanto, la tendencia general de nuestras empresas estatales, siguiendo el modelo de las multinacionales, es de que se integren en todos los segmentos de la industria del petróleo, desde la explotación y producción, pasando por el procesamiento y comercialización interno y externo del petróleo y productos, y participando también de la industria petroquímica de 1ra. y 2da. generación.

Con esta integración las empresas, buscan desarrollar Know-How y experiencia en el ciclo completo de la industria del petróleo, así como maximizar los resultados económicos.

Otro aspecto común entre nuestras empresas petrolíferas, es que, con raras excepciones, ellas se convirtieron en los mayores emprendimientos industriales de sus respectivos países aparte de desarrollar una alta capacidad técnica y empresarial.

Para dar una idea numérica de la importancia de esas empresas en la economía de la región, basta citar que su facturamiento bruto agregado debe representar cerca del 7.5% del producto interno de América Latina, o

cerca del 70 mil millones de dólares americanos.

La semana pasada realizamos en Montevideo, en copatrocinio con la OIT/CINTERFOR, un seminario sobre "El papel de las industrias del petróleo en el desarrollo nacional" con énfasis en las áreas de Capacitación y Tecnología.

Se llegó a la conclusión de que, el mantenimiento de una política, por parte de las empresas estatales, de aumentar la participación de las respectivas industrias nacionales en el abastecimiento de materiales, bienes de capital y servicios para el sector petrolero, tiene un impacto extraordinario en el desarrollo industrial, en la capacitación de personal y en el desarrollo tecnológico del país.

Entre los varios ejemplos buenos resultados que se presentaron sobre sustitución de importaciones de materiales y bienes de capital, aumentando el "compre nacional" y reduciendo los gastos en moneda fuerte, deseamos mostrar aquí la experiencia exitosa de Petrobras, que logró en cerca de 30 años, pasar el "compre nacional" de menos de 10% en 1955, a cerca de 95% de los 1.5 mil millones de dólares, hoy gastados anualmente por petrobras en la adquisición de materiales y equipos. (GRAFICO No. 81)

En el área de investigación y desarrollo tecnológico, los logros obtenidos en los últimos 10 años, no fueron menos espectaculares, no solamente por el apreciable número de patentes registradas, inclusive en los países desarrollados como por el nivel de la innovación tecnológica alcanzado por algunos centros de la región; innovación tecnológica esta impulsada por la necesidad de solucionar problemas específicos de la industria petrolera de sus respectivos países.

Este es el caso de INTEVEP, subsidiaria de "Petróleos de Venezuela" (PDVSA) para investigación y desarrollo que hoy es una de las líderes de la industria, en la tecnología de producción, procesamiento, transporte y utilización económica de crudos pesados y ultrapesados.

México, a través del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) que domina la tecnología de catalizadores de proceso y Petrobras, es en el momento, la empresa que tiene más experiencia.

En producción de petróleo en aguas profundas, esto es, a más de 400m. de lámina de agua. En este momento está desarrollando tecnología para producir hasta la próxima década, las apreciables reservas de crudo descubiertas entre 500 y 1000 metros de profundidad costa afuera de las Cuencas de Campos, Estado de Río de Janeiro.

ECOPETROL atenta a la importancia de la tecnología en el futuro de su industria nacional, está dotando al Instituto Colombiano de Petróleo (ICP) de un moderno centro de investigación y haciendo importantes gastos en la capacitación de personal.

A este respecto, Arpel está organizando un **Comité de dirigentes de Centros de Investigación** que inicialmente reunirá los siete centros ya existentes en la región, siendo sus objetivos:

Primero: Fomentar efectivamente el intercambio entre esos centros, y

Segundo: Lo que será todavía más importante, identificar áreas de interés para proyectos tecnológicos conjuntos o compartidos entre los citados centros, evitando duplicaciones y optimizando esfuerzos y gastos en el sector.

Una nueva tendencia que se observa en las empresas petroleras estatales de América Latina, como consecuencia del estado de madurez empresarial, y también para adaptarse a los nuevos desafíos de una industria que necesita ser global, **SER INTERNACIONAL**, para poder aprovechar las oportunidades de un mercado, como el petróleo, **QUE ES MUNDIAL**, es la diversificación de los gastos a través de su aplicación en actividades petroleras en otros países ya sea de la región, como extrarregionales.

La naturaleza de la actividad, obviamente depende de la estrategia de la complementación que cada empresa busca en el mercado internacional.

Las empresas de los países netamente importadores de crudo han procurado diversificar sus riesgos en gastos exploratorios y garantizar parte del abastecimiento de su mercado interno a través de la participación en Contratos de Riesgo en el exterior.

Entre las empresas estatales latinoamericanas, habría sido Petrobras, a través de su subsidiaria internacional Braspetro, la primera empresa que se lanzó en este negocio.

Desde 1972, la estatal brasilera ya participó u operó en casi medio centenar de contratos de exploración y producción en cuencas sedimentarias de 20 países.

Más recientemente, YPF (Argentina), ENAP (Chile), ANCAP (Uruguay) y PCJ (Jamaica) también se lanzaron en oportunidades de contratos de riesgo ofrecidas por Ecuador y Colombia.

Por el otro lado, esto es, en las empresas de los países netamente exportadores de crudo, como es el caso de Pemex (de México) y de PDVSA (de Venezuela), la estrategia de esas empresas en el mercado externo, ha sido la de garantizar mercados para su producción a través de la adquisición de refinerías y redes de distribución, sobre todo en los EE.UU. y Europa Occidental.

PDVSA ha sido particularmente activa en esta orientación. El mes pasado concreto la compra del 50% de los intereses de una refinería de 150 mil b/d y de una red de distribución operadas por la compañía norteamericana UNOCAL en el medio oeste de los EE.UU.

Nosotros estimamos que las inversiones en el conjunto de América Latina, para esa área, debe girar entre los 7 y 8 mil millones de dólares anuales, cerca del 10% del esfuerzo gastado en el mundo occidental.

Entre 80 y 85% de este importe resulta de las operaciones directas conducidas por las empresas estatales, y los restantes 15 a 20% provienen de las inversiones de los contratos de riesgo de la región, en su mayor parte realizadas por empresas multinacionales.

Si de esas estadísticas retiramos las contribuciones referentes a los gastos en Vene-

zuela y México, donde todas las operaciones son conducidas por PEMEX, PDVSA, y también de Brasil, donde recientemente fue vedada la suscripción de nuevos contratos de riesgo y Petrobras es responsable prácticamente por el 100% de los gastos de exploración y producción; sacando la contribución de los tres países, que responden por más del 60% de los gastos de América Latina, la participación privada global media para los demás países de la región, pasa del 15% para cerca del 40%

La tendencia esperada para los próximos años es de un aumento en esa participación privada a través de la oferta de condiciones contractuales más atractivas y la apertura de nuevas áreas a licitaciones internacionales.

Esa tendencia es una consecuencia obvia de la grave crisis económica que se abatió sobre nuestros países, debido a una injusta deuda externa.

Este problema, aliado a la baja de los precios internacionales del petróleo, provocó una pérdida sustancial en la capacidad de gastos de las empresas petroleras estatales latinoamericanas.

Así, con excepción de Venezuela, México y Brasil, donde permanece vigente una decisión política de mantener el monopolio estatal del petróleo lo que se observa en los demás países es una disposición pragmática para atraer inversiones externas para el sector, reservando los escasos recursos internos para proyectos prioritarios, tales como desarrollo de campos y la exploración de áreas de menor riesgo geológico.

En la Argentina, por ejemplo, una de las primeras medidas del presidente Menem, fue el relanzamiento del llamado PLAN HOUSTON, en el cual introdujo perfeccionamientos en ciertas cláusulas en el contrato de ASOCIACION ARGENTINO, perfeccionamientos estos solicitados por la industria, desde el lanzamiento del nuevo modelo contractual en 1986.

Se espera en cualquier momento una nueva ley desregulando, esto es, liberando los precios de los productos petrolíferos en

el mercado argentino.

Por otra parte, hace mucho tiempo que Chile, a través de su empresa estatal ENAP, abastece de productos al mercado interno a precios en línea con el mercado internacional.

Con relación a contratos de riesgo, a excepción de la zona productora de Magallanes, que es operada directamente por ENAP, el resto del país esta abierto a inversiones extranjeras a través de contratos de asociación ENAP. Actualmente estan en marcha seis contratos de Asociación para la exploración de los "salares" situados en el sector norte grande del país, áreas consideradas de alto riesgo geológico.

En el Perú, el reciente contrato celebrado entre Petróperu y la Mobil, para la exploración de 3 bloques en la cuenta de Huallaga, en la selva oriental, parece indicar el inicio de un nuevo ciclo de gastos en la exploración del país a través de contratos de riesgo.

Aparentemente, además de la superación de algunos aspectos políticos, en acuerdo con la Mobil, que deberá servir de paradigma para futuros contratos, fueron eliminadas algunas distorsiones existentes en el modelo de contrato anterior que inviabilizaban una remuneración adecuada en el RISK-TAKER.

En el Ecuador, se ha fortalecido la estatal local, que recientemente recibió del gobierno mayor autonomía de gestión, una nueva organización y un nuevo nombre. -Paso a llamarse Petroecuador-, y está recién asumiendo legalmente todas las operaciones del consorcio con la Texaco. Pero paralelamente prosiguen los trabajos a través de más de una decena de contratos de riesgo, varios de ellos suscritos con empresas estatales de la propia región, como Braspetro, YPF, ANCAP y ENAP, o extrarregionales, como ELF, Repsol y Petro-Canadá, estando previstas nuevas rondas de licitación de bloques.

Varios otros países no productores de la región, como Costa Rica y Paraguay, están en el momento interesados en recibir capitales para la exploración.

Esa es, en líneas generales, la situación

de las inversiones de exploración y producción en América Latina.

Para finalizar, deseamos aprovechar esta oportunidad para hablar rápidamente sobre los objetivos y proyectos de ARPEL.

Creada en 1965, ARPEL tiene entre sus objetivos permanentes el intercambio y la asistencia recíproca de sus miembros para asuntos de capacitación técnica y tecnológica, así como el fomento para acciones que promuevan, a través del sector petrolífero, la integración y desarrollo económico de la región.

El solo enunciado de este objetivo está demostrando la importancia de ARPEL, ya que, sin duda, el mayor complejo económico-industrial de América Latina lo compone sus empresas petroleras estatales.

Las empresas miembros han venido estrechando vínculos, cada vez con mayor intensidad, llevándose suscritos entre ellas, cerca de un centenar de acuerdos o convenios para su recíproca asistencia y emprendimiento de acciones o proyectos conjuntos.

A manera de ejemplo, cabe citar entre los más recientes, el convenio suscrito entre seis empresas miembros, con financiación proporcionada por la canadiense Petro-Canada International Assistance Corporation, por un monto del orden de los 5 millones de dólares canadienses, y una duración de dos años y medio, con el objeto de hacer un detallado estudio sobre el potencial hidrocarbúrico en la cuenca subandina; el proyecto para la explotación del gas de Camisea; promovido por Petroperú, en que se busca el desarrollo de este importante yacimiento mediante la conjugación de recursos tecnológicos, humanos

y de bienes y servicios producidos en la región a través de empresas miembros de ARPEL, el tendiente al establecimiento de una escuela de capacitación con énfasis en la productividad, para personal de las empresas miembros que, con el apoyo de ENI-COMERINT se instalaría en una capital latinoamericana; proyectos a emprenderse relativos a la explotación y aplicación del gas, con el apoyo de la experiencia de ENI, o del Instituto Francés del Petróleo; y otros cuyo estudio de pre-factibilidad está por dar comienzo.

Así mismo, como resultado de un enfoque dinámico de la Asociación, la reciente II Asamblea Extraordinaria aprobó dar iniciación al estudio de los siguientes grandes temas:

- Comercialización de petróleo y derivados en América Latina
- Materiales bienes y servicios de la industria del petróleo en América Latina
- Protección del medio ambiente y plan para emergencias
- Mercado del gas natural en América Latina
- Situación de las empresas petroleras en América Latina en el contexto mundial.

Todo ello asegura, sin lugar a dudas, que al cumplir ARPEL sus 25 años de existencia se encuentra en óptimas condiciones para enfrentar la nueva década que a poco se iniciará con una consolidada posición y con la perspectiva de continuar un camino de positivas realizaciones, que, partiendo de la preclara visión de sus fundadores, ha venido extendiéndose y se prolongará en el futuro hacia la tan ansiada meta de la integración petrolera estatal latinoamericana, que es, precisamente, el lema de ARPEL.

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

**MAYORES CORPORACIONES
PETROLERAS DEL MUNDO
SEGUN VENTAS BRUTAS EN 1988**

RANGO	EMPRESA	PAIS	VENTAS US\$ MMM
1	Exxon	USA	79.6
2	Shell	UK/Holanda	78.4
3	Mobil	USA	48.2
4	B.P.	UK	46.2
5	Texaco	USA	33.5
6	Eni	Italia	25.2
7	Chevron	USA	25.2
8	Elf	Francia	21.2
9	Amoco	USA	21.1
10	Oxy	USA	19.4
11	Arco	USA	17.6
12	Usx(Conoco)	USA	15.8
13	Petrobras	Brasil	14.8
14	Total	Francia	14.0
15	Pemex	México	13.0
16	Nippon	Japón	12.8
17	Kuwait	Kuwait	12.1
18	Phillips	USA	11.3
19	Petrofine	Belgica	9.9
20	Inian Oil	India	9.8
21	PDVSA	Venezuela	9.5

Fuente: Fortune - Julio 89 Fig. 2

**500 MAYORES CORPORACIONES
NO RADICADAS EN LOS EE.UU.
SEGUN VENTAS BRUTAS EN 1988**

Rango	Empresa	País	Ventas US\$MMM
1	Shell	UK/Holanda	78.4
39	Petrobras	Brasil	14.8
46	Pemex	México	13.1
68	PDVSA	Venezuela	9.5
125	YPF	Argentina	6.4
427	Ecopetrol	Colombia	1.8
500	Brothers Ind.	Japón	1.4

Fuente: Fortune - Julio 89 Fig. 3

GRAFICO No. 69
AMERICA LATINA
RESERVAS PROBADAS - 1988

País	Organismo Controlador	Crudo MMBLS	Gas M.MMm ³	Total Petr. Equiv. MMBLS
Brasil	Petrobras	2.800	110	3.500
México	Pemex	53.000	2.330	67.600
Venezuela	PDVSA	58.500	2.860	76.490
Colombia	Ecopetrol	2.200	130	3.025
Ecuador	Petroecuador	1.500	10	1.580
Perú	Petroperú	400	20	520
Paraguay	Petropar	-	-	-
Chile	Enap	300	120	1.035
Argentina	YPF/Gas Estado	2.300	770	7.140
Uruguay	Ancap	-	-	-
Bolivia	YPFB	200	150	1.140
Totales		121.200	6.500	162.030

GRAFICO No. 70
AMERICA LATINA
CRUDO - 1988

País	Reservas Probadas	Producción MB/D
Venezuela	58.500	2.000
México	53.000	2.520
Brasil	2.800	580
Argentina	2.300	450
Colombia	2.200	380
Ecuador	1.500	300
Trinidad & Tobago	500	150
Perú	400	140
Chile	300	25
Bolivia	200	20
Suriname	50	5
Totales	121.750	6.570

GRAFICO No. 72

TIEMPO ABASTECIMIENTO DE AMERICA LATINA

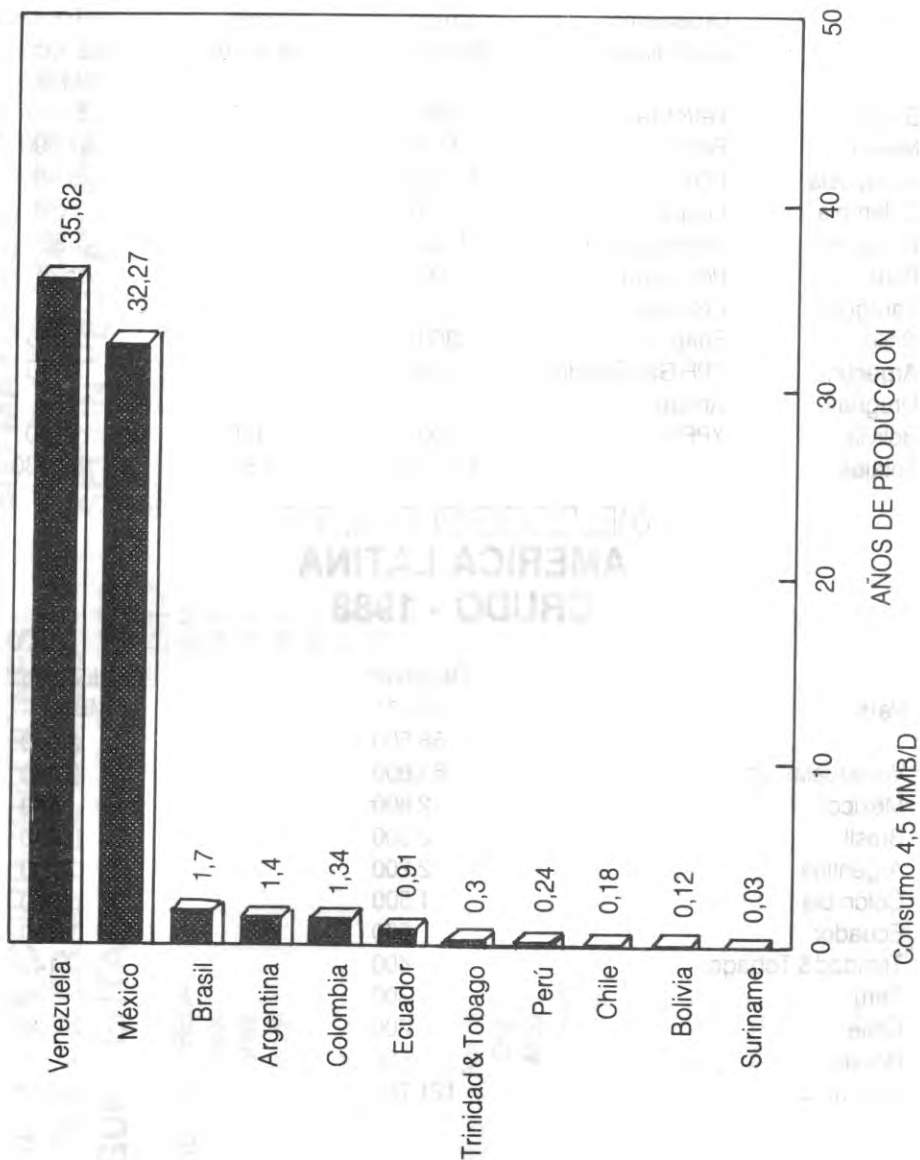


GRAFICO No. 71

RELACION RESERVAS/PRODUCCION

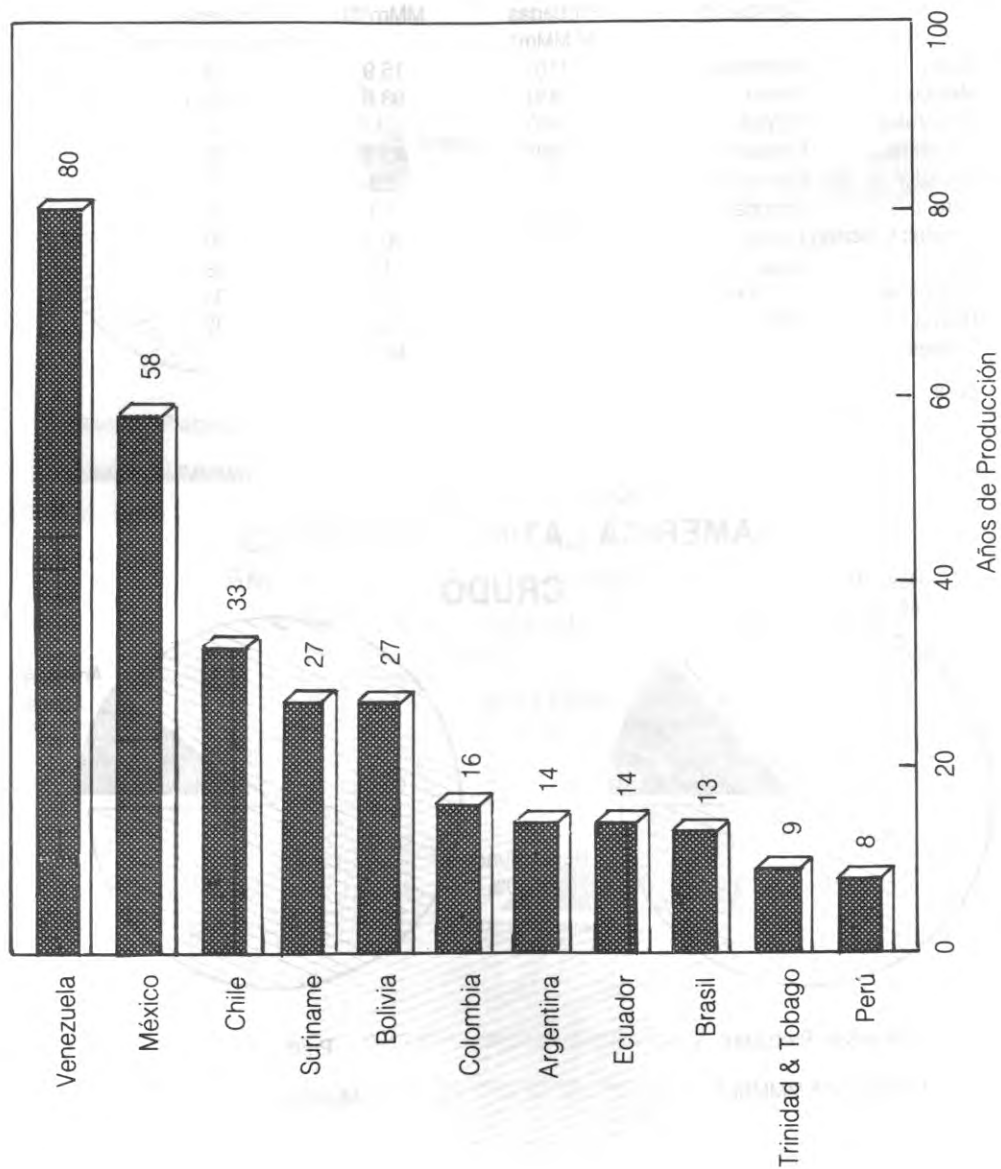


GRAFICO No. 73 AMERICA LATINA GAS NATURAL - 1988

País	Organismo Controlador	Reservas Probadas M.Mm ³	Producción MMm ³ /D	Relación Reserva Producción Años
Brasil	Petrobras	110	15.9	19
México	Pemex	2.330	98.9	64
Venezuela	PDVSA	2.860	104.0	75
Colombia	Ecopetrol	130	13.9	26
Ecuador	Petroecuador	10	2.3	13
Perú	Petroperú	20	1.3	36
Trinidad & Tobago	Trintoc	300	20.3	40
Chile	Enap	120	11.7	28
Argentina	YPF/Gas Estado	770	62.0	34
Bolivia	YPFB	150	13.1	32
Totales		6.800	343.4	

Fig. 8

GRAFICO No. 74 AMERICA LATINA Y EL MUNDO CRUDO

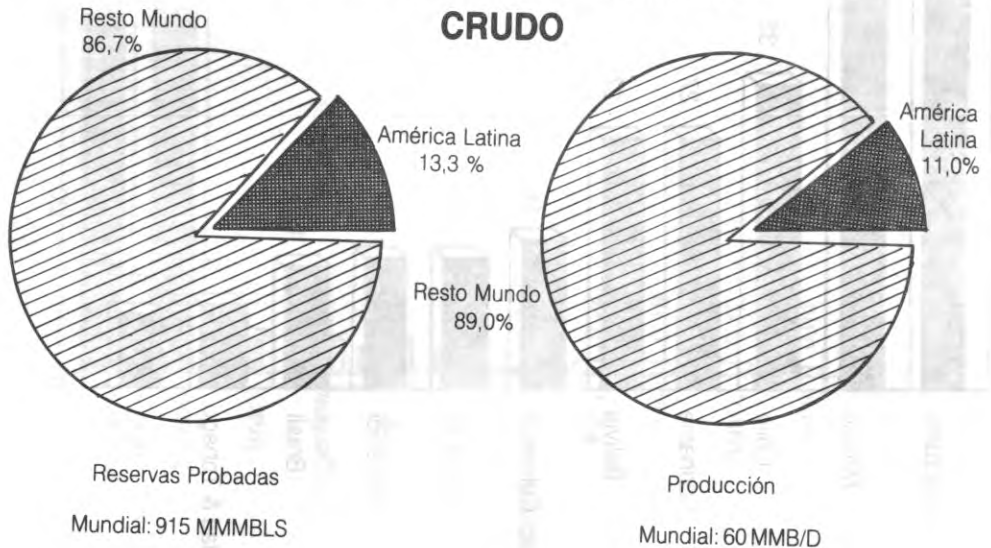
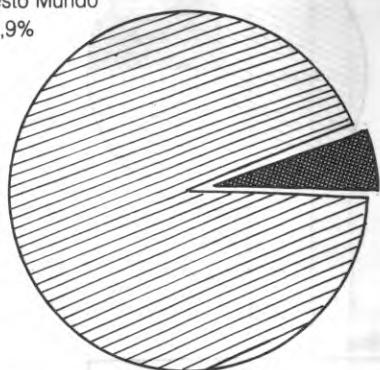


GRAFICO No. 75

AMERICA LATINA Y EL MUNDO

GAS NATURAL

Resto Mundo
93,9%

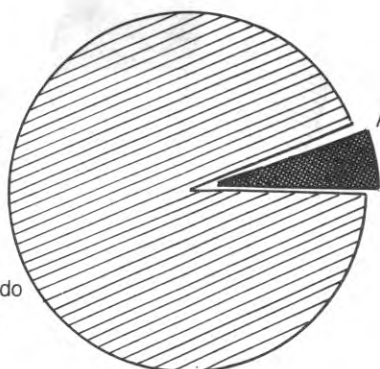


América Latina
6,1%

Resto Mundo
94,0%

Reservas Probadas

Mundial: 112 MMMMm3



América Latina
6,0%

Producción

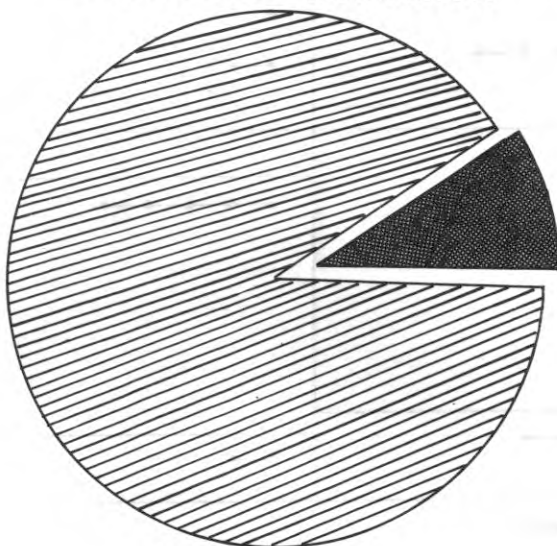
Mundial: MMMm3/D

GRAFICO No. 76

AMERICA LATINA Y EL MUNDO

CAPACIDAD REFINACION

Resto Mundo
90,2%



América Latina
9,8%

Mundial: 72,5 MMB/D

GRAFICO No. 77 BALANCE CRUDO EN AMERICA LATINA

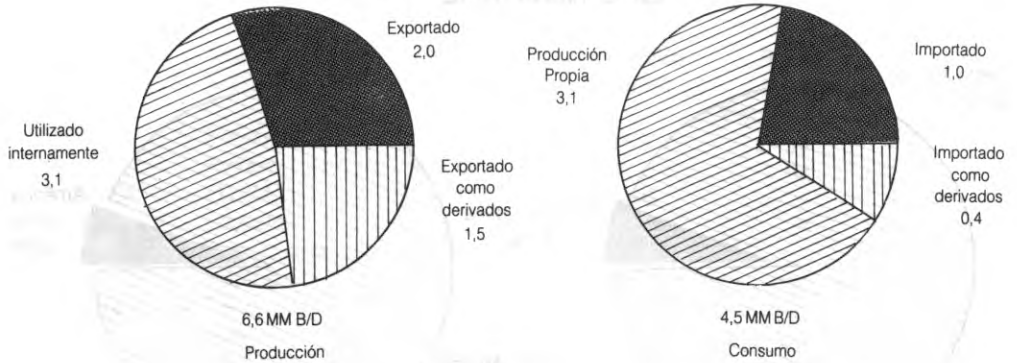
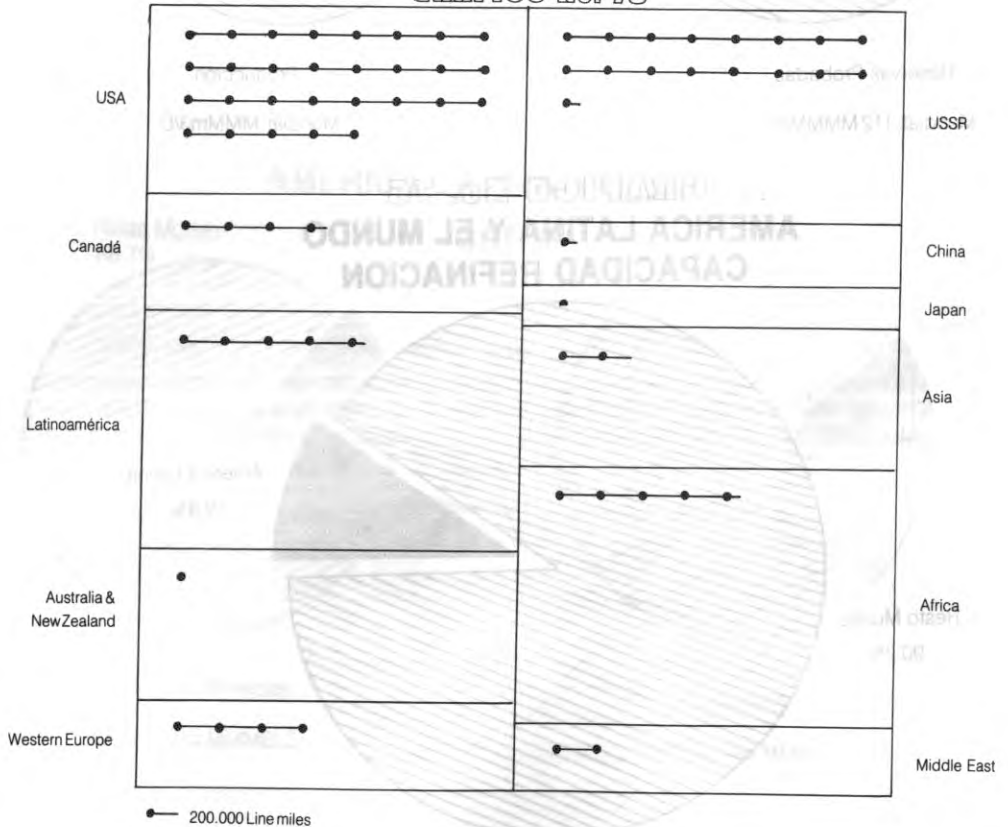
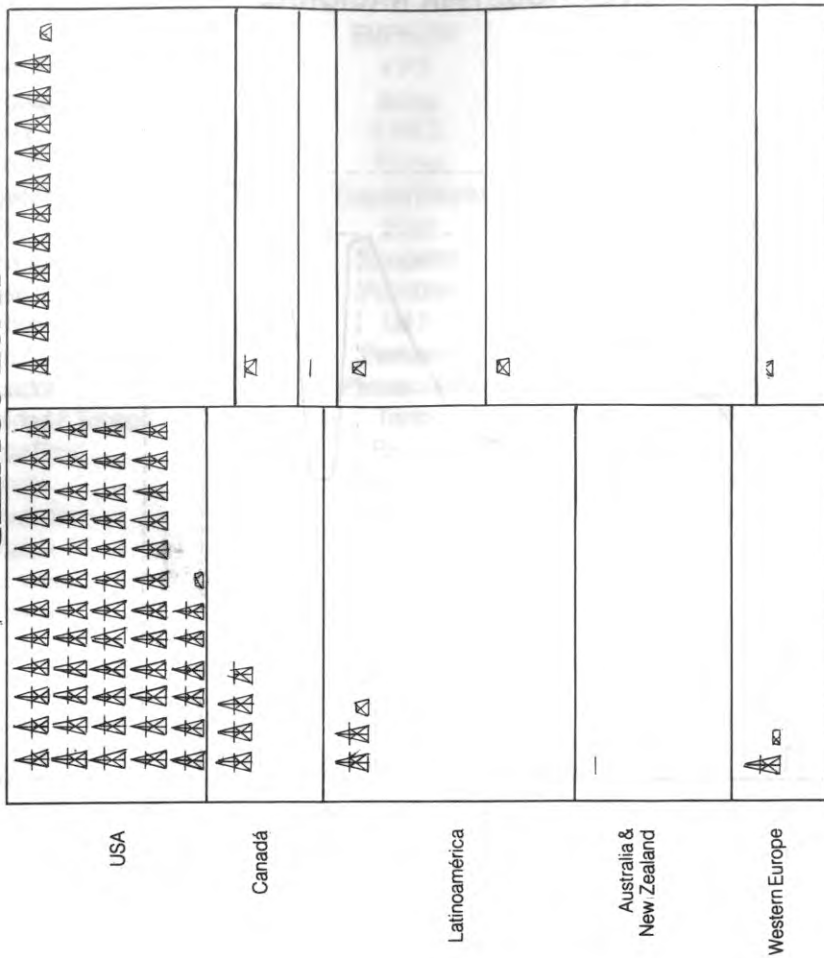


GRAFICO No. 78



Seismic Line Shot

GRAFICO No. 79

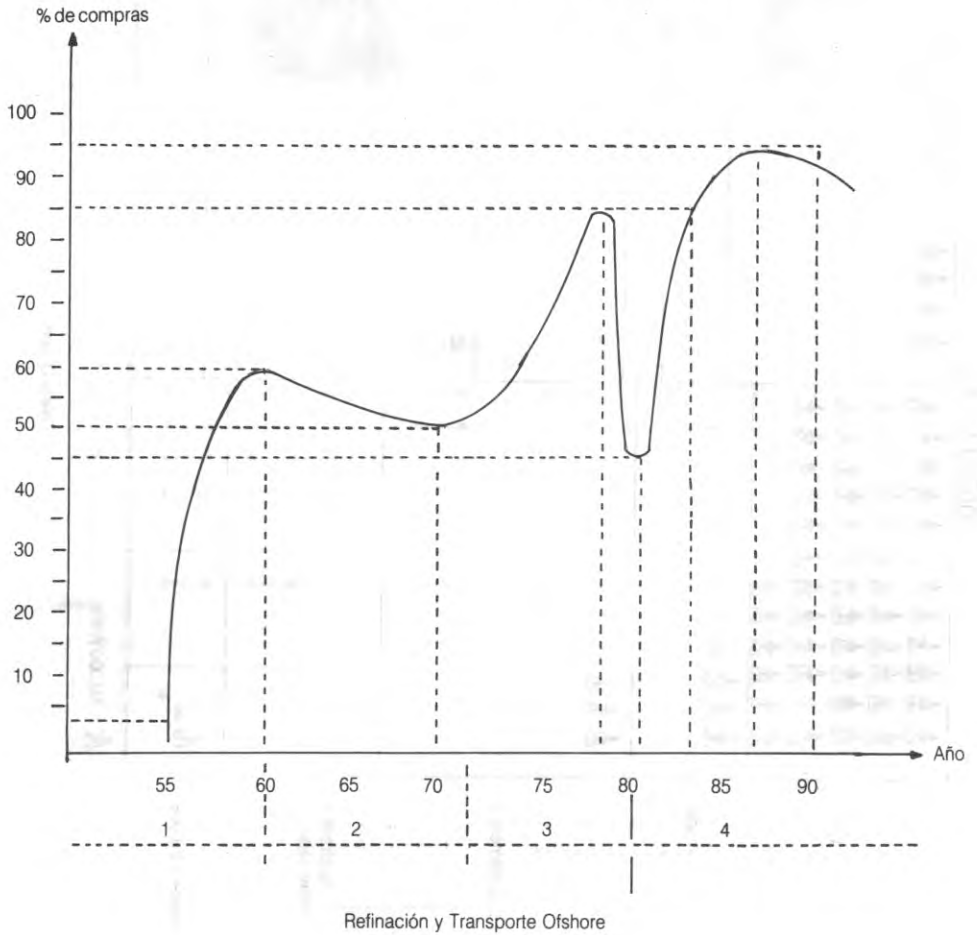


▲ = 50.000 Wells

Wells Drilled

From Dr. B. Grossling

GRAFICO No. 31
PETROBRAS
EVOLUCION DE LAS COMPRAS
EN LA INDUSTRIA NACIONAL



6032

GRAFICO No. 30

EMPRESAS PETROLERAS ESTATALES LATINOAMERICANAS NUCLEADAS EN ARPEL

PAIS	EMPRESA	FECHA DE CREACION
Argentina	Y.P.F.	Junio 3, 1922
Uruguay	Ancap	Octubre 15, 1931
Bolivia	Y.P.F.B.	Diciembre 21, 1936
México	Pemex	Junio 7, 1938
Argentina	Gas del Estado	Enero 1, 1946
Chile	Enap	Junio 19, 1950
Colombia	Ecopetrol	Agosto 26, 1951
Brasil	Petrobras	Octubre 3, 1953
México	I.M.P.	Agosto 23, 1965
Perú	Petroperú	Junio 24, 1969
Ecuador	Petroecuador	Junio 23, 1972
Trinidad & Tobago	Trintoc	Agosto 31, 1974
Costa Rica	Recope	Octubre 8, 1974
Canadá	Petrocanadá	Julio 30, 1975
Venezuela	PDVSA	Agosto 30, 1975
Jamaica	P.C.J.	Junio 15, 1979
Suriname	Staatsolie	Diciembre 13, 1980
Paraguay	Petropar	Enero 8, 1981

2080

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01000255

BIBLIOTECA

PROPIEDAD
Sección Documentación
y Divulgación
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Foro nacional petrolero

338.209861
F727fo Ej. 1

FECHA
PEDIDO

PRESTADO A

FECHA