

PETROLEO: FUTURO PLANIFICADO

MAYO - JUNIO 1989



DOCUMENTOS
NUEVO LIBERALISMO **36**

Petróleo futuro planificado

**Documentos
Nuevo Liberalismo 36**

Mayo-Junio 1989



DOCUMENTOS 36

NUEVO LIBERALISMO

PETROLEO: FUTURO PLANIFICADO

DOCUMENTO NUEVO LIBERALISMO 36

Mayo – Junio 1989

PETROLEO: FUTURO PLANIFICADO

Coordinadora del Programa Documentos
Esperanza Gómez de Medina

Comité Editorial

Gloria Pachón de Galán, Santiago Medina
Serna, Nohra Parra, Carlos Perdomo H.,
Esperanza Gómez de Medina

Directora Editorial
Nohra Parra

Departamento de Publicidad
Carmen Navarro de Schaefer

Departamento de Mercadeo
María Lucía de González

Carátula

Procesos Creativos

Arte y Producción

Ubaldo Vega

Composición

Multiletras Tel.: 295-10-77

Corrección y Revisión

José Joaquín Manrique P.

Fotolito

Ediciones Gramor

Impresión

Ranco Ltda

Suscripciones:

Calle 34 No. 15 – 77

Teléfonos: 2859574 – 2852201

A.A. 34234 – Bogotá, D.E.

Representantes comerciales

Alvaro Velásquez Caycedo

Cra. 7a. No. 17-01 - Oficina 832 Tel.: 281-12-08

Pedro Joaquín López

Cra. 8a. No. 19-52 Oficina 303 Tel: 282-22-80

Licencia MinGobierno No. 00406
del 17 de febrero de 1986

Tarifa Postal Reducida No. 573

Editado y Distribuido por:

FUNDACION NUEVO LIBERALISMO
PARA UNA COLOMBIA NUEVA

Junta Directiva

Presidente Honorario:

Luis Carlos Galán Sarmiento

Presidente: Santiago Medina Serna

Vicepresidente: Francisco Sáenz Flórez

Coordinador Financiero: Alvaro Peña Galvis

Secretaria General: Esperanza Gómez de
Medina

Coordinador de Eventos

Especiales: Luis Prieto Ocampo

Revisor Fiscal: Jorge Borda Anzola

Vocales:

Félix Moreno Posada, Luis Gustavo Flórez

Enciso, Mario Escobar Aristizábal,

María del Rosario Ortiz de Contreras

y Francisco Mejía Vélez

Centro de Desarrollo Tecnológico

Director: Francisco Sáenz Flórez

Centro de Estudios Políticos y Sociales

Directora: María del Rosario Ortiz de Contreras

Centro de Desarrollo Económico

Director: Luis Gustavo Flórez Enciso

Centro de Estudios Internacionales

Director: Félix Moreno Posada

Departamento Administrativo

Amparo González de Botero

Departamento de Prensa y Divulgación

Germán Charry Martínez

Contenido

A LOS LECTORES

Luis Carlos Galán

5

ANTECEDENTES, DESARROLLO Y REVISION DE LA POLITICA DE HIDROCARBUROS

1966 – 1988

Carlos Gustavo Arrieta

7

CONTRATOS DE ASOCIACION

Historia y Resultados

Mario Galán Gómez

18

DESARROLLO PETROLERO EN COLOMBIA

Elementos para una Estrategia

Francisco Chona

30

REFINACION NACIONAL Y SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE

Angel M. Díaz

41

COMBUSTIBLES LIQUIDOS

Distribución al por mayor

Ricardo Sala

51

LA INDUSTRIA PETROQUIMICA EN COLOMBIA

Su desarrollo

Ana Rita Cárdenas

58

GEOPOLITICA DE LA ENERGIA FOSIL

Carlos de Greiff Moreno

68

A los lectores

Nuestro Presidente Honorario no alcanzó a dejarnos escrita esta página.
Rendimos homenaje póstumo a Luis Carlos Galán Sarmiento, quien desde
otra dimensión del tiempo iluminará los ideales de la democracia en Colombia.

Antecedentes, Desarrollo y Revisión de la Política de Hidrocarburos

1966 – 1988

Por Carlos Gustavo Arrieta

SITUACION GENERAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN 1966

No obstante los esfuerzos realizados en más de medio siglo de actividades oficiales y privadas, el balance que en 1966 arrojaba la industria colombiana de hidrocarburos no era, ciertamente, muy halagüeño. Se hallaban en explotación las concesiones de Mares, Barco, Yondó, Cantagallo, Cicuco, El Dificil, Palagua, Hermitaño y otras de menor importancia, lo mismo que los yacimientos de propiedad privada de Guaguaquí-Terán. La producción total llegaba apenas a los 190.000 barriles diarios, las reservas recuperables se calculaban en 900.000 barriles y las posibilidades de aumentarlas a corto o mediano plazo no aparecían muy definidas, ya que buena parte de las estructuras petrolíferas explotadas se hallaba en franco proceso de declinación y los recientes descubrimientos de Orito y las favorables apariencias de Acaé, Tambor, Mandur y Caimán no ofrecían, de acuerdo con las últimas perfo-

raciones, las alentadoras perspectivas de riqueza que inicialmente se habían estimado. De allí que pudiera decirse, como en efecto se dijo, que el territorio colombiano, de conformidad con los resultados conseguidos hasta entonces, no era más que un simple muestrario de pequeños depósitos de hidrocarburos que no daba oportunidad a muchas esperanzas y que, por lo tanto, no estimulaba el desarrollo inmediato de las actividades petrolíferas privadas.

Las exploraciones con taladro avanzaban en aquellos tiempos a un ritmo tan retardado y perezoso que en más de sesenta años de tímidos adelantos apenas se había llegado a perforar, por cierto que de manera insuficiente y descuidada, un porcentaje mínimo de los muchos millones de hectáreas de terrenos que ofrecían, en concepto de los técnicos nacionales y extranjeros de la época, buenas posibilidades de acumulación de hidrocarburos. Y era apenas natural que así ocurriese, ya que los modestos hallazgos logrados hasta entonces,

salvo los de las viejas concesiones de Mares y Barco, mostraban a Colombia como un país de interés meramente marginal para la industria petrolera, al paso que otras circunstancias internacionales, como se verá después, no eran las más propicias para estimular el aumento de las inversiones en la exploración del territorio nacional.

En las actividades de refinación y transporte, especialmente en la primera, la situación general del país era un poco mejor que en las otras ramas de la industria. Las urgencias nacionales de crudos y derivados estaban relativamente satisfechas, por lo menos a corto plazo. Más aún: La Empresa Colombiana de Petróleos ya tenía en sus manos buena parte de la refinación y del transporte, y adelantaba con éxito ambiciosos programas de ensanches y de transformación de la materia prima para efectos de llegar, como posteriormente lo hizo, a etapas más avanzadas de procesamiento. Sin embargo, el resto de aquellas actividades, lo mismo que la totalidad de la distribución, aún permanecían en poder de empresas extranjeras, algunas de las cuales buscaban, en aquellos momentos, aumentar considerablemente sus inversiones en refinación, al paso que reducían en alto grado sus inversiones en exploración.

CAUSAS DEL MODESTO BALANCE DE 1966

Múltiples factores de orden interno y externo contribuyeron a los resultados poco satisfactorios que arrojaron las actividades petroleras después de medio siglo de tímidos desarrollos, como se verá a continuación.

FACTORES INTERNOS

Pueden citarse, entre ellos, los siguientes:

Las complejidades de la geología colombiana, la ubicación de los depósitos ya descubier-

tos y de los terrenos más propicios a la acumulación de hidrocarburos a distancias considerables de las costas, al reducido volumen de las reservas recuperables halladas, la profundidad muy apreciable de las estructuras en explotación, las cuantiosas inversiones que exigía la perforación, la escasa producción de los pozos, las dificultades que para la construcción de oleoductos ofrece la geografía montañosa del territorio nacional, y, más que todo, los altos costos de producción y de transporte que los factores ya enumerados imponían, y los bajos precios nacionales del petróleo en aquellas épocas (US 1.40 por barril). Por sí solas, las circunstancias anotadas hicieron de Colombia un país de poco interés para los inversionistas extranjeros, quienes precisamente eran los únicos que disponían de los recursos necesarios para desarrollar adecuadamente los programas de exploración y explotación que las urgencias nacionales reclamaban.

Además de las circunstancias apuntadas, otros factores legales de capital importancia afectaron el balance petrolero de 1966. Entre ellos, cabe recordar los que siguen:

La coexistencia del régimen jurídico de la propiedad nacional y de la propiedad privada de los yacimientos de hidrocarburos, los interminables litigios que ello ocasionaba y que impedían la iniciación oportuna y el avance de los proyectos de perforación, los costos adicionales que aquellas controversias demandaban, la inextricable maraña de actuaciones administrativas que las propuestas de concesión requerían, la inflexibilidad de un anacrónico sistema jurídico de contratación que retardaba el desarrollo de los trabajos de exploración, y la necesaria sujeción de la Empresa Colombiana de Petróleos a aquella urdimbre de pleitos y de tramitaciones administrativas y jurisdiccionales que le impedían a la empresa estatal intervenir, en la medida de sus escasos recursos y experiencias, en el esclarecimiento de las verdaderas posibilidades petrolíferas del país.

FACTORES EXTERNOS

La precaria situación de la industria colombiana de hidrocarburos quedó aún más afectada con los descubrimientos extraordinariamente ricos y de fácil explotación que en aquellas épocas se hicieron en el Norte de África y en el Medio Oriente y, como era apenas lógico, con las repercusiones universales que tuvieron tales hallazgos:

Considerable aumento de las reservas recuperables conocidas y de las disponibilidades mediatas e inmediatas de petróleo; fuerte descenso en el promedio mundial de los costos de exploración, desarrollo y explotación; notorias ventajas para la construcción de oleoductos, determinadas por la naturaleza llana y seca de aquellas regiones y por la proximidad de los nuevos yacimientos a las rutas marítimas y a centros muy importantes de distribución y de consumo; escasa profundidad de las estructuras descubiertas, alta producción de los pozos; halagüeños rendimientos económicos para las compañías explotadoras; y atractivas facilidades de contratación y de operación, al menos en aquellas épocas. Los hechos enumerados causaron, como apenas era natural que ocurriese, desplazamientos masivos de las inversiones extranjeras hacia aquellas regiones privilegiadas y, de consiguiente, una superproducción mundial de hidrocarburos, anarquizó los mercados internos y redujo los precios internacionales del petróleo a niveles extremadamente bajos.

En tales circunstancias, un país como el nuestro, que sólo ofrecía dificultades geológicas, geográficas y de transporte, elevados costos de producción, escasas posibilidades de explotación y de beneficio económico, inequitativos tratamientos cambiarios, complejos sistemas de contratación y onerosas perspectivas de controversias y demoras, no podía en manera alguna despertar el interés de los inversionistas foráneos. De allí que los trabajos de exploración disminuyeran notoriamente en

aquellas épocas, que las esperanzas de hallar nuevos yacimientos se redujeran, que las estructuras explotadas se fueran agotando más y más, y que Colombia se convirtiese en un país de reservas y de indefinida congelación de áreas en proceso de contratación o de litigio, cuyas verdaderas posibilidades petrolíferas se ignoraban.

Puede decirse, en consecuencia, que los mencionados factores internos y externos fueron, en muy alto grado por cierto, las causas determinantes de los modestos resultados que en 1966 arrojara el balance de la industria colombiana de hidrocarburos.

PROGRAMA GENERAL DE REFORMAS LEGALES

Con base en los hechos y en las consideraciones anteriores, y con el propósito de eliminar los obstáculos que de mucho tiempo atrás venían entorpeciendo el desarrollo de la industria petrolera, el gobierno elaboró en 1966 un programa general de reformas legales, económicas y cambiarias, destinado a impulsar las actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y distribución, a aumentar las inversiones nacionales y extranjeras, a eliminar trabas jurídicas innecesarias, a facilitar la contratación, a suprimir las causas generadoras de tantos pleitos y de tantas actuaciones administrativas y jurisdiccionales inútiles, a fortalecer la posición de la Empresa Colombiana de Petróleos y ensanchar el ámbito de sus gestiones y de su capacidad de negociación, a robustecer los poderes jurídicos de dirección y control del Ministerio de Minas, y a conseguir, a través del cumplimiento de aquellos propósitos, la colombianización progresiva de la industria, especialmente en las ramas de la refinación, el transporte y la distribución. Ese programa general de reforma quedó estructurado en un conjunto de disposiciones legales y reglamentarias, expedidas en los años de 1967, 1968 y 1969, cuyas finalidades y características se estudiarán a continuación.

1. COLOMBIANIZACION DE LA REFINACION

El Código de Petróleos consagraba, en favor de colombianos y extranjeros, la libertad de refinación en el territorio nacional. Desde el punto de vista teórico, el ejercicio de tal derecho sólo requería la presentación de un aviso al Ministerio de Minas, pero desde el punto de vista práctico reclamaba, además, las forzosas disponibilidades de tecnología, de experiencia, de materia prima y de recursos para la construcción de las plantas y para el desarrollo de las correspondientes actividades. Los posibles inversionistas nacionales no estaban en condiciones de adelantar programas de aquella naturaleza, y la Empresa Colombiana de Petróleos no disponía de los recursos económicos necesarios para desarrollar, a la vez que sus proyectados ensanches en Barrancabermeja, nuevos planes de procesamiento de crudos. De allí que la refinación en el país, salvo el caso de las instalaciones de Ecopetrol, estuviese en poder de inversionistas foráneos y que sólo ellos gozaran, de hecho y de derecho, de la pomposa libertad de refinación que establecía el Código de Petróleos. Todo ello cobró más importancia y mayores efectos con la anunciada e inminente presentación al Ministerio de Minas de dos avisos de construcción en Colombia de nuevas refinerías norteamericanas, avisos que, de conformidad con las disposiciones legales en vigencia, el gobierno tenía la obligación de acatar.

Teniendo en cuenta que las situaciones descritas eran inconvenientes para los intereses nacionales y que el programa general de reformas estructurado en 1966 buscaba la colombianización progresiva de todas las actividades de procesamiento de crudos, el Estatuto Cambiario, a fin de lograr ese objetivo, condicionó la viabilidad de las inversiones extranjeras en refinación al previo "concepto favorable" del Ministro de Minas y a la aprobación del Departamento Administrativo de Planeación, decisiones que debían apoyarse, entre otros, en los siguientes criterios: Vinculación de capitales colombianos al proyecto, grado

de competencia foránea en las operaciones de refinación, y posibilidades de desarrollar el programa respectivo con recursos internos.

De ese modo, el Estatuto Cambiario mantuvo la libertad de refinación para los inversionistas nacionales, y limitó ese derecho a los inversionistas extranjeros, abriendo nuevos horizontes y facilidades a la Empresa Colombiana de Petróleos para efectos de avanzar más y más en las actividades de refinación, hasta conseguir, como ya lo ha obtenido, la colombianización total de aquella rama de la industria petrolera.

Con las mismas finalidades anotadas, el Estatuto Cambiario creó la Comisión de Precios del Ministerio de Minas, encargada, entre otras cosas, de señalar los volúmenes de producción que los explotadores de petróleo tenían que vender para la refinación en el país, y de fijar los precios correspondientes a esos mismos volúmenes de producción. Con esas facultades se extendió y vigorizó la doctrina jurídica y económica de que los hidrocarburos colombianos han de utilizarse, preferentemente, en la satisfacción de las necesidades nacionales, a la vez que se garantizó, a través del Ministerio, de la Comisión y del adecuado ejercicio de sus atribuciones, el abastecimiento de los crudos necesarios para la refinación y para la transformación de la materia prima hasta llegar a las etapas más avanzadas del procesamiento industrial, abastecimiento que se ha logrado para todo ello, mediante la fijación de precios justos y equitativos.

Fue así como los ordenamientos de 1967, fundados en el programa general de reformas legales de 1966 y complementados en decretos posteriores, abrieron el camino para llegar a los buenos resultados que hoy se tienen, vale decir, a la colombianización integral de la refinación, y para conseguir en un futuro no muy lejano una de las finalidades más importantes que ha de buscar la política nacional de hidrocarburos, a saber: Tanto o más que un país exportador de crudos, Colombia ha de ser un país exportador de derivados. Las previsiones del Estatuto Cambiario, si es que ellas se apli-

can debidamente y si las verdaderas posibilidades petrolíferas del territorio nacional lo permiten, a buen seguro que despejarán el acceso a aquella meta.

2. ELIMINACION DEL CAMBIO PETROLERO

De conformidad con las disposiciones vigentes en 1966, los dólares que se importaran y que estuviesen destinados a la exploración y explotación de hidrocarburos se venderían al Banco de la República a la tasa de cambios que periódicamente fijara la Junta Monetaria, esto es, al 7.67 en aquella época, en tanto que los dólares destinados a otras actividades se negociaban en mercado libre, es decir, a poco más de 16 pesos. Había, pues, un artificioso e inequitativo tratamiento cambiario que afectaba, precisamente, a las dos ramas de la industria petrolera que necesitaban mayores estímulos y que constituían la base de nuestros desarrollos energéticos. De allí que las inversiones extranjeras en exploración y explotación disminuyeran más y más en aquellos tiempos, y que los intereses nacionales quedaran seriamente lesionados con esa política.

En tales circunstancias, y a pesar de que las modificaciones al sistema descrito agravarían la situación ya bastante comprometida de la balanza de pagos, en el Estatuto Cambiario se dispuso que los dólares destinados a la exploración de hidrocarburos se vendieran al Banco de la República a la tasa de cambios del mercado de capitales, vale decir, a más de 16 pesos. Se creó, de esa manera, un ambiente menos desfavorable en los inversionistas privados y comenzó a revivir, aunque tímidamente todavía, el proceso exploratorio que el país reclamaba y que posteriormente se ha venido desarrollando más y más. No es aventurado decir, por lo tanto, que la eliminación del cambio petrolero, aunque en realidad no hubiese sido una medida de excepcionales proyecciones para el futuro de la industria, sí fue el punto de partida de una nueva política de hidrocarburos cuyas benéficas consecuencias ya se advierten.

3. LIBERACION DE LA CAPACIDAD EXPLORATORIA DE ECOPETROL

De conformidad con la legislación vigente en 1966, la Empresa Colombiana de Petróleos estaba sujeta, en casi todo lo relacionado con la adquisición de nuevos terrenos para la exploración, al mismo régimen jurídico de las compañías extranjeras: Presentaba sus propuestas en el Ministerio, seguía los trámites correspondientes, soportaba los mismos pleitos sobre la propiedad nacional o la propiedad privada de los yacimientos, firmaba los mismos contratos y contraía las mismas obligaciones que las empresas particulares. Y como no disponía de los recursos económicos ni de las informaciones geológicas de sus competidoras, estas últimas estaban en condiciones de presentar oportunamente sus solicitudes, de adquirir los privilegios jurídicos de primeros proponentes y de obtener, así, el derecho preferencial de exploración y explotación de las zonas petrolíferas más promisorias. Así, pues, el sistema legal en vigencia, a la vez que les ofrecía todas las oportunidades a los inversionistas foráneos, de hecho le negaba a la Empresa Colombiana de Petróleos la posibilidad de hacerse a nuevas tierras y de adelantar en ellas sus trabajos de exploración. En este campo, Ecopetrol era, en consecuencia, una organización prisionera de la ley.

El Decreto 3161 de 1968 liberó de esa coyunda a la empresa estatal, cuando le asignó al Ministerio de Minas la función de adelantar directamente, o a través de sus organismos descentralizados, la exploración técnica del territorio nacional, y la de aportarle a las empresas comerciales e industriales del Estado los yacimientos petrolíferos que pudieran encontrarse en las zonas estudiadas. En ejercicio de aquellos nuevos poderes jurídicos y de los más amplios que posteriormente le otorgó la Ley 20 de 1969, el gobierno le aportó seguidamente grandes y promisorios globos de terreno a la Empresa Colombiana de Petróleos, y ésta, a su turno, emprendió la extensa e intensa campaña de exploración que condujo después al descubrimiento de la riqueza potencial de

los Llanos Orientales, que despertó el interés de los inversionistas extranjeros y que abrió el camino a los hallazgos que posteriormente se han hecho y que han multiplicado las reservas del país y la producción nacional de hidrocarburos. Liberar a Ecopetrol de sus viejas ataduras jurídicas en materias de exploración fue, en consecuencia, una medida que desde el primer momento empezó a generar efectos benéficos.

4. NACIONALIZACION DEL SUBSUELO

Como ya se ha visto, la coexistencia indefinida de derechos controvertibles sobre la propiedad nacional o la propiedad privada de las minas y yacimientos de hidrocarburos fue, durante muchos decenios, uno de los mayores obstáculos para el desarrollo de las exploraciones petrolíferas. Ese régimen legal, establecido en 1873 y ratificado en 1912 y en muchos ordenamientos posteriores, dio origen a la interminable batalla de los antiguos y de los nuevos títulos, que convirtió la industria de los hidrocarburos en una industria de litigios. Más que departamentos de investigación geológica, las empresas nacionales y extranjeras necesitaban legiones de abogados expertos en legislación indiana, cuyos mandatos fueron, hasta el 22 de diciembre de 1969, fuentes primarias de derecho. Y mientras se estudiaban los antiquísimos folios del Archivo de Sevilla y se libraba la contienda de los títulos del Rey y los títulos de la República, las áreas respectivas seguían congeladas, las reservas constituidas y los trabajos de exploración paralizados de hecho o de derecho.

Modificando sustancialmente aquel régimen jurídico poco menos que centenario, la Ley 20 de 1969 declara que todas las minas y yacimientos de hidrocarburos pertenecen a la Nación, sin perjuicio de los derechos constituidos mediante decisiones administrativas o jurisdiccionales dictadas con anterioridad al 22 de diciembre de 1969, fecha de la sanción y vigencia de la citada ley. Todo ello significa, obviamente, que se respetaron las situaciones

individuales definidas hasta ese día y que cesaron desde entonces las viejas expectativas de derecho y los motivos determinantes de controversias sobre el dominio nacional o privado del subsuelo. Se abrió, de esa manera, la posibilidad de sustituir la antigua lucha de los pleitos por la nueva lucha de la producción de hidrocarburos, y de recuperar el tiempo perdido en la estéril y costosa búsqueda de títulos coloniales.

Además de sus efectos políticos de fondo, la nacionalización del subsuelo produjo, de inmediato, los siguientes beneficios jurídicos y económicos: Simplificó la legislación de minas e hidrocarburos, evitó demoras inútiles en el otorgamiento de las concesiones, facilitó la expedita gestión directa de Ecopetrol, permitió la rápida celebración de los contratos de asociación, eliminó costos innecesarios, determinó la inaplicación de los dilatados procedimientos administrativos y jurisdiccionales que el antiguo régimen imponía, creó un ambiente propicio de colaboración entre los intereses públicos y los intereses privados, originó la ganancia de varios años en la iniciación de los trabajos de perforación, y, en general, aceleró notablemente el proceso de exploración y explotación, a la vez que redujo los alcances de la vieja política de congelación y de reservas privadas que la antigua legislación autorizaba.

5. GESTION DIRECTA DE ECOPETROL Y CONTRATO DE ASOCIACION

Tal como quedó estructurado en el Código de Petróleos, el contrato de concesión, único sistema jurídico de la época, era la culminación de un largo proceso de solicitudes, registros, publicaciones, trámites, oposiciones, planos, memorias, estudios de títulos e intervenciones del Ministerio de Minas, la Corte Suprema de Justicia, el Presidente de la República, el Consejo Nacional de Petróleos, el Consejo de Ministros, el Consejo de Estado y los Notarios. Puede decirse, por lo tanto, que desde la fecha de presentación de la propuesta hasta la fecha de perfeccionamiento del con-

trato, ordinariamente transcurría un lapso de cinco años, si no se presentaba litigio alguno sobre el dominio de los respectivos yacimientos. Pero, en caso de pleito, el término podía extenderse por varios años más. Y mientras tanto, los proponentes conservaban sus derechos sobre los terrenos pedidos y mantenían esas áreas en congelación y reserva.

Teniendo en cuenta las demoras apuntadas y las urgencias nacionales de impulsar los trabajos de perforación y de conocer la magnitud real de nuestras presumibles riquezas energéticas, la Ley 20 de 1969, después de decretar la nacionalización del subsuelo, autorizó al gobierno para declarar de reserva nacional cualquier área supuestamente petrolífera del país y para darla en aporte, sin sujeción al régimen ordinario de contratación, a la Empresa Colombiana de Petróleos, a fin de que ella la explore, explote y administre directamente o en asociación con el capital público o privado, nacional o extranjero. Por lo tanto, sólo quedaron bajo el sistema de la concesión, las áreas no reservadas, las aportadas y devueltas y las referentes a propuestas y contratos en vigencia.

La Ley 20 de 1969 consagró, pues, el régimen jurídico de la reserva nacional, el aporte, la gestión directa de Ecopetrol y el contrato de asociación, a la vez que mantuvo el de concesión, pero reajustándolo así: Limitó sus efectos a las zonas no reservadas por el gobierno, eliminó los motivos de litigios sobre el dominio público o privado del subsuelo, hizo inaplicables los demorados trámites administrativos que imponía el antiguo sistema, y abrió la posibilidad de ir reduciendo poco a poco las áreas concesibles hasta llegar, por sustracción de materia y en virtud de sucesivos decretos ordinarios de reservas y de aportes, a la inoperancia total del régimen de la concesión, a menos que los intereses nacionales indicaran otra cosa. Por lo tanto, la marcha de todo aquel proceso de sustitución paulatina dependía, en alto grado, de las capacidades económicas, técnicas y operativas de la Empresa Colombiana de Petróleos, de los benéficos resultados de su gestión directa y de su gestión asociada, y de

la posibilidad, por cierto muy previsible, de que el nuevo sistema condujese a una nueva política de reservas oficiales y de congelación de áreas, tan funesta para los intereses nacionales cuando la sigue la empresa estatal como cuando la aplica la empresa privada. Tales fueron las estrategias y previsiones de la Ley 20 de 1969.

En esa época, y en un país con apremiantes necesidades de exploración y sin recursos para atenderlas, un cambio radical e intempestivo del sistema jurídico tradicional, probablemente habría ocasionado la parálisis indefinida de los trabajos de perforación. Así lo indicaban los adversos factores económicos de aquellos años, a saber: Los bajos precios internacionales del petróleo (US 1.50 por barril), los altos costos de producción en Colombia, el escaso rendimiento de las estructuras conocidas, las perspectivas mucho más halagüeñas que se presentaban en otras latitudes, el marcado desinterés de los inversionistas foráneos en la exploración del territorio nacional, y las precarias disponibilidades económicas de la Empresa Colombiana de Petróleos para enfrentarse directamente o en asociación con los vastos programas exploratorios que reclamaba el país. Así, pues, todas las circunstancias nacionales e internacionales que operaban en 1969 y en los años precedentes, indicaban la conveniencia de una política caudalosa y de paulatina ejecución, y no la de imponer drásticos y repentinos cambios en las reglas tradicionales del juego.

La Ley 20 de 1969 estableció, además, la alternativa de la gestión directa o la del contrato de asociación, ejercitable en cada caso y en armonía con las necesidades nacionales de avanzar más y más en el proceso de colombianización de la industria. Si Ecopetrol escogía el primer extremo de la alternativa para algunas zonas aportadas, la exploración, la explotación y la administración de ellas quedaban exclusivamente en manos de la empresa estatal, y si escogía el segundo extremo para otras, la exploración, la explotación y la administración de ellas quedaban, en altas proporciones, en poder de dicha empresa. Cabe anotar, ade-

más, que mediante el ejercicio adecuado de sus facultades de negociación, Ecopetrol estaba en condiciones de fijar, a través de los correspondientes acuerdos, períodos equitativos pero relativamente breves de duración de los contratos de asociación, a fin de hacer mucho más efectiva la política tradicional de la reversión gratuita a favor del Estado. De allí que la gestión directa o la gestión asociada de Ecopetrol condujeran, en mayor o menor grado, a la colombianización inmediata o paulatina de las actividades de exploración y explotación. Esa fue, precisamente, una de las metas principales del programa general de 1966 y de las reformas de 1967, de 1968 y de 1969.

ABROGACION DEL REGIMEN DE LA CONCESION

En 1973 principió la crisis energética más grave que ha azotado al mundo en los últimos tiempos. Subieron vertiginosamente los precios internacionales del petróleo hasta llegar a niveles no conocidos ni sospechados hasta entonces, disminuyeron o cesaron las inversiones extranjeras en el Norte de Africa y en el Medio Oriente, y comenzó la búsqueda afanosa de nuevas fuentes de hidrocarburos en otros países. Se despertó, en consecuencia, el interés de las compañías foráneas en la exploración del territorio nacional. De esa manera, los factores adversos que venían entorpeciendo el desarrollo de la industria colombiana de petróleos se convirtieron en circunstancias muy propicias para el inmediato renacimiento de ella. Y todo ello con la ventaja adicional de que, en esa época, el viejo sistema jurídico de las controversias y dilaciones administrativas y jurisdiccionales se había transformado en un régimen de pronta y fácil contratación, que permitía realizar ambiciosos proyectos de exploración directa o asociada y aprovechar aquellas circunstancias internacionales favorables que por primera vez en la historia se le presentaban al país.

Frente a esas nuevas realidades externas e internas, el gobierno, mediante el Decreto

2310 de 1974, introdujo en la legislación colombiana estas modificaciones de suma importancia:

– Declaró que la exploración y la explotación de hidrocarburos de propiedad nacional estarían a cargo de la Empresa Colombiana de Petróleos, abrogó los sistemas de concesión y el aporte, y estableció los contratos de operación y de servicios. De este modo, y en vista de los altos precios y de las nuevas y propicias circunstancias internacionales que se presentaban desde 1973, el decreto de 1974 vino a suprimir de un tajo el sistema de contratación que la Ley 20 de 1969, teniendo en cuenta los bajos precios y demás situaciones desfavorables de ese año y de los anteriores, sólo quiso abolir paulatinamente y a través de sucesivos decretos ordinarios de aporte. Fue así como los reformadores del 69 y del 74, ajustándose a las realidades del mercado y a las conveniencias nacionales, vinieron a coincidir, aunque por caminos diferentes, en sus propósitos de eliminar el inveterado régimen de la concesión;

– Mantuvo el contrato de asociación, lo mismo que la alternativa consiguiente de la gestión directa o de la gestión asociada de Ecopetrol y la estructura jurídica y económica que en 1967 se había organizado en el Estatuto Cambiario. Es por todo ello que puede decirse que a los reformadores de 1967, de 1969 y de 1974 los animaron los mismos propósitos de agilizar los procedimientos de contratación, de impulsar la gestión de la Empresa Colombiana de Petróleos en sus dos modalidades, de extender e intensificar los trabajos de exploración, y de llegar paulatinamente y en la medida de las posibilidades, a la colombianización total de la industria petrolera en todas sus ramas, meta final de todas las reformas analizadas.

Así, pues, con la expedición del Decreto 2310 de 1974, a la vez que se aprovecharon debidamente las oportunidades que ofrecían los altos precios del petróleo y el nuevo interés de los inversionistas extranjeros en la exploración de nuestro territorio, se simplificó y vigorizó el

sistema en vigencia y se le dieron proyecciones mediatas e inmediatas mucho más amplias.

REVISIÓN DE LA POLÍTICA DE HIDROCARBUROS

En relación con el balance de 1966, el de 1988 es satisfactorio en algunos de sus aspectos. Desde que empezó a estructurarse el sistema (año de 1967) hasta hoy, los resultados son: La producción ha pasado de 190.000 a 350.000 barriles diarios, y las reservas recuperables han subido de 900.000.000 a 2.200.000.000 de barriles, al tiempo que los trabajos de exploración han aumentado extraordinariamente. Se ha logrado la nacionalización de los yacimientos de hidrocarburos, la colombianización total de la refinación, y se ha avanzado mucho en la del transporte, la exploración, la explotación y la distribución.

Es cierto que esos resultados se deben en buena parte a los altos precios internacionales y a las propicias circunstancias que surgieron en 1973 con la crisis energética, pero también es evidente que ellos son el fruto de un sistema jurídico suficientemente previsivo y flexible que permitió el aprovechamiento de aquellas situaciones favorables, así como había respondido también a las situaciones desfavorables que existían antes de aquella fecha. Es, pues, un régimen de derecho que se ajusta a la naturaleza cambiante de los fenómenos económicos y que hoy goza, lo mismo que ayer, de buena acogida entre los inversionistas privados, a pesar de que establece para ellos condiciones mucho más onerosas que las fijadas en la antigua legislación y que los precios internacionales del petróleo han empezado a bajar a niveles alarmantes.

No obstante que los resultados del balance de 1988 son halagüeños en ciertos aspectos, conviene hacer, con los mejores propósitos de colaboración, algunos comentarios sobre determinadas fases negativas de aquel balance, comentarios que pueden ser, más que todo, el fruto de informaciones deficientes sobre la

estrategia que el gobierno y la Empresa Colombiana de Petróleos han venido desarrollando desde la iniciación de la crisis energética.

POLÍTICAS DE RESERVAS

Como se ha visto, la maraña de trámites y de actuaciones administrativas y jurisdiccionales que establecía el Código de Petróleos, a la postre condujo a la constitución, a favor de los proponentes y contratistas, de grandes reservas de terrenos muy promisorios, reservas que determinaban la congelación de las áreas respectivas y demoraban los trabajos de exploración. Y, como también se ha visto, la Ley 20 de 1969 y el Decreto 2310 de 1974, con el fin de eliminar aquellas situaciones inconvenientes de retardo, concedieron a la Empresa Colombiana de Petróleos tres poderes jurídicos de capital importancia: El de asumir directamente la exploración, la explotación y la administración de algunas áreas, el de desarrollar esas mismas actividades en asociación en otras zonas, y el de escoger, con cierto grado de discrecionalidad, pero ajustándose a las conveniencias del país, los terrenos que estarían sometidos a la gestión directa y los que quedarían sujetos a la gestión asociada. Esos poderes jurídicos se otorgaron, obviamente, con el objeto de impulsar más y más, por uno y por otro medio, el desarrollo inmediato de las exploraciones, y no con el propósito de constituir y mantener reservas en manos de Ecopetrol, ni con el de reemplazar los antiguos procedimientos de congelación privada con nuevos métodos de congelación estatal.

Sin embargo, después de tantos años de aplicación del sistema, Ecopetrol aún mantiene en reserva 12.950.000 hectáreas de terrenos geológicamente propicios a la acumulación de hidrocarburos. Esas zonas tan extensas, exploradas las unas e inexploradas las más, todavía no han sido objeto de pronunciamiento alguno sobre la destinación definitiva que haya de dárseles. Se ignora, en consecuencia, si total o parcialmente han de quedar incluidas entre las áreas sujetas a la gestión directa o entre

las sometidas a la gestión asociada. Y mientras tanto, la exploración de aquellos terrenos marcha a paso retardado. Esas situaciones, de permanecer indefinidas por mucho tiempo, en verdad que no son las más convenientes para los intereses del país. Y todo ello con el agravante de que la Empresa Colombiana de Petróleos no dispone, al parecer, de los medios económicos necesarios ni de la capacidad operativa indispensable para adelantar, a corto o mediano plazo, y bajo su exclusiva responsabilidad, la eficiente exploración técnica de aquella inmensa extensión territorial. Ello cobra más fuerza si se considera, como es preciso hacerlo, que al mismo tiempo que la empresa estatal haya de proseguir aquellos trabajos extremadamente costosos, demorados y difíciles, ella ha de atender las obligaciones que puedan surgirle en relación con los 9.800.000 hectáreas adicionales que tiene contratadas en asociación. Esas dificultades son tan evidentes, que Ecopetrol, a pesar de los grandes y meritorios esfuerzos que ha hecho en extensiones relativamente pequeñas, aún no ha podido realizar en ellas los completos trabajos de exploración que se proponía seguir.

El caso del Putumayo es muy elocuente. En 1969, el gobierno hizo con dos concesionarios extranjeros la renegociación de varios contratos, y en ella consiguió, además de aumentos considerables de regalías y cánones superficiales y de otras ventajas complementarias, la devolución al Estado de 200.000 hectáreas ubicadas en el Putumayo, lo mismo que la restitución adicional de otras 800.000. Cabe anotar que en esos terrenos, las compañías foráneas ya habían adelantado, durante varios años, importantes trabajos de exploración técnica. Más aún: En buena parte de aquellas zonas, especialmente en las regiones aledañas a los yacimientos ya conocidos de Orito, los antiguos concesionarios extranjeros había perforado

varios pozos, como los del Acaé, Mandur y Caimán, cuyos resultados fueron positivos, aunque no concluyentes. Una vez terminada la renegociación en 1969, el gobierno seguidamente le aportó aquellos promisorios terrenos a la Empresa Colombiana de Petróleos, y ésta reanudó, de inmediato, las investigaciones geológicas que de tiempo atrás habían adelantado los anteriores contratistas norteamericanos. Y después de poco menos de cuatro lustros, la situación de aquellas pequeñas áreas no aparece definida, a pesar de que los altos precios internacionales del petróleo y las demás circunstancias favorables que se han presentado desde 1973, aconsejaban y aconsejan la prosecución de una política mucho más dinámica de exploración, desarrollo y decisión.

Así, pues, en 19 años de actividades, Ecopetrol no ha logrado concluir sus trabajos en una zona relativamente reducida de 1.000.000 de hectáreas, ni escoger la destinación total o parcial que definitivamente haya de dársele. Ello permite deducir, como es obvio, que para efectos de investigar una gran extensión de 12.950.000 hectáreas y de elegir el camino de la gestión directa o de la gestión asociada, Ecopetrol ha de necesitar, a buen seguro, de muchos y muchos años de estudios y desarrollos técnicos. Y si a todo ello se le agrega el tiempo que a su vez requieren los eventuales gestores directos o asociados para hacer las exploraciones complementarias, es muy probable que la generación venidera no llegue a conocer las supuestas riquezas de aquellas vastas extensiones territoriales; máxime si se considera que los precios internacionales del petróleo están en franco proceso de declinación. De allí la conveniencia de seguir una política de decisiones inmediatas sobre la destinación definitiva de aquellas áreas de reserva.

Contratos de Asociación

Historia y Resultados

El Dr. Mario Galán Gómez es bien conocido por sus servicios al país en los campos de educación, control fiscal e industria, lo mismo que por su gestión en el ramo de petróleos. En este campo fue por varios años Miembro Principal del Consejo Nacional de Hidrocarburos; luego Primer Auditor de la Empresa Colombiana de Petróleos y 10 años más tarde, Presidente de la misma, cargo que desempeñó por un período de 11 años, durante los cuales realizó con pleno éxito el Plan Quinquenal (1964 -

1969) que llevó a Ecopetrol a una posición de preponderancia dentro de la industria, lo mismo que el plan decenal subsiguiente, que dejó en marcha al retirarse en 1974. Por esta experiencia y por haber aplicado durante su gestión el sistema de "joint venture", denominado entre nosotros contrato de asociación, e igualmente por haber iniciado la actividad exploratoria de Ecopetrol en los Llanos Orientales, sostiene la siguiente entrevista para "Documentos".

CONTRATOS DE ASOCIACION

P.— ¿Desde cuándo se empezaron a utilizar en la industria del petróleo los llamados contratos de asociación para la exploración y explotación de terrenos con posibilidades petrolíferas?

R.— Desde principios de este siglo las compañías privadas de la industria del petróleo han llevado a cabo en el mundo para el desarrollo

de sus actividades de exploración y explotación petrolífera contratos de "join venture", llamados entre nosotros contratos de asociación, y lo mismo ha sucedido en Colombia desde el inicio de esta industria en el país.

P.— ¿Desde cuándo los utilizó Ecopetrol?

R.— En el sector oficial, Ecopetrol celebró el primer contrato de asociación en 1955, con la Cities Service, para explorar y explotar una zona de la Concesión de Mares. Dicho contrato

obtuvo como resultado positivo el cubrimiento del Campo de Payoa, productor de petróleo y gas, aún en explotación.

En vista de los resultados obtenidos en el contrato de asociación con Cities Service, Ecopetrol resolvió sacar a licitación en 1964 las zonas aledañas a la Concesión de Mares para explorar y explotar su potencial petrolífero mediante el sistema de contratos de asociación. De las siete compañías invitadas a participar sólo dos ofrecieron bases satisfactorias: La Tennesse de Colombia S.A. y la Marathon International Oil.

BASES DEL CONTRATO

En junio de 1964 se firmó el primer contrato con la Tennesse de Colombia para explorar y explotar un área de 116.107 hectáreas sobre las siguientes bases:

1. Tennesse asumía el 100% del riesgo exploratorio;

2. El período exploratorio era de 3 años prorrogable por otros 3, si el socio incrementaba las obligaciones de inversión;

3. Si el resultado era positivo, la producción que se obtuviera se repartía por partes iguales, una vez deducida la regalía, y en la misma proporción se asumía la inversión de desarrollo y los costos de producción;

4. Se compartía igualmente la dirección de la Sociedad por medio de un Comité Ejecutivo constituido por sendos representantes de cada parte;

5. La regalía pactada era del 19% en lugar del 14.5% previsto por la Ley para el sistema de concesión;

6. El socio Tennesse quedaba obligado a venderle a Ecopetrol el 100% del crudo que recibiera, si las necesidades del país lo requerían;

7. La duración del contrato era de 25 años, menor de la prevista en el Código para los contratos de concesión que podía llegar a 40 años;

8. Finalmente, se pactaba una reversión total, no sólo de los bienes inmuebles sino también de los bienes muebles.

Las bases del contrato con la Marathon International Oil fueron similares a las estipuladas en el contrato con la Tennesse.

Después se firmaron otros contratos de asociación, cuyo número ascendió a 7 con la Cities Service, la Panamerican, Richfield, Sopecol, La Webb, entre otras, de los cuales el único resultado positivo fue el descubrimiento de un campo gasífero en el Opón, cuyo primer pozo marcó un potencial de producción de 50 millones de pies cúbicos día, pero que por el precio del gas en esa época y por la falta de infraestructura para su transporte no resultaba, sin embargo, comercialmente explotable.

RESULTADOS

La experiencia anterior fue muy importante porque sirvió para decantar mejor las bases fundamentales de dicho sistema de asociación; porque se demostró que sí era posible obtener una mayor participación para el país en la explotación de nuestra riqueza petrolífera y mejores condiciones que las existentes en el sistema de concesiones en lo que se refiere a regalías, riesgo exploratorio, duración del contrato de explotación, devolución más dinámica de áreas, etc.

P.— ¿Entonces, los resultados del contrato para Ecopetrol y para el país eran mejores en ese sistema de asociación que los obtenidos en los contratos de concesión?

R.— Desde luego, no sólo por la mayor participación para el Estado por concepto de regalías, sino también porque Ecopetrol evitaba el riesgo exploratorio, conseguía una colabora-

ción financiera y técnica adecuada y podía de ese modo incrementar con nuevos recursos las actividades exploratorias. Fueron tan bien recibidas las bases de estos contratos con la Tennessee y la Marathon que algún editorialista de la prensa escrita en Bogotá al comentar dichos contratos, los calificó como "la verdadera alianza para el Progreso".

EXPLORACION Y CONCESION EN LOS LLANOS ORIENTALES

P.— ¿Dr. Galán, cuándo comenzó Ecopetrol a explorar áreas distintas a las de la antigua Concesión de Mares?

R.— En los primeros 5 años de funcionamiento, la actividad exploratoria de Ecopetrol se limitaba, por disposición de la Ley, a los terrenos de la Reversión de Mares; pero luego, en los años 1956 y 1959, los Decretos 2039 y 3211 respectivamente, la autorizaron para ejecutar todas las actividades propias de la industria del petróleo en sus diferentes ramas y para celebrar toda clase de negocios en conexión con tales actividades, lo mismo que para contratar con personas nacionales o extranjeras la administración o asesoría para cualquiera de las actividades relacionadas con la industria.

Por eso, fue sólo en la década de los 60 que Ecopetrol entró a adelantar actividades exploratorias en las zonas aledañas a la Concesión de Mares cuyos resultados se mencionaron anteriormente. Pero como los estudios geofísicos adelantados en los terrenos de la Reversión de Mares y zonas aledañas no arrojaban expectativas halagüeñas, salvo en la zona de Lisama en donde la empresa encontró un yacimiento productivo, que aún se explota, y la experiencia aconsejaba salir a explorar zonas más promisorias en el territorio nacional, la empresa, previos los estudios del caso, presentó ante el ministerio del ramo propuestas o solicitudes de concesión en áreas nuevas tales como las del Tolima, San Jorge, Llanos Orientales y Guajira, llenando para ello los requisitos legales, en un pie de igualdad con las compañías

privadas internacionales o nacionales. Para ello se contó con la colaboración del cuerpo de geólogos de la empresa y también con la asesoría de un geólogo suizo de fama mundial que había estado en el país por más de 20 años y lo había recorrido a lomo de mula investigando las principales cuencas con posibilidades de acumulación de hidrocarburos. Dicho geólogo fue el descubridor de los campos de "Casabe" y "El Difícil" y luego descubrió también yacimientos en Africa, en el Sahara y Argelia. Estando al servicio de la Shell de Colombia dirigió labores de exploración con resultados positivos en la zona de Arauca, que por esa época no resultaban comercialmente explotables debido a los bajos precios del petróleo y a la ubicación del yacimiento que hacía demasiado costosa la producción y su transporte. Dicho geólogo fue el Dr. Daniel Trumpy, quien en asocio con los geólogos de Ecopetrol precisó la demarcación de las áreas que la Empresa solicitó en concesión en los Llanos Orientales. La primera propuesta tenía una extensión de 1.130.000 hectáreas. Dichas solicitudes se presentaron al Ministerio de Minas y Petróleos en el mes de abril de 1966.

TRABAS LEGALES

En ese momento el área de los Llanos no tenía especial atracción para las compañías privadas. Pero tan pronto como Ecopetrol presentó aquellas solicitudes de concesión se despertó un inusitado interés de parte de las compañías extranjeras en términos tales, que en menos de tres años aquellas compañías habían hecho aplicaciones y solicitudes para un área en esa región que totalizaba cerca de 13 millones de hectáreas. Como era de esperarse, dicha situación de cerco en torno a las zonas pedidas por Ecopetrol, creó superposiciones lo mismo que incidentes de orden legal que originaron numerosos recursos procedimentales, lo cual prolongaba los trámites y demoraba las decisiones del Ministerio sobre las propuestas de Ecopetrol encaminadas a obtener terrenos más propicios para su actividad exploratoria. Dicha estrategia de las compañías privadas

favorecía además la congelación de áreas sin tener que efectuar inversiones en exploración.

P.— ¿Cuánto se demoró, Dr. Galán, la decisión del Ministerio sobre las solicitudes de concesión presentadas por Ecopetrol a principios de 1966, para explorar y explotar terrenos promisorios en los Llanos Orientales?

R.— Más de dos años. Y se hubiera podido demorar mucho más si el Ministerio de Minas y Petróleos no hubiera expedido el Decreto 3161 de 1968 por medio del cual el gobierno destinó a Ecopetrol el área solicitada de 1.101.945 hectáreas para adelantar estudios de exploración preliminar en los Llanos Orientales y fuera de esto, le asignó también 758.981 hectáreas más en el área de San Jorge, en la Costa Atlántica, lo mismo que los terrenos correspondientes a la antigua concesión Mandur, en el Putumayo, que habían renunciado la Texas y la Gulf.

P.— ¿Según lo expuesto anteriormente el gobierno carecía de facultad legal para aportar terrenos nacionales a Ecopetrol con el fin de que los explorara y explotara sin sujeción al régimen ordinario de contratación?

R.— En realidad no podía hacerlo, pues carecía de autorización legal para ello, a pesar de que aquellos terrenos fueran de propiedad del Estado y se tratara de aportarlos a su empresa estatal. Eso explica por qué el Decreto 3161 de 1968 tan sólo autorizaba a Ecopetrol para adelantar en las áreas que le asignaban estudios de exploración superficial preliminar. Con esto se buscaba ganar tiempo, iniciando estos trabajos con el objeto de que cuando se definieran por el Tribunal competente los recursos interpuestos por los apoderados de las compañías, o se aprobara el proyecto de Ley que pensaba presentar el gobierno para llenar el vacío anotado y acabar con tales trabas, se pudiera aplicar entonces el nuevo sistema con dinamismo y rapidez. Por los trámites y dilaciones de procedimiento que favorecían el sistema de concesión, una propuesta podía gastar hasta perfeccionarse el contrato respectivo, de 3 a 6 años, según los incidentes procesales que

se afrontaran en su tramitación. En cambio, en el sistema de asociación, ya depurado por la experiencia, un contrato de "join venture" se puede perfeccionar en menos de 90 días.

El paso dado con la expedición del Decreto 3161 de 1968 fue sin duda importante para quebrantar en parte el impase que se presentaba con la legislación vigente, que se ponía en evidencia al tramitar las propuestas presentadas por Ecopetrol para explorar y explotar terrenos promisorios en los Llanos Orientales. Tales vacíos, dilaciones e incidentes favorecían la estrategia de congelación de áreas seguida por la mayor parte de las compañías privadas e impedía igualmente la solución oportuna de delicados problemas de tipo geopolítico en algunas áreas de interés petrolífero contiguas a países vecinos o ubicadas en zonas críticas de la soberanía nacional, como las de la plataforma submarina, el subsuelo correspondiente a aguas territoriales y las posesiones insulares del país. En ese momento se afrontaba ya un caso concreto, el surgido en el trámite de una propuesta en la plataforma submarina controvertida del Golfo de Coquivacoa.

LA LEY 20 DE 1969 UNA NUEVA POLITICA PETROLERA

La asignación de áreas para adelantar estudios de exploración preliminar fue el principio para superar en parte aquellas deficiencias y trabas legales que luego vino a resolver en forma definitiva el Artículo 12 de la Ley 20 de 1969.

En efecto, dicho artículo autorizó al gobierno "para declarar de *reserva nacional cualquier área petrolífera del país y para aportarla sin sujeción al régimen ordinario de contratación y de licitación a la Empresa Colombiana de Petróleos para que la explore, explote y suministre directamente o en asociación con capital público o privado, nacional o extranjero*". Como puede observarse, esta norma sentó las bases fundamentales de la nueva política de hidrocarburos que permite:

a) Declarar de reserva nacional cualquier área petrolífera que a juicio del gobierno sea conveniente sustraer del régimen general de contratación que era en ese entonces el de concesión.

b) Aportar a Ecopetrol todo o parte de las zonas reservadas;

c) Autorizar a Ecopetrol para explorar y explotar los aportes que se le hagan directamente o en asociación con capital público o privado, nacional o extranjero.

La Ley 20 de 1969 implicó una reforma sustancial al régimen existente en esa época, pero no eliminó el sistema de concesiones.

Quedaban, pues, vigentes dos sistemas para adelantar la política de hidrocarburos: el de aportes de zonas a Ecopetrol para que las explorara y explotara directamente o en asociación con capital privado, declaradas de reserva nacional por razones de conveniencia económica o de soberanía, y las demás áreas, que se dejaban para contratar con el sistema de concesiones.

LEY 20 DE 1969

P.— ¿Dr. Galán, cuándo se presentó el Proyecto de Ley que luego se convirtió en la Ley 20 de 1969 ya mencionada? ¿Quiénes fueron los ponentes en las dos Cámaras y cuándo entró en vigencia y aplicación la nueva Ley?

R.— El proyecto de ley fue presentado al Congreso por el Sr. Ministro Dr. Carlos Gustavo Arrieta en el mes de septiembre de 1968, en cuya legislatura no hizo tránsito, pero fue discutido ampliamente en las Comisiones respectivas y defendido brillantemente por el señor ministro del ramo y los señores ponentes de ambas Cámaras. Al año siguiente volvió a presentarlo al gobierno. Tuvo como ponentes en las dos ocasiones, al Dr. Hernando Durán Dussán, Ex-ministro de Minas y Petróleos en el Senado y en la Cámara, al Dr. Indalecio Lié-

vano Aguirre. Ambos rindieron ponencias favorables, que sustentaban y respaldaban la nueva política minera y de hidrocarburos propuesta por el gobierno del Dr. Carlos Lleras Restrepo y su eficiente Ministro el Dr. Arrieta.

En el último semestre del gobierno del Dr. Lleras Restrepo, el ministro del ramo se ocupó de la Reglamentación de las disposiciones de la Ley 20 de 1969, empezando por aquellos artículos que sientan las bases de la nueva política en materia de minería y propiedad privada del subsuelo. Dicho Decreto Reglamentario, que tiene dimensiones de Código, lo integran doscientos noventa y siete (297) artículos y lleva el No. 1275, expedido el 29 de julio de 1970, ocho días antes de la terminación del período presidencial del Dr. Lleras Restrepo.

REGLAMENTACION DE LA LEY 20 DE 1969 SOBRE POLITICA PETROLERA

Con el cambio de gobierno se demoró la reglamentación de los Artículos 1, 12 y 13 de la Ley 20 de 1969 que se refieren a la nueva política de hidrocarburos, pues mientras el nuevo Ministro se enteró de ella, se aplazó la reglamentación de los artículos pertinentes y por eso el decreto reglamentario respectivo sólo vino a expedirse el 20 de mayo de 1971.

ACTIVIDAD GEOFISICA

P.— ¿Qué hizo Ecopetrol en el lapso de tiempo entre la aprobación de la Ley (22 de diciembre de 1969) y la expedición del decreto reglamentario de las disposiciones sobre política petrolera?

R.— Desde 1966 y en todo el año de 1967 Ecopetrol adelantó estudios geofísicos sobre las áreas que se consideraban de interés y una vez expedido el Decreto 3161 de 1968, de asignación de áreas con posibilidades petrolíferas en los Llanos Orientales y en la Zona Norte del país, la empresa redobló sus esfuerzos en

ese campo desarrollando con mayor intensidad trabajos de geología de superficie, fotogeología, magnetometría y sismografía. Debido a esta intensa labor Ecopetrol alcanzó en esos años (1967-1970) una posición destacada en labores de geofísica al ocupar el primer lugar en la actividad geológica de superficie, lo mismo que en operaciones de gravimetría, y obtuvo igualmente el segundo lugar en estudios sismográficos, siendo la más activa en sismografía terrestre. En tales labores y estudios geofísicos se invirtieron más de 7 millones de dólares, fuera de los millones que se invirtieron en perforación con taladro.

CONTRATOS DE ASOCIACION EN LOS LLANOS ORIENTALES

P.— ¿Después de reglamentada la Ley 20 de 1969, cuántos contratos de asociación suscribió Ecopetrol hasta la fecha de su retiro de la empresa en agosto de 1974?

R.— Una vez recibidos los primeros aportes de tierras promisorias hechos por el gobierno a Ecopetrol, se procedió a elaborar el pliego de condiciones para los contratos de asociación con base en los estudios y trabajos geofísicos mencionados anteriormente, y en el segundo semestre de 1970 se sacaron a licitación los aportes de Casanare y Meta entre las compañías que habían manifestado interés en asociarse con la empresa para dichos desarrollos petrolíferos. Tales compañías fueron Intercol, Continental, Shell, Superior y Asociados, British Petroleum, Chevron, Philips, entre otras.

Concluida la licitación se procedió a adjudicar los 8 sectores licitados a las compañías que presentaron las mejores propuestas, y fue así como en el primer semestre de 1971 se celebraron tres contratos de asociación con Continental de Colombia asociada con la Shell; otros tres con la International Petroleum Colombia Limited y sendos contratos con la British Petroleum Exploration Company y con la Superior Oil Company of Colombia. El área contratada cubría una extensión de 2.308.360

hectáreas con un compromiso de inversión mínima en el período exploratorio de 58.3 millones de dólares. Fue justamente en tal ocasión cuando dijimos con profunda sinceridad y convicción que si de los Llanos Orientales había partido la Campaña emancipadora que dio libertad política a nuestro país de esa región de la patria, por la campaña que iniciábamos con tan distinguidos socios, saldría la riqueza que había de depararnos una mayor emancipación económica.

Con idéntico sistema procedimental se suscribieron en 1972 dos contratos más con la Chevron dentro de los aportes del Meta y Norte de Santander, lo mismo que con Aquitaine Colombie en el área de San Jorge y con la Cayman Corporation of Colombia en el aporte de Putumayo. Tales contratos cubrían una extensión de 1.780.000 hectáreas.

En el segundo semestre de 1972 se sacó a licitación el aporte de Arauca, y, en enero de 1973, se suscribieron dos contratos de asociación con Aquitaine Colombie y Aquitaine Colcico en dicho aporte de la zona de Arauca.

A finales de 1972 el área contratada con el nuevo sistema era del orden de 3.400.000 hectáreas con un compromiso de inversión mínima en el período exploratorio de 100 millones de dólares.

En los años 73 y 74 se suscribieron más contratos con nuevas compañías hasta llegar a un total de 30 contratos de asociación en los aportes de Casanare, Meta, Arauca, San Jorge, La Guajira, Putumayo, Pacífico, Norte de Santander, Honda, Tolima y Cundinamarca, cubriendo una *extensión de 5.800.000 hectáreas* aproximadamente, y con un compromiso de inversión mínima en el período exploratorio del orden de 200 millones de dólares.

RESULTADOS

Para esa época, el área contratada por el sistema de concesión tan sólo llegaba a 4.273.000 hectáreas, o sea que en sólo 3 años

de aplicación, el nuevo sistema de contratos de asociación había superado el de concesiones y de los 10 millones de hectáreas contratadas en el país en esa época, el 58% lo estaba por el nuevo sistema y sólo un 42% por el viejo régimen de concesiones, lo cual demostraba objetivamente la dinámica del nuevo sistema y la aceptación que iba teniendo por parte de las compañías privadas.

Conviene destacar también que los estudios geofísicos adelantados por Ecopetrol entre los años 67 a 73 alcanzaron una extensión superior a la que se había logrado en más de 50 años con el sistema de concesiones.

Para mediados de 1974 la empresa tenía recibido en aportes de áreas promisorias una extensión que llegaba a 21.602.106 hectáreas, de los 47 millones de hectáreas que el país tiene con posibilidad de acumulación de hidrocarburos.

Como resultados positivos durante ese período se obtuvo, fuera de los estudios geofísicos mencionados sobre 10 millones de hectáreas, el descubrimiento, en el primer semestre de 1973, de los yacimientos de gas de la Guajira dentro de la asociación Texas - Ecopetrol, con reservas superiores a los 3.1 trillones de pies cúbicos; además de los pequeños campos de Nancy y Burdine en el Putumayo, dentro de la asociación Cayman - Ecopetrol, lo mismo que nuevos hallazgos de crudo pesado en el Meta, en la Asociación Chevron - Ecopetrol, cuyas reservas se estimaban en más de 100 millones de barriles de petróleo. Fuera de esto la experiencia obtenida en las primeras perforaciones con taladro llevadas a cabo en los Llanos Orientales en estos 3 primeros años de aplicación de la Ley 20 del 69 puso de manifiesto las dificultades del área, no sólo por sus características geológicas sino también por la poca capacidad de los equipos utilizados inicialmente, que indicaron que los horizontes productivos de las formaciones promisorias estaban a profundidades mayores que las que se habían afrontado en los hallazgos que el país tenía en producción. Dicha información fue muy valiosa para una mejor orientación de las

perforaciones con taladro, tanto en cuanto a la capacidad de los equipos que se requerían como en lo relacionado con los aspectos técnicos y geológicos de la perforación con taladro, todo lo cual fue aprovechado tanto por Ecopetrol como por las Compañías que vinieron luego a desarrollar actividades de ese género en las diferentes zonas de los Llanos (Arauca - Casanare - Meta).

PLAN DECENAL - EXPLORACION

Finalmente, convencidos como estábamos de que se debía intensificar la labor exploratoria para poder afrontar la coyuntura deficitaria que se preveía para el año 75 y siguientes, se presentó a la Junta Directiva de la empresa en 1973 el Plan Decenal que ésta aprobó y que preveía una inversión ambiciosa para exploración, con lo cual se aspiraba a cuadruplicar el número de pozos exploratorios que tan sólo fue en esos primeros años de 20 pozos promedio; o sea que se buscaba llegar en el período del plan decenal a 80 pozos exploratorios promedio anual a partir de 1974, así: 20 - 40 - 60 y 80 pozos en los años 74 - 75 - 76 y 77 respectivamente y de 1978 en adelante 100 pozos anuales hasta la conclusión del plan en 1983.

ELIMINACION DEL REGIMEN DE CONCESION

P.- ¿La supresión del régimen de concesiones fue conveniente, o se ha debido dejar subsistir los dos sistemas de asociación y concesiones para un mayor beneficio del país o para una mayor flexibilidad en la aplicación de la política petrolera nacional?

R.- La supresión que hizo el Dr. López Michelsen del Régimen de concesiones fue conveniente para el país, pues la coexistencia inicial de los dos sistemas tendía a permitir la política de congelación de áreas por parte de las compañías privadas en las áreas no aportadas a Ecopetrol. Efectivamente tal fenómeno se presentó en los primeros años de vigencia de la

Ley 20 de 1969 cuando las compañías presentaron propuestas de concesiones que cubrían 22.5 millones de hectáreas, de los 47 millones de hectáreas que pueden tener acumulación de hidrocarburos.

En nuestro informe del año 73 a la Junta Directiva expresamente destacábamos dicho fenómeno pernicioso de congelación de áreas y resaltábamos la necesidad de *suspender* y de *eliminar* en un lapso razonable el régimen de concesiones "pues lo considerábamos francamente obsoleto y desventajoso a la luz del progreso tecnológico y frente a los sistemas de asociación (join venture), producción compartida, contrato de servicios y explotación directa de Ecopetrol, mucho más convenientes para los intereses nacionales".

Al suprimir el Dr. López, por medio del Decreto Ley 2310 de 1974, el régimen de concesiones, quedó como sistema único para el desarrollo de la política petrolera el de los contratos de asociación, junto con la actividad directa de Ecopetrol, o sea que de hecho el desarrollo y la responsabilidad total de dicha política quedó en manos de Ecopetrol y de ella depende su aplicación y eficacia.

UNA GRAN RESPONSABILIDAD

P.— ¿Según esto Ecopetrol tiene en la actualidad toda la responsabilidad referente al desarrollo y aplicación de la política petrolera del país?

R.— Sí, efectivamente desde la expedición y reglamentación de la Ley 20 de 1969 la Empresa Colombiana de Petróleos tiene la responsabilidad de atender la exploración y explotación de las zonas con posibilidades de acumulación de hidrocarburos con que cuenta el país, cuya extensión es del orden de 47 millones de hectáreas aproximadamente y de las cuales el gobierno le ha aportado a Ecopetrol más de la mitad de dichas áreas y como las compañías privadas no pueden hacer directamente propuestas sobre tales áreas, como lo hacían en el régimen de concesiones, toda la

responsabilidad de la exploración y aprovechamiento económico de dicho recurso no renovable recae ahora sobre Ecopetrol que debe asumirla explorando y explotando las zonas promisorias, ya directamente o en asociación con compañías privadas, nacionales o extranjeras.

Este solo frente de inversión, que tiene por objeto proveer al país de reservas probadas de hidrocarburos suficientes para abastecer las necesidades del consumo nacional y con saldos de exportación capaces de amortizar también el capital importado por las compañías privadas asociadas con Ecopetrol para tales fines, es ya por sí solo un gran reto para la empresa, pues le implica en materia de inversiones en ese frente, un monto no inferior a US\$300 millones de dólares anuales que debe financiar con sus utilidades o buscando cooperación del capital extranjero por la vía del crédito o por medio de contratos de asociación con compañías privadas. O sea, cuanto más le limiten el aprovechamiento de sus utilidades, más se fuerza a Ecopetrol a disminuir su actividad directa en ese campo exploratorio y más se incrementa la necesidad de recurrir a las otras formas de financiamiento mencionadas anteriormente. Por esta razón es muy conveniente y necesario que el gobierno precise el porcentaje de las utilidades que le va a dejar a la empresa para que ésta pueda atender con éxito la tremenda responsabilidad que tiene de asegurarle al país su autoabastecimiento en materia de hidrocarburos y combustibles, de tanta importancia fundamental para la economía, bienestar y seguridad nacionales.

Ecopetrol puede estar desde luego en mejores condiciones que el ministerio del ramo para administrar dicha política petrolera, si no le constriñen el aprovechamiento de sus utilidades, pues puede generar suficientes recursos financieros y dispone o puede formar el personal técnico que se necesita para afrontar y cumplir los compromisos derivados de los contratos de asociación que puedan celebrarse. Y como el Sr. ministro del ramo preside la Junta Directiva, el gobierno estará siempre enterado oportunamente de las decisiones que

tome la empresa y nada se hará sin su consentimiento y aprobación. Muy deseable sería para una mejor información y coordinación, que el Presidente de la Empresa fuera escuchado en el Consejo de Política Económica y Social siempre que se debatan temas o se tomen decisiones sobre problemas de política energética en general y de combustibles en particular. Indudablemente el sector energético, dada la importancia de sus recursos y por su posición como fuente de divisas, debe ser considerado preferentemente en todo plan nacional de desarrollo, pues constituye su pivote fundamental y su eficacia se refleja siempre en una mayor demanda de combustibles y derivados del petróleo.

MAYOR CAPITALIZACION - MENOS INTERFERENCIAS

Con todo, si no se permite a Ecopetrol una capitalización adecuada y segura de sus utilidades y no se le otorga un régimen administrativo ágil y expedito a tono con la actividad industrial y comercial que sus operaciones exigen, no le será posible asegurarle al país desarrollos exploratorios suficientes para conseguir en el lustro inmediato el descubrimiento de nuevos campos petrolíferos con reservas capaces de atender las necesidades de consumo interno y con saldos de exportación significativos que favorezcan el desarrollo económico y social de la Nación.

No se debe olvidar que las actuales reservas probadas con que cuenta el país en materia de petróleo quedarán agotadas en 1999, es decir, en menos de 10 años, lo cual significa que la bonanza petrolera es transitoria, y se necesita entonces proseguir con una permanente y ambiciosa labor exploratoria para compensar la declinación de los campos en explotación, lo mismo que vigilar y mantener una eficaz política de conservación y limpieza de pozos en explotación, para evitar perjuicios que acorten la vida de estos o incrementen sus costos de

producción. Para evitar esto último es necesario que en las operaciones asociadas Ecopetrol sea la operadora en el último lustro del período de explotación y que dicha condición conste en el contrato de asociación respectivo. Igualmente es indispensable que los representantes de la empresa en el Comité Ejecutivo previsto en tales contratos cumplan con celo, técnica y previsión la totalidad de sus obligaciones no sólo en lo referente a la búsqueda de la eficiencia y control del gasto, sino también en lo relacionado con las inversiones para exigir aquellas que sean necesarias no sólo para el desarrollo y explotación de los yacimientos sino también las que se consideren convenientes para la mejor conservación y productividad de éstos.

NACIONALIZACION

P.— ¿Por último, Dr. Galán, es usted partidario de la Nacionalización de la Industria del Petróleo en todas las ramas que la integran?

R.— La nacionalización busca que los recursos de hidrocarburos con que cuenta el país sean administrados directamente por el Estado con prescindencia del capital privado, en todas las ramas que integran la industria: Exploración, Explotación, Refinación, Transporte y Distribución. Pero lo que importa no es solamente determinar quién administra esos recursos sino principalmente la eficiencia con que administran y cuál es la participación real que el Estado recibe por dicho concepto.

En el momento hay predominio del Estado en materia de producción de crudo y gas, refinación, transporte por oleoductos y poliductos y en petroquímica; existe casi equilibrio en lo referente a transporte y distribución de gas natural y sólo hay predominio de la empresa privada en el ramo de la exploración y distribución de derivados. Las cifras pertinentes así lo indican.

Industria del Petróleo Ramas	Privatizado	Estatizado
	%	%
1. Exploración	70	30
2. Explotación de petróleo y gas	41	59
3. Refinación	0	100
4. Transporte por Oleoducto y Poliducto	25	75
5. Transporte y distribución de gas natural	51	49
6. Distribución de derivados	82	18
7. Petroquímica	10	90

No se puede olvidar tampoco que la empresa es dueña de más del 75% de las reservas probadas con que cuenta el país en materia de petróleo y gas y que a partir de la vigencia de la Ley 20 de 1969 se eliminó la propiedad privada del subsuelo petrolífero, es decir se nacionalizó éste, respetando desde luego los derechos adquiridos con anterioridad a la Ley. O sea que la colombianización progresiva de la industria, que propugnamos cuando estuvimos al frente de los destinos de la empresa, se ha venido logrando y sus resultados serían mejores en el ramo de exploración si se permitiera a Ecopetrol una mayor capitalización de sus utilidades y se eliminaran los subsidios que soporta y "las interferencias y asedios que sufre

sobre sus recursos de parte de varios entes estatales con crónica escasez de recursos", como sostiene con razón un notable y reciente representante de la Empresa.

La cooperación financiera y técnica en la rama de exploración seguirá siendo necesaria por mucho tiempo y Colombia no debe prescindir de ella, cuando falta por explorar más del 75% de nuestras cuencas sedimentarias promisorias.

Igualmente es urgente también que Ecopetrol precise y determine cuáles van a ser las áreas que reserva para su gestión directa y cuáles las que deja para explorar y desarrollar por el sistema de asociación o producción compartida o por contratos de servicios. Dichas decisiones deben tomarse a la luz de la experiencia que se vaya teniendo y con base en estudios geofísicos de gran calidad técnica.

Los avances logrados para la colombianización de la industria se han conseguido respetando siempre los derechos legítimos de la actividad privada, pues la recuperación y control legítimo de nuestros recursos naturales para un mayor beneficio del país, no puede llevarnos a la autarquía ni al chauvinismo, ni a rechazar tampoco por un nacionalismo enfermizo la cooperación financiera y técnica de los países desarrollados, siempre que se consiga en condiciones equitativas y sin mengua de la dignidad y soberanía nacionales.

Desarrollo Petrolero en Colombia

Elementos para una Estrategia

Por Francisco Chona

1. HACIA UNA POLITICA PETROLERA

El petróleo colombiano adquiere cada vez más un papel preponderante en la economía nacional, como factor de desarrollo del propio sector energético, como fuente importante de divisas para alimentar la balanza cambiaria, como sector que transfiere importantes recursos internos tanto en el campo fiscal como hacia otros renglones de la industria.

Todo esto resumido se traduce, sin duda alguna, en factor de bienestar para la sociedad colombiana.

Teniendo en cuenta esa importancia múltiple del petróleo para la economía nacional, es indispensable que un gobierno le trace unos derroteros claros para su crecimiento y le elimine todas las interferencias que puedan estar limitando su desarrollo.

Descontadas estas premisas, es necesario igualmente fortalecer el ente estatal encargado

de desarrollar la política establecida para tal efecto y lograr ser una contraparte seria y eficaz, para poder canalizar, de la mejor forma, la inversión extranjera que normalmente se ha requerido en este campo.

2. LOS BENEFICIOS DEL PETROLEO

Son claros los beneficios del petróleo en una sociedad como la nuestra. En el momento, las exportaciones de petróleo y derivados representan el segundo renglón de ingresos de divisas para el país: En 1988, no obstante la depresión que sufrieron los precios en el mercado internacional, este rubro representó más de novecientos millones de dólares (US\$900'), siendo el segundo en importancia después del café.

En materia de transferencias, considerando los impuestos pagados, generados y recaudados por Ecopetrol en la vigencia correspondiente al año de 1988, adicionados con las regalías petroleras y transferencias a la nación,

se obtiene una suma de ciento setenta y dos mil trescientos cincuenta y cuatro millones de pesos (\$172.354'). Si relacionamos esta suma con el total de los ingresos operacionales de la Empresa en el mismo período (\$534.613 millones), se obtiene que el tributo de Ecopetrol con base en sus ingresos brutos fue del 32.2%. Este es un parámetro que se debe mirar con mucha atención, por parte del gobierno, en una empresa cuyo balance arroja una pérdida no operacional de ochenta y siete mil ciento cuarenta y dos millones de pesos (\$87.142') para la vigencia del año 1988.

La discriminación de los tributos exigidos se detalla de la siguiente manera:

TRIBUTOS DE ECOPETROL PARA LA VIGENCIA DE 1988

Clase de Tributo	Monto Millones \$
—Fondo Vial	79.141
—Impuesto a las Ventas	14.760
—Impuesto Dptal. por consumo de gasolina	494
—Subsidio por consumo de Gasolina	446
—Impuesto a las Importaciones (18%) de Gasolina — Productos — materiales	12.211
—Impuesto Predial, Vehículos, timbres, Aduana, y otros	5.155
—Impuesto de renta	6.933*
—Transferencia al Gobierno Nacional Fondo Reconstrucción — Resurgir	5.500
—Regalías Petroleras del 20% con destino a la Nación, Departamentos, Intendencias, Municipios, otras.	47.714
TOTAL	\$ 172.354

* Valor pagado por concepto de Retención y Anticipos.

3. BASES PARA UNA POLITICA SANA Y EFICAZ

Reconociendo la serie de beneficios que aporta el sector petrolero a la nación, es indispensable establecer claros y precisos derroteros para la administración de este sector por parte del Estado.

En primer lugar, la dirección de la política de este recurso de tanta trascendencia política, económica y social —ya que constituye sin duda uno de los puntos claves para el manejo de la política de paz y de la subversión—, *...debe tener un fuero de carácter presidencial.*

En segundo lugar, el Estado deberá tener una participación progresiva en los diferentes aspectos de la explotación de los hidrocarburos, teniendo en cuenta que de dicho sector provienen recursos de gran significación para el financiamiento de las políticas de otros sectores económicos y especialmente de los programas de acción social, que deben ser la prioridad del gobierno.

En tercer lugar, el petróleo, y más amplio aún, el sector energético, debe estar plasmado como uno de los sectores líderes del desarrollo nacional y, por lo tanto, debe ser parte estratégica en la concepción del nuevo Plan Nacional de Desarrollo que se pretenda seguir hacia el futuro.

En cuarto lugar, deben eliminarse las interferencias que sobre los recursos de este sector se presentan a diario, por parte de diferentes entes estatales, lo cual hace difícil y prácticamente imposible la planeación del sector petrolero a mediano y largo plazo.

En este sentido, debe definirse una contribución única —por grande que sea— de tal manera que el sector no se vea asediado por las diferentes agencias del Estado, con crónica escasez de recursos.

En este aspecto, el gobierno central debe fijar una política unificada en materia de tribu-

tación o de transferencias de recursos, como es el caso de la diversidad de destinos que se le dan al precio de la gasolina y que ponen en serio peligro, tanto la estabilidad del ente estatal rector de la política, como a las mismas entidades que aspiran a recibir beneficios directos del petróleo. La planificación que se haga a través de la compañía estatal del sector petrolero, tiene que ser independiente del sector gubernamental, puesto que al no existir reglas claras, los recursos de Ecopetrol siempre se transferirán en desorden al gobierno, con grave perjuicio para la industria cuya planeación trasciende los cuatro años de la duración constitucional de nuestros gobernantes.

Alrededor de esta gestión desordenada del gasto de los recursos petroleros, se han dado todas las distorsiones que pueda imaginar un equipo económico de gobierno. Es lo que le sucede a la Empresa Colombiana de Petróleos, dedicada hoy día a numerosas inversiones que nada tienen que ver con sus objetivos; desde puestos de salud, acueductos, escuelas, carreteras, campaña libertadora, etc., hasta la rehabilitación nacional.

Por lo tanto, y como se señaló, es necesario que el gobierno nacional perciba todos los recursos que considere convenientes a través del petróleo, y que por medio del CONPES o por el organismo que estime adecuado, haga una asignación eficiente y ágil de dichas transferencias y en esta forma se exonere a Ecopetrol de esa desviación de objetivos para los cuales no fue creada ni está organizada.

Con este mismo criterio deberían manejarse las regalías del petróleo, haciendo una asignación y redistribución de ese recurso a nivel nacional, con el fin de no seguir fomentando la inequidad entre unas regiones y otras, que pueda provocar en el futuro fuertes diferencias entre regiones ricas y pobres, cuando el petróleo debe ser un recurso al servicio de la nación entera.

Como se pudo apreciar anteriormente y de acuerdo con datos actualizados, las transferencias de recursos de Ecopetrol por distintas

vías, representaron el año pasado el 32.2% del total de sus ingresos, creándole a la empresa estatal toda serie de conflictos con diversos organismos del Estado. No es aceptable que muchos entes estatales, por carecer de una planeación seria, vivan de ese presupuesto "informal". Si dicho porcentaje pasara automáticamente a un ente designado por el gobierno, para que éste a su vez reasigne ese gasto a nivel nacional, sería enorme la racionalidad que se lograría en beneficio de todo el Estado. Esta sería una forma sana y equitativa de Planeación y Ecopetrol podría dedicar con toda intensidad el resto de sus recursos económicos y su potencial humano al cumplimiento de sus objetivos.

4. REFORMA LEGISLATIVA

A todas aquellas propuestas mencionadas en el punto anterior, debe responderse con los ajustes que sean necesarios en la legislación vigente.

Es indispensable que el gobierno tenga claridad en las políticas que se ejecutan en el sector petrolero y los resultados económicos que las mismas producen. Dichos resultados deben ser claros tanto desde el punto de vista de la política de la empresa Estatal, en forma directa, como en sus logros en la actividad que ejerce en asocio con las compañías extranjeras.

5. OTROS VACIOS Y LIMITANTES

A continuación se enunciarán otros limitantes y vacíos, de la política petrolera:

—La falta de una estrategia en materia de refinación, que defina en forma precisa su acción hacia el futuro ya sea para que la adelante el Estado, la empresa privada nacional o extranjera, o en forma mixta con capital mayoritario estatal. A estas alturas, después de quince (15) años de haberse colombianizado la refinación en Colombia con la compra de la Refinería de Cartagena, hay interpretaciones de juristas

e industriales que aseguran que la actividad refinadora de petróleo es libre.

—La carencia de una política de transporte de crudos por oleoductos. Este vacío impide saber de una vez por todas, quién tiene el manejo y la administración de estos oleoductos; cómo debe ser la inversión para la construcción de nuevas líneas; si es factible o no, tal como está ocurriendo en la actualidad, que el Estado tenga que pagar por el transporte de su propio crudo como lo pretende hoy día la Occidental al querer cobrarle a la nación el transporte del petróleo que le corresponde a Colombia como regalía. Que exista una definición sobre los oleoductos que se construyan bajo el sistema de Asociación. La figura jurídica bajo la cual se creó y construyó el oleoducto Caño Limón-Coveñas está plagada de indefiniciones.

—Determinar claramente el desarrollo de la petroquímica, ligada íntimamente a la política de refinación y a las nuevas refinerías que se puedan establecer más adelante en el país. Igualmente el desarrollo de toda la industria paralela a este sector (plásticos, fertilizantes, etc.). El sector petroquímico avanzó en Colombia hasta cuando el gobierno del Presidente López Michelsen se lo asignó al IFI. Se han perdido quince (15) años como consecuencia de una política regresiva en el sector petroquímico.

—Fijar los usos del gas asociado al petróleo, cuando éste sale de explotaciones en concesión o bajo contratos de asociación. Se continúa quemando gas en Huila y Casanare por falta de una política clara en esta materia.

—Definición de la política de precios de combustibles. Es el mismo gobierno el que maneja en forma anárquica estos precios. Unas veces los precios internos responden a los precios internacionales y otras veces no, causando un enorme desequilibrio en el presupuesto de Ecopetrol y por ende del Estado. El equipo económico debería tener pautas claras y permanentes para determinar los ajustes, teniendo en cuenta sus serias implicaciones in-

flacionarias, aunque el incremento mismo del precio de la gasolina no tenga una gran incidencia en los costos generales del transporte.

Es clara la trascendencia de estos reajustes en la economía general del país y su repercusión en materia social. También son conocidos los efectos de estos reajustes, en las negociaciones anuales del salario mínimo y en general de la política laboral.

—Establecer la participación del petróleo en el Programa Nacional de Desarrollo que permita la ejecución armoniosa de prioridades definidas frente a las demás fuentes energéticas que quiera desarrollar el país en el futuro.

—Definir la participación de los recursos petroleros en otros sectores de la economía, ya sean afines o no.

6. FORTALECIMIENTO DE LA EMPRESA ESTATAL

Previo el cumplimiento del requisito básico de dotar al país de una política clara para el desarrollo de sus hidrocarburos, se puede determinar el camino de Ecopetrol y de su radio de acción en el concierto nacional e internacional.

Teniendo en cuenta todas las recomendaciones de política anteriormente anotadas, se hace necesario precisar las tareas que puede desarrollar la empresa estatal petrolera, como:

—Exploración y explotación de hidrocarburos, investigación, acopio y desarrollo de nuevas tecnologías tanto de su área productiva como de su factor humano.

—Refinación, transporte y distribución de los mismos.

—Aprovechamiento del gas natural para el consumo doméstico, industrial y del parque automotor.

—Desarrollo petroquímico paralelo con la actividad refinadora.

—Incurción exploratoria en otros países con igual o menor desarrollo petrolero relativo.

EXPLORACION Y EXPLOTACION, DESARROLLO TECNOLÓGICO Y FACTOR HUMANO

En esta materia y con el objeto de garantizar el éxito exploratorio al país, la empresa estatal debe emprender una ambiciosa política de capacitación de personal y de asimilación de tecnologías extranjeras. Tal actividad debe desarrollarla a través del Instituto Colombiano del Petróleo, entidad creada en buena hora, precisamente para cumplir con dicho objetivo, el cual se ha enrarecido por los últimos acontecimientos que se han registrado en el sector.

Contando con el personal idóneo y con todo el cúmulo de conocimientos que se ventilan en la industria petrolera mundial, Ecopetrol puede desarrollar con excelente resultado su misión de explorar en las áreas con mayor potencial en el país. Así, los recursos de inversión que previamente debe haberle garantizado el Estado, pueden ser productivos y el país puede continuar aumentando sus reservas en forma significativa a través de su empresa estatal.

De esta manera y en un tiempo razonable, Ecopetrol podrá estar administrando en forma directa una serie importante de campos nuevos, y adoptando su propio modelo tecnológico como lo han hecho otras naciones que ingresaron a la lista de países petroleros muy especialmente en América Latina: México, Venezuela, Brasil.

REFINACION, TRANSPORTE Y DISTRIBUCION

Con una meta de autoabastecimiento de hidrocarburos ya alcanzada, es apenas lógico, lograr un abastecimiento adecuado y suficiente de derivados para el mercado interno.

No es razonable, en la época contemporánea, tener un país con petróleo pero sin gasolina suficiente, como actualmente sucede en Colombia. Las importaciones de gasolina motor en los últimos cinco años (1984 - 1988) alcanzaron la suma de ochocientos seis millones de dólares (US\$806') cifra que se duplicará en los próximos cuatro años (1989 - 1992) y se tornará aún más crítica durante toda la década del noventa, si continúa retrasándose la decisión de construir una nueva refinería. De ahí que la expansión de la refinación constituya un paso indispensable e impostergable para el país. Colombia debe tener la garantía de un abastecimiento seguro para su transporte de pasajeros, carga, y la misma aviación o flota naviera, ya sea civil o militar. Es una cuestión de pura soberanía nacional, que no puede estar supeditada en un momento dado a las crisis de los mercados internacionales o a los conflictos políticos, como ha sucedido ya en otras naciones. Las importaciones de gasolina pasaron de cuatro millones setecientos mil barriles (4.7') en 1987 a ocho millones doscientos mil barriles (8.2') en 1988 con un costo que varió de noventa millones de dólares (US\$90') en 1987, a ciento cincuenta y tres millones cien mil dólares (US\$153.1') en 1988.

Es tan importante el suministro suficiente y eficiente de los combustibles, como la dotación de una red segura y permanente de transporte ya sean oleoductos, poliductos, plantas de abasto o estaciones de gasolina, punto final al consumidor. Dentro de esa concepción, es apenas aconsejable la presencia de la empresa estatal en toda su infraestructura de transporte y también en sus canales de distribución. En este último aspecto, es clara la necesidad de fortalecer la empresa Terpel, a fin de tener un colchón de seguridad en momentos en que puedan surgir conflictos con empresas que tradicionalmente han efectuado este servicio en el mercado nacional. La política expresada en la primera parte del actual gobierno, consistente en la obtención del 50% del mercado de productos terminados a través de los Terpeles se debe mantener y fortalecer.

APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL

Las reservas de gas en el país son de 4.658 miles de millones de pies cúbicos equivalentes a una tercera parte del total de las reservas petrolíferas, actualmente cuantificadas en 2.196 millones de barriles.

Esta riqueza, significativa por cierto, debe igualmente ponerse al servicio de la sociedad colombiana.

De un lado, en el consumo doméstico, a fin de aminorar el alto costo que está teniendo la energía eléctrica en la canasta familiar de los colombianos. De otra parte, en el transporte de servicio público (carga y pasajeros) y en esta forma reducir los costos al transportador y aprovechar su efecto anticontaminante en las grandes ciudades.

Por otro lado, el gas debe servir al desarrollo industrial, mediante su aprovechamiento en la producción de fertilizantes (Amoníaco - Urea). Este último, sin duda, puede tener inmensas repercusiones en la población colombiana, dados sus numerosos beneficios. En efecto, la fabricación intensiva de fertilizantes en el país puede constituir un factor indiscutible en el desarrollo de la agricultura con beneficios tanto para el productor rural, que podrá disminuir así sus costos, como para el consumidor en las ciudades, que puede recibir alimentos a precios más moderados de los que se pudieran registrar si seguimos dependiendo de las costosas importaciones de fertilizantes.

En este campo son factibles diferentes proyectos de plantas que puedan hacer un suministro adecuado de fertilizantes a la agricultura nacional. En las provincias gasíferas de Guajira y Valle Medio del Magdalena existen suficientes reservas para construir plantas de Amoníaco - Urea. Las importaciones de este elemento ascendieron el año pasado a cantidades cercanas a las trescientas mil (300.000) toneladas métricas con un costo aproximado a los cincuenta millones de dólares (US\$50).

Esta fuga de divisas se puede evitar mediante la construcción de tres plantas de ciento cincuenta mil toneladas (150.000) localizadas en la Costa Atlántica, Valle Medio del Magdalena, Huila o Casanare. En estas dos últimas provincias, una vez se inicie la explotación petrolera, quedarán remanentes de gas asociado que en otras épocas se quemó. Es mejor subsidiar o valorar en cero (0) este subproducto e irrigarlo al sector agrícola abaratando este insumo.

De otra parte, mediante la ejecución de proyectos desde hace tiempo identificados, el gas natural podrá servir masivamente en las cocinas de los barrios populares, cada vez más numerosos en las principales ciudades del país.

Adicionalmente al consumo del gas natural, podrá esperarse una racionalización de la generación y del consumo de energía eléctrica, que tantos sobrecostos y problemas de deuda externa le está causando al país.

En este campo el protagonismo del Estado es esencial. Por ejemplo, la posibilidad de aprovechar el gas asociado al petróleo mismo, en las diferentes regiones petroleras del país, mediante la definición de una política que impida la quema de éste y facilite su aprovechamiento en la producción de fertilizantes a precios por debajo o iguales a la competencia externa. No es claro que la misma pudiera ser ejecutada por el sector privado, dados los subsidios implícitos y las regulaciones de precios apenas obvias, por tratarse de un producto indispensable para la agricultura.

DESARROLLO PETROQUIMICO

La actividad de refinación de petróleo es la abanderada del desarrollo petroquímico del país. Sin ella no hubieran podido crearse numerosas empresas que aprovechan en el país derivados y otras materias primas provenientes de los procesos del petróleo y del gas.

Es asimismo, una actividad que le ha permitido al país generar importantes volúmenes de

divisas, aún en épocas de crisis y de faltantes de petróleo en el mercado interno.

Gracias a las exportaciones de petroquímicos y combustóleo o fuel-oil (sub-producto de los actuales procesos de refinación), el país pudo pagar buena parte de las importaciones de crudo que se debieron realizar durante más de diez años (1975 - 1985). De ahí la importancia de esta actividad y del papel regulador del Estado a fin de que las materias primas requeridas por la industria nacional, no se vean afectadas en el tiempo, por factores perturbadores como el de los precios.

Son claros en otros sectores, los efectos negativos de los costos crecientes de materias primas producidas bajo una organización monopólica, de carácter privado.

Es por esto, que en la parte de la política, se requiere un manejo prudencial por parte del Estado, de tal manera que garantice el desarrollo de muchas industrias paralelas del sector petroquímico.

PROYECCION INTERNACIONAL

Con la creación de Ecopetrol Internacional, se buscaba entrar en el mundo petrolero exterior, para apropiarse mayores utilidades a una empresa cuyo volumen de ventas en el mercado internacional va en aumento y que llegará en la década del noventa a niveles por encima de los dos mil millones de dólares (US\$2.000.) por año. Se hace necesaria la preparación de un equipo de trabajo que con idoneidad, conocimientos y cultura comercial, intervenga en este difícil mercado del petróleo. Ecopetrol no puede seguir negociando su petróleo y sus derivados con los mismos intermediarios con que ha venido haciéndolo en sus treinta y siete (37) años de existencia. Se requiere de un cambio radical en un comercio desbordado por la magnitud de las cifras que en breve lapso se estarán manejando.

En el aspecto del avance técnico, es también importante el contacto con el mundo exterior.

Las innovaciones y adelantos tecnológicos en el mundo petrolero, no llegarán en forma espontánea. Se requiere de expertos inteligentemente preparados para asimilar ese adelanto, en donde la gran mayoría de las veces, asimilar significa comprar. Esta debería ser una tarea muy clara y definida del "Instituto Colombiano del Petróleo". De otra parte, al parecer, se le han hecho ofertas al país para formar asociaciones que permitan explorar en naciones de igual o menor avance tecnológico que el nuestro, como es el caso del Perú en donde por intermedio de la que en su momento se denominó "Ecopetrol Internacional", se pueda hacer presencia con un sentido muy claro de la integración tantas veces fallida del Pacto Andino.

Es cuestión de definir políticas y de romper el hielo de la timidez y, ante todo, superar la pequeñez de pensamiento y proyección que ha sido tradicional en la mentalidad de nuestra dirigencia colombiana.

7. LA INVERSION EXTRANJERA EN EL SECTOR PETROLERO

El componente de la inversión extranjera en el sector de los hidrocarburos, ha sido un factor predominante en el país. En una larga etapa, de más de setenta (70) años, dicha inversión llegó al país mediante el sistema de concesión, sustituido en 1969 y abolido en 1974 por el sistema de contratos de asociación.

En el primer caso, la contribución al país se hizo efectiva a través del pago de regalías, cuyo monto varió según los casos alcanzando un nivel máximo del 14.5%.

En el caso de la asociación, dicha regalía se incrementó a un 20%. Las otras participaciones para el Estado, especialmente aquellas que se cuantifican teóricamente, como es el caso de impuestos, no son perfectamente claras.

Para lograr una mayor claridad en este punto fundamental de nuestra política petrolera, es conveniente revisar la filosofía actual

del contrato de asociación, en el cual la compañía asociada paga una regalía del 20% a la nación y las inversiones de desarrollo y los gastos de producción se comparten en un 50% entre Ecopetrol y la asociada, repartiéndose a sí mismas el restante 80% en partes iguales, o sea que Ecopetrol recibe un 40% y la asociada el otro 40%.

A pesar de lo que sostienen algunos estudiosos en relación con lo anterior, que la participación real del Estado colombiano es del 83% (distribuidos así: 20% de regalías a la nación más 40% que recibe Ecopetrol, más un 23% que se dice pagan las asociadas por impuestos) es muy fácil desmontar este argumento, ya que debido a la maraña tributaria, se hace difícil la comprobación del pago de estos impuestos. Además, Ecopetrol debe asumir el 50% de los costos e inversiones que implican el desarrollo y la explotación de los campos asociados, lo cual permite demostrar en forma sencilla, que aun el 60% que recibe el Estado no es más que una participación teórica.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, sería muy prudente simplificar la contribución de una compañía privada (nacional o extranjera) asociada, determinando una participación concreta en especie, a fin de no tener que hacer muchos cálculos contables y facilitar así el control de la misma. Dicha participación debería traducirse, de una manera clara, por ejemplo mediante un incremento de la regalía o mediante una sustitución de la carga tributaria e inversiones de desarrollo del ente estatal, por crudo en especie, que podría ser de un 30%, además de las regalías.

A fin de no provocar ninguna erosión de impuestos en las arcas de la nación, el equivalente de la carga impositiva —que se asegura pagan las compañías asociadas— debería imponerse a la empresa estatal Ecopetrol, que es la que en últimas iría a percibir la participación adicional del crudo en especie.

La nueva fórmula, más fácil, sería, como se ve, muy favorable para ambas partes.

Por otra parte, es igualmente necesario simplificar las cuentas referentes al capital externo que se registra en el país como inversión extranjera en petróleo. En ese sentido, la Oficina de Cambios del Banco de la República podría evaluar permanentemente el efecto neto de dicho "capital de petróleo" en la balanza cambiaria del país.

En otro aspecto, de carácter jurídico y a fin de preservar la soberanía nacional sobre su riqueza del subsuelo, es indispensable corregir las normas vigentes mediante las cuales se permite que las compañías extranjeras realicen operaciones entre sí, en el exterior, en donde están en juego las reservas nacionales, las cuales, aunque hayan sido descubiertas bajo el desarrollo de los contratos de Asociación, forman parte del patrimonio nacional. Tal es el caso ya conocido, de las operaciones Occidental-Shell-Repsol (Hispanoil) sobre las reservas de Caño Limón; de Shell-Hocol, sobre las reservas en el Huila o posibles casos que se estén presentando entre particulares colombianos revendiendo áreas sedimentarias con presuntos derechos de propiedad del subsuelo a compañías transnacionales, sin conocimiento previo del gobierno.

No se puede perder de vista, que todas las riquezas del subsuelo colombiano, por mandato constitucional, pertenecen a la Nación. El contrato de asociación se aplica a partir del momento en que el petróleo llega a los tanques en superficie, sin que esto implique dominio sobre las reservas aún no producidas. Así las cosas, se lograría una percepción positiva de la opinión pública nacional, sobre las actuaciones del gobierno, frente a las compañías extranjeras asociadas, lo cual podría ser un factor importante en el proceso de aclimatar la paz nacional.

8. LA PRIVATIZACION

Se puso de moda el concepto de "privatización" y tomará mayor auge en la próxima década por efectos de la apertura ya iniciada por

los países del bloque socialista y la irrigación de inversiones de los países ricos del mundo capitalista. La privatización de la industria petrolera calificada como estratégica, en un país en vía de desarrollo, se debe analizar con mucho cuidado.

En el concepto de privatización va implícita la búsqueda de la eficiencia cuando de ella se carece por la influencia burocrática del Estado.

Colombia, desde principios de siglo, inició con una industria petrolera privatizada y sus efectos no se sintieron a nivel social debido a su bajo desarrollo y, por ende, al bajo consumo y demanda de combustibles. Sin embargo, antes de 1950 no obstante ser un país exportador de petróleo, fue importador de derivados y estos se pagaron a precios por encima de los índices del mercado de Nueva York.

Con la creación de la "Empresa Colombiana de Petróleos" en agosto de 1951, se inició una nueva era y un nuevo concepto de la estatiza-

ción de una parte del sector energético. Transcurridos 37 años de insurgencia estatista y actuación de Ecopetrol, el sector petrolero se encuentra en las siguientes condiciones en lo que respecta a estatización y privatización: (ver cuadro anterior).

Se percibe una excelente ponderación en cuanto a la participación de los sectores privado y estatal en las inversiones de la industria petrolera en Colombia. El sector privado colombiano debe incursionar más en el sector petroquímico bajo el esquema de Empresa de Economía Mixta y viceversa, la distribución de combustibles debe tender hacia la búsqueda de una mayor participación del Estado a través de la empresa Terpel. Colombia como país en vía de desarrollo, se encuentra aún muy lejos de poder comprometerse en una privatización, por ejemplo, de la actividad refinadora. Se requiere la oferta de un combustible subsidiado como una forma de distribución de riqueza o, dicho de otra manera, como un medio para cooperar en la eliminación paulatina de la pobreza. Cuando esta sociedad tenga cómo pagar lo que hoy tiene que subsidiar el Estado, o cuando la oferta de los combustibles se haga a precios superiores a los del mercado externo, por la ineficiencia del ente estatal, la recomendación obligada sería la privatización.

SUB-SECTORES	PARTICIPACION PORCENTUAL	
	Privatizado %	Estatizado %
1. Exploración	70	30
2. Explotación	41	59 *
3. Transporte por Oleoductos-Poliductos	25	75
4. Refinación	0	100
5. Distribución de Derivados	82	18
6. Distribución y Transporte de Gas Natural	51	49
7. Petroquímica	10	90

*Ecopetrol con su explotación directa participa del 22% de la producción nacional. La distribución 41% - 59% involucra su participación en la explotación asociada.

COMENTARIO FINAL

Los planteamientos aquí expuestos van dirigidos a proyectar un nuevo horizonte petrolero para el país, de tal forma que los colombianos puedan recibir con creces una sólida y permanente contribución del petróleo a su desarrollo económico y social.

En ese mismo sentido el petróleo, sobre la base de un manejo futuro planificado y transparente, puede aportar una parte muy significativa de lo que se quiere para conquistar y consolidar la paz de Colombia.

CUADRO 1

**BALANCE DE LAS EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE PETROLEO,
DERIVADOS Y PETROQUIMICOS EN COLOMBIA
(MILLONES DE DOLARES)**

Años	Valor Exportaciones	Valor Importaciones	Balance
1984	488.0	443.0	45.0
1985	453.6	456.3	(2.7)
1986	461.8	126.3	335.5
1987	895.6	99.5	796.1
1988	694.5	155.7	538.8
TOTALES	2.993.5	1.280.8	1.712.7

CUADRO 2

**VOLUMEN Y VALOR DE LAS IMPORTACIONES DE GASOLINA MOTOR
EN COLOMBIA**

Años	Volumen Importado Millones de Bbls.	Valor de la Importación Millones de Dólares	Costo Unitario US\$/Bbl. US\$/Gal	
1984	5.67	166.33	29.31	0.70
1985	9.41	276.13	29.33	0.70
1986	7.66	120.28	15.70	0.37
1987	4.67	90.04	19.28	0.46
1988	8.25	153.09	18.56	0.44
TOTALES	35.66	805.87	22.60	0.54

CUADRO 3

**EVOLUCION DE LOS PRECIOS AL PUBLICO DE LA GASOLINA MOTOR
A DICIEMBRE 31 DE CADA AÑO**

Años	PRECIOS DE LA GASOLINA			PRECIO PROMEDIO
	Pesos Corrientes	Pesos Constantes	Dólares Corrientes	Gasolina Importada US\$/GAL.
	\$ / Gal.	Dic./83 \$ / Gal.	US\$/Gal.	US\$/Gal.
1983	77.50	77.50	0.88	0.78
1984	89.10	75.33	0.79	0.70
1985	107.00	73.88	0.63	0.70
1986	131.00	74.79	0.60	0.37
1987	157.00	72.26	0.60	0.46
1988	195.00	70.05	0.59	0.44

Refinación Nacional y Suministro de Combustible

Por Angel M. Díaz

I CAPACIDAD DE REFINACION

El Cuadro 1 resume desde 1973 hasta 1989, la situación nacional en su producción de crudos, cargas de refinación e importación de petróleo crudo y productos combustibles.

La capacidad de refinación nacional instalada asciende en abril de 1989 a 231.500 bls/d, con la siguiente distribución por refinerías:

• Refinería Barrancabermeja	=	155.000 bls/d
• Refinería de Cartagena	=	70.000 bls/d
• Refinería de Tibú	=	4.500 bls/d
• Refinería de Orito	=	2.000 bls/d
		<u>231.500 bls/d</u>

En ejecución se encuentran los siguientes proyectos de expansión:

Por mejoramiento de las unidades de destilación de crudo en la refinería de Barrancabermeja	=	15.000 bls/día
---	---	----------------

Nueva planta de destilación en Villavicencio para la producción de asfaltos y destilados livianos.

2.600 bls/d.
17.600 bls/día

Con los proyectos anteriores la capacidad refinadora del país para 1990 será de 249.100 bls/día de operación.

Esta capacidad refinadora principia a estar en déficit con las necesidades del país así:

a) Por concepto de Destilados medios (Queroseno & ACPM)

El suministro de Queroseno y ACPM se encuentra en balance con las necesidades nacionales en 1989, existiendo un volumen adicional de ACPM equivalente a 6.000 bls/día que se exporta.

Una proyección de estos destilados medios a su rata de crecimiento promedia del 4.5% da las siguientes cifras.

	Demanda de Que- roso no más ACMP	Capacidad de Producción	Sobrante (Déficit)	Refinación Adicional Primaria para ab- sorber los Déficits.
AÑO	BLS/DIA	BLS/DIA	BLS/DIA	B/D.C.
1986	34.072	—	—	—
1987	36.846	—	—	—
1988	38.504	—	—	—
1989	40.237	46.236	6.000	—
1990	42.047	46.236	4.189	—
1991	43.939	46.236	2.297	—
1992	45.917	46.236	1.000	—
1993	47.938	46.236	(1.702)	9.782
1994	50.142	46.236	(3.906)	22.448
1995	52.398	46.236	(6.162)	35.414
1996	54.756	46.236	(8.520)	48.965
1997	57.220	46.236	(10.984)	63.126
1998	59.796	46.236	(13.560)	77.931
1999	62.486	46.236	(16.250)	93.390
2000	65.300	46.236	(19.064)	109.563

	Consumo Nac. de de Gasol. Motor	Déficit y/o Imp. de Gasol. Motor	Gasol. Motor Capac. Prod. Nac.	Capac. Refin. Adic. para ab- sorb. los Défi- Scits. Gas. Mot.
AÑO	BLS/DIA	BLS/DIA	BLS/DIA	B/D.C.
1980	72.800	20.700	—	—
1981	74.000	15.200	—	—
1982	77.800	25.500	—	—
1983	80.000	17.500	—	—
1984	82.600	15.500	—	—
1985	88.000	25.800	—	—
1986	91.000	21.000	—	—
1987	96.000	13.000	—	—
1988	101.000	20.000	—	—
1989	106.000(2)	25.000	81.000	34.200
1990	111.000(3)	30.000	81.000	41.000
1991	116.000(3)	29.000	87.000(1)	39.700
1992	121.500(3)	34.500	87.000	47.300
1993	127.000(3)	40.000	87.000	54.800
1994	133.000(3)	46.000	87.000	63.000
1995	139.000(3)	52.000	87.000	71.200
1996	145.600(3)	58.600	87.000	80.300
1997	152.500(3)	65.500	87.000	89.700
1998	159.800(3)	72.800	87.000	99.700
1999	167.400(3)	80.400	87.000	110.000
2000	175.400(3)	88.400	87.000	121.000

(1) Mejoras internas y optimización refinerías. (2) Crecimiento de la Gasolina Motor de 5.2%/Año.
 (3) Crecimiento de la Gasolina Motor de 4.8%/Año.

b) Por concepto de Gasolina Motor

El estadístico y la proyección del consumo nacional de gasolina motor se sintetiza en las cifras que se dan en el cuadro anterior. También se proyectan los faltantes de este producto y la capacidad refinadora a alta conversión que se tendría que instalar para absorber este déficit y evitar su importación.

c) Refinación adicional y/o capacidad de poliductos para la Importación de destilados medios y gasolina motor.

1- Requerimientos adicionales de la capacidad de refinación

	Por concepto de destilados medios	Por concepto de Gasolina Motor
AÑO	B/D.C.	B/D.C.
1989	—	34.000
1990	—	41.000
1991	—	40.000
1992	—	47.000
1993	9.800	55.000
1994	22.500	63.000
1995	35.500	71.000
1996	49.000	80.000
1997	63.000	90.000
1998	78.000	100.000
1999	93.000	110.000
2000	110.000	121.000

2- Si no se construye la capacidad refinadora adicional, se requerirá ensanchar los poliductos para la importación de destilados medios y Gasolina Motor en las siguientes capacidades (posiblemente el poliducto de pozos colocados (Sta. Marta) a Barrancabermeja y Costa del Pacífico-Yumbo).

Capacidad requerida de los Poliductos de Importación de Productos

AÑO	B/D.C.
1989	25.000
1990	30.000
1991	29.000
1992	34.500
1993	41.700
1994	49.900
1995	58.200
1996	67.200
1997	76.500
1998	86.400
1999	93.700
2000	107.500

3- Considerandos Generales para una decisión de suministro Nacional de Destilados Medios y Gasolina Motor

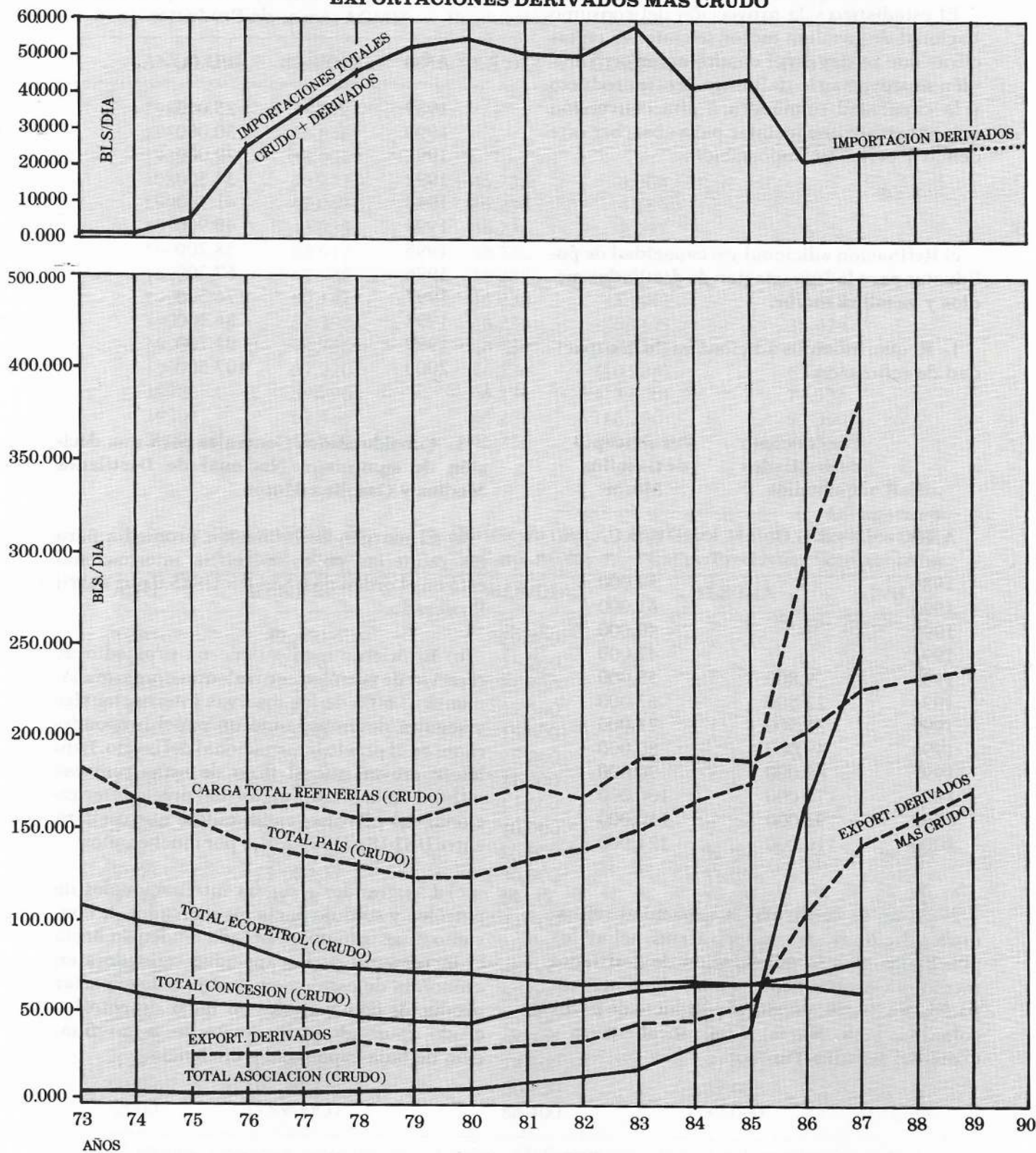
a) El margen de refinación promedia para las refinerías de competencia internacional está en el orden de US\$4.0 a US\$5.0 por Barril Procesado.

b) El oriente medio tiene un promedio de reservas de petróleo equivalentes aproximadamente al 60% de las reservas internacionales y seguirá desempeñando un papel preponderante en el precio internacional del crudo. Esto hace prever que el flujo de estas reservas influirá en la estabilización del precio internacional del petróleo, estimándose que oscilará entre US\$ 18 a US\$ 22/bl. y por muchos años.

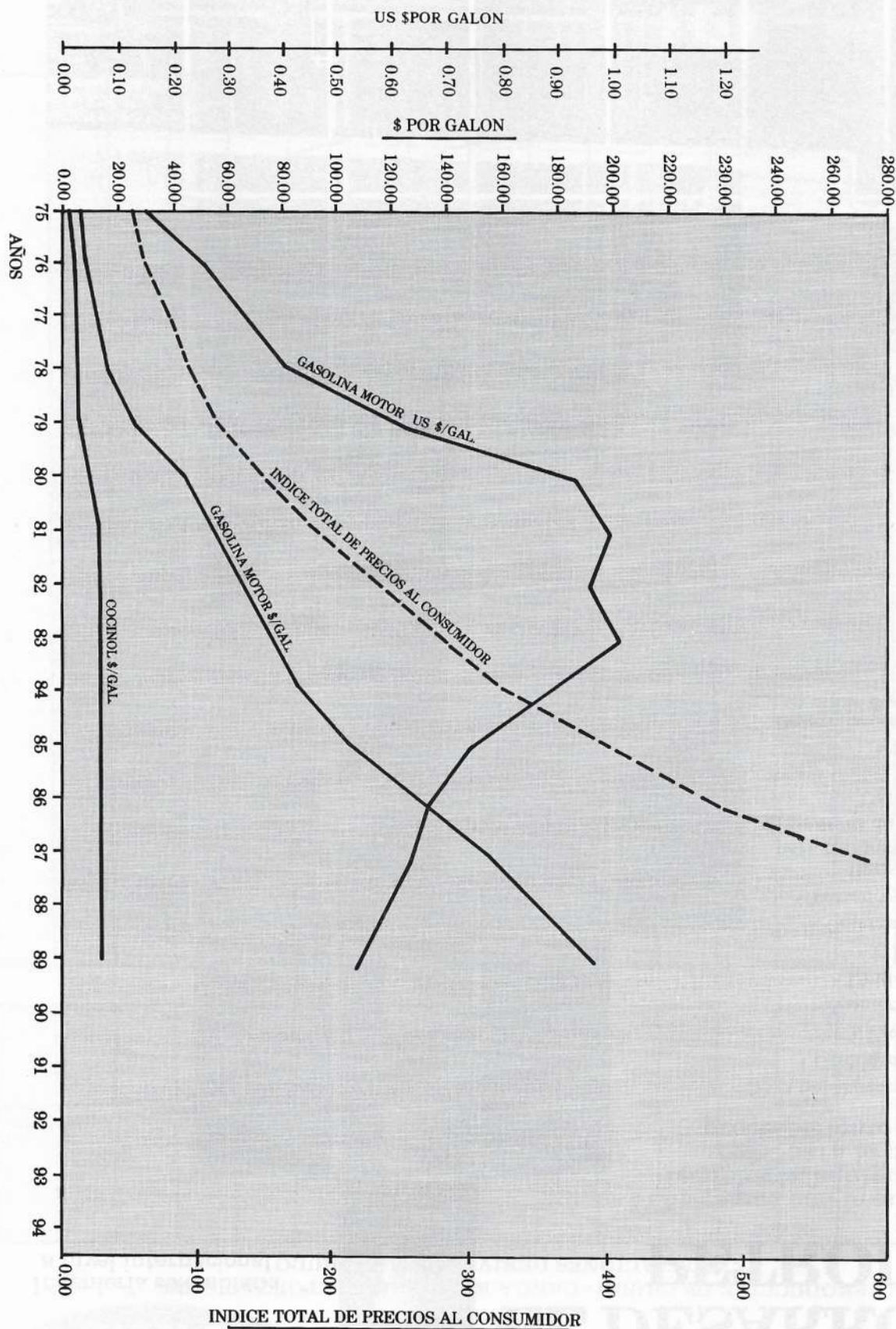
c) Las grandes reservas internacionales de petróleo y su flujo hacia los mercados de consumo muestran una marcada tendencia hacia el incremento de la capacidad refinadora en economía de escala con el objeto de exportar productos combustibles en lugar de petróleo crudo, causando serios trastornos a la refinación de baja capacidad y eficiencia.

CUADRO 1

**PRODUCCION DE CRUDO - CARGA REFINERIAS IMPORTACIONES
EXPORTACIONES DERIVADOS MAS CRUDO**



CUADRO 2
PRECIOS NACIONALES DE LA GASOLINA MOTOR, SU EQUIVALENTE
EN DOLARES Y SU POSIBLE INFLUENCIA EN EL INDICE
DE COSTOS AL CONSUMIDOR



Lo anterior viene creando un mercado de futuros de los derivados del petróleo y una estabilización razonable de sus precios.

d) Nuevamente se nota la influencia del control ambiental en los países industrializados como los Estados Unidos y Europa y a la vez el estancamiento de los proyectos de energía nuclear.

Por otra parte la demanda en estos países para combustóleo "Fuel Oil" crece con una apreciable diferencia de precios por su calidad.

EJ:	F.O %S	Abril/89 US\$/BL (N.Y.)
	2.2	15.50
	1.0	18.70
	0.7	20.00

e) El precio de la gasolina internacional de la gasolina motor en el Caribe se mantiene estable: entre US\$ 28 y US\$ 30/bl.

f) En el Gráfico 2 adjunto se ve el deterioro interno del precio en dólares de la gasolina motor, el cual ha venido apartándose del precio internacional (Véase Cuadro 3). Lo anterior presenta un costoso subsidio a medida que se aumentan los volúmenes de importación.

g) Con un margen bruto de refinación por barril procesado de US\$ 4.00 a US\$ 5.00 y una inversión aproximada para una nueva refinería de US\$ 8.500 por barril instalado; no justifica económicamente su inversión, a menos que ésta se lleve a cabo por motivos estratégicos de seguridad nacional.

h) Los numerales 1 y 2 descritos anteriormente, muestran la tendencia a la que el país se verá abocado por el déficit de producción de productos refinados (destilados medios y gasolina motor).

También muestra la posible capacidad de refinación que se requiere para absorber estos faltantes y en caso de no incrementarse la capacidad refinadora los volúmenes aproxima-

CUADRO 3

PRECIOS DE LA GASOLINA

	Marzo/89 US\$/Gal.
Canadá	1.44
Chile	1.21
Colombia	0.55
Costa Rica	1.31
Cuba	1.14
República Dominicana	0.66
Bolivia	0.87
Brasil	1.62
Ecuador	0.34
Salvador	1.50
Guatemala	1.16
Haití	1.98
Honduras	1.96
México	0.82
Nicaragua	2.09
Panamá	1.90
Paraguay	1.29
Perú	0.80
Puerto Rico	1.26
Uruguay	1.76

Precio internacional a granel en el Caribe 0.70/0.78

dos de destilados medios y gasolina motor que tendrían que importarse.

i) Soluciones Graduales: Con base en los considerandos anteriores se proponen las siguientes soluciones graduales:

1989 a 1992 = Optimizar la capacidad refinadora del país existente en sus plantas de destilación primaria, extracción, craqueo catalítico y recobro de vapores.

1989 a 1995 = Incrementar la capacidad de transporte de los poliductos de importación de productos refinados para ir absorbiendo por importación de los déficits nacionales de gasolina motor y destilados medios (Por ej.: Santa

Marta a Barrancabermeja y del Pacífico a Yumbo).

1995 en adelante. Programar una nueva refinería como estrategia y seguridad social y construida de tal forma que se pueda ir incrementando su capacidad con el objeto de abastecer el país por lo menos por 15 años. Esta nueva refinería deberá tener facilidades para procesar crudo nacional o importado.

Menores. Existen regiones del país a las cuales se les puede dar soluciones localizadas. Un ejemplo de ello es la Región alta de Nariño por donde pasa el Oleoducto de Orito a Tumaco. Una refinería de destilación primaria (topping) puede producir gasolina, queroseno y ACPM para los consumos de Nariño y Cauca. El crudo reducido de esta pequeña refinería se inyectaría nuevamente al crudo hacia Tumaco.

Lo anterior abarataría los productos en Nariño porque no se tendrían que transportar desde la refinería de Barrancabermeja y se evitaría el subsidio de transporte Yumbo - Pasto.

El precio diferencial de la gasolina en Pasto con respecto a Bogotá es de \$11,00/gal. y tiene adicionalmente un subsidio de transporte de \$3.13/gl.

Definiciones. Conviene aclarar legalmente para el país, si la refinación del petróleo es un monopolio del Estado o no. Juristas entendidos sobre el particular aseguran que no está estatizada y el Ministerio de Minas y Energía no ha podido demostrar lo contrario.

Lo anterior es importante por cuanto a niveles modestos hay empresarios que quisieran invertir en esta industria y como posibles soluciones para problemas locales.

II. BASES LUBRICANTES & PARAFINA

El consumo nacional para 1989 de Bases Lubricantes es del orden de 1.100.000 bls. La re-

finería de Barrancabermeja está en capacidad actual por limitación de suministro de crudos aptos para la manufactura de estos productos de producir 650.000 bls/año, lo cual deja un déficit de abastecimiento del 40% del mercado. Este déficit viene siendo abastecido por la importación de las compañías transnacionales, que tienen las facilidades portuarias y conexiones internacionales para la importación de estos productos. Las Compañías nacionales han venido sintiendo el rigor de la falta de producción de Ecopetrol y por este motivo no han podido crecer. Adicionalmente se ven en desventaja también a nivel nacional por la fuerte presión de las compañías transnacionales para obtener la materia prima nacional porque les resulta más económica.

Por otra parte y con el objeto de incrementar la producción nacional, la calidad de la producción ha sufrido un deterioro y que finalmente representa un sobreprecio en los costos de producción del lubricante terminado.

El país viene importando desde 1983 parafina en forma creciente por la falta de crudos de tipo parafínico con erogaciones que sobrepasan MM US\$ 10.0/año.

Sobre el suministro de estos productos debería establecerse una política, bien de importación de bases por parte de Ecopetrol o de intercambio de crudos para su manufactura con los producidos en el país.

III. OTROS PRODUCTOS

El país se encuentra adecuadamente abastecido en los otros productos tales como: Asfaltos, combustóleo (en su mayoría crudo Castilla), Solventes y Grasas, y no se prevén problemas mayores futuros.

Al gas propano no se le puede aumentar su producción porque se haría a expensas de la gasolina motor que, como se comentó atrás, está en déficit de producción.

IV. PRODUCTOS PETROQUIMICOS

No es del alcance de esta presentación hacer un análisis sobre el suministro de los productos petroquímicos, a excepción de mencionar que toda la producción de Ecopetrol en Barranca-bermeja está copada y en déficit a nivel nacional. (Ej. aromáticos, polietileno y bases detergentes).

Los productos petroquímicos le han dado a Ecopetrol una alta rentabilidad y es y fue el soporte económico cuando el país estaba en desbalance entre su producción y consumo de petróleo crudo. Además de que estimuló a nivel nacional la producción de productos derivados de las materias primas petroquímicas y que hoy constituyen una salida y creciente industria dentro del panorama económico nacional.

**QUIERE SABER
QUIEN SE
INTERESA POR
SU PRODUCTO?
MUY FACIL:
UTILICE EL
"SERVICIO DE
RESPUESTA COMERCIAL
DE ADPOSTAL**

El "Servicio de Respuesta Comercial", le permite hacer investigaciones de mercado, encuestas de opinión, pedidos por correo, y en general obtener la información que usted requiere para sus negocios!



CORREO DE COLOMBIA

llega seguro y a tiempo!

MAYOR INFORMACION TELLS 2415631 Y 2426642



**Practique
la "platicultura"
y gane excelentes
rendimientos
en el mercado
financiero!**



**INVERSIONES
DELTA BOLIVAR**

Compañía de Financiamiento Comercial S. A.



Combustibles Líquidos

Distribución al por mayor

Por Ricardo Sala

INTRODUCCION

Los muchos factores que entran simultáneamente en juego en la determinación del precio de venta de los combustibles hacen que ésta sea una de las decisiones más difíciles para el gobierno. Los costos de obtener el combustible, bien por producción propia o por importación, los costos de transporte y distribución y los impuestos que gravan las distintas etapas aparecen como las principales variables directas a tener en cuenta. La sola consideración de cada una de ellas implicaría de suyo una compleja labor si se desea equilibrar lo que recibe cada agente económico con lo que realmente le cuestan sus actividades del presente, sumado a lo que requiere para mantener su operación en el futuro. A lo anterior hay que agregarle la evaluación del impacto real que los incrementos en el precio de los combustibles tienen sobre la actividad económica del país, y muchas veces el aspecto más observado entre todos, la reacción que puede producirse en la comunidad.

Desde hace ya varios lustros la estructura de precios de los combustibles líquidos contempla cuatro componentes principales, a saber: pagos a Ecopetrol, impuestos, remuneración al distribuidor mayorista y remuneración al distribuidor minorista. Ecopetrol recibe dos tipos básicos de ingreso, uno por el producto propiamente dicho y otro por el valor del transporte por el poliducto. Los impuestos tienen varios destinos, de los cuales el más conocido e importante por su magnitud es el del Fondo Vial Nacional, junto al cual figuran el IVA, el del consumo y el subsidio a la gasolina. Los distribuidores reciben como remuneración principal el llamado margen. Una resolución del Ministerio de Minas y Energía fija los precios de venta en las distintas etapas, desde la refinería hasta el usuario final y establece los valores de cada componente del precio.

El presente artículo no tiene pretensión distinta a la de describir brevemente los principales componentes y participantes de la distribución de combustibles líquidos y formular algunos comentarios sobre la operación de todo el

proceso, especialmente en lo relacionado con los resultados económicos de la actividad de distribución al por mayor. Estos últimos han sido analizados en numerosas ocasiones, algunas de ellas en evaluaciones relativamente simples o carentes de la debida información. Con alguna simplicidad parece concluirse que se trata de un excelente negocio, libre de la necesidad de creatividad o de inversiones de importancia. Como es apenas lógico, el monto del margen reconocido a los mayoristas es fundamental en los niveles de rentabilidad de esa actividad económica. La determinación de ese margen, así como el de los minoristas, es crucial si no se desea debilitar la salud económica de los distribuidores, pero tampoco se desea propiciar un enriquecimiento sin justificación. Los costos de producción de los productos vendidos por Ecopetrol son relativamente fáciles de estimar y lo mismo puede ocurrir en el caso de su transporte a través de la red. El gobierno cuenta además con todas las fuentes de información a su disposición para determinar el grado de precisión con el que establece los precios a serle pagados a Ecopetrol. En el frente de los impuestos lo que prima son los recursos fiscales que el gobierno aspira a recaudar. Aunque existen teorías y modelos relacionados con los niveles "óptimos" de tributación, en la práctica lo prioritario es el intento por balancear las cuentas de ingresos y gastos del fisco.

Resulta claro, entonces, que si la determinación de los precios no se deja al libre juego de las fuerzas del mercado y simultáneamente se desea mantener una situación de equilibrio para los distintos agentes económicos, los márgenes de los distribuidores son fundamentales tanto en la operación de los mayoristas como en las decisiones sobre precios al público.

EL PROCESO

Los cientos de miles de conductores de vehículos, tanto de servicio público como privado, constituyen el grueso de los compradores de combustibles líquidos en el país. Para muchos de ellos lo único notorio de todo el proceso es

la estación de servicio donde se surten del fluido. Detrás de esa cara hay, sin embargo, una compleja estructura física e institucional que se inicia con la exploración en busca del petróleo crudo y termina con la combustión de los productos. La producción y venta de los combustibles líquidos es un monopolio de Ecopetrol, que entrega producto idéntico a cualquiera de los distribuidores mayoristas. Se exceptúa el caso de los productos de aviación, segmento atendido únicamente por algunos mayoristas, donde el distribuidor tiene la posibilidad de modificar ligeramente algunas características del producto.

Cuando se trata de la distribución de combustibles distintos a los de aviación las tareas entre mayoristas y minoristas están claramente definidas. En el segmento de los productos para aviación las actividades del minorista, es decir las relacionadas con la entrega del combustible al usuario final, las cumple el mismo mayorista. Los precios máximos de venta del combustible para aviación están limitados por el gobierno nacional, pero los precios reales al usuario pueden ser inferiores a los topes, como resultado de descuentos por volumen vendido al mismo cliente. Esto, aunque también ocurre, es una excepción en el caso de los demás combustibles.

Es pertinente señalar que la situación de los lubricantes es muy distinta a la referida arriba. Tan sólo las bases de los productos son similares mientras que los aditivos y complementos difieren entre cada una de las muchas marcas disponibles en el mercado. Los precios no están controlados y se desarrolla una competencia muy intensa que incluye abundante publicidad y promoción. Todos los mayoristas de combustibles líquidos participan activamente y con buen éxito en el mercado de los lubricantes.

En la distribución de los combustibles líquidos se pueden distinguir tres etapas principales: desde la refinación hasta las plantas de abasto, desde éstas hasta la estación de servicio y, finalmente, la entrega del producto al consumidor final. El producto refinado, pro-

propiedad de Ecopetrol, les es entregado diariamente a las empresas distribuidoras mayoristas. Las entregas se hacen bien a través de la red del poliducto, desde Galán en las cercanías de Barrancabermeja y en Cartagena, o en la planta de Buenaventura, abastecida mediante el sistema de cabotaje desde Cartagena. La venta se considera realizada en el momento de hacer disponible el producto para que el transportador lo lleve hasta su destino inicial en las diferentes plantas de abasto. En general una vez al mes los mayoristas y Ecopetrol establecen las necesidades de los diferentes productos para los dos meses siguientes. Con base en esa información se procede a programar la operación de las refinerías y, eventualmente, las adquisiciones en el mercado internacional.

El mayor volumen de los fluidos se transporta por la red de poliductos, propiedad de Ecopetrol, de manera que en la práctica al momento de la entrega no se produce transferencia física de los productos a los mayoristas. Ecopetrol le asigna a cada compañía una cierta cantidad dentro de cada lote de entregas y al elaborar la facturación respectiva les informa sobre el volumen finalmente asignado. Los combustibles son conducidos por la tubería hasta puntos intermedios de almacenamiento, como el de Mansilla en la región próxima a Facatativá, o hasta las plantas de abasto, como las de Puente Aranda en Bogotá o la de Baranoa cerca de Barranquilla.

Dentro de sus objetivos institucionales Ecopetrol busca un abastecimiento permanente y continuado de combustibles en todo el país, para lo cual, entre otros, señala los niveles mínimos de inventarios que se deben mantener en cada región. En la actualidad éstos se sitúan alrededor de quince días de consumo. Cada mañana, a primera hora, los mayoristas le informan a Ecopetrol sobre el volumen de existencias en sus tanques, de manera que las entregas en cada planta se hagan libres de riesgo de derramamientos o pérdidas de combustible. Tanto el producto almacenado en los tanques intermedios como el que está en la tubería son de propiedad de los mayoristas desde cuando entran a la red. Por lo tanto, el nivel

del inventario en cabeza de cada mayorista depende de la interacción entre las cifras de existencias físicas suministradas por cada distribuidor y de las entregas hechas por Ecopetrol según su programación y existencias. Almacenado el combustible en las plantas de abasto queda disponible para la venta y entrega a los minoristas. El transporte hasta los puntos de venta al público generalmente se hace en camión-tanque, que puede o no ser de propiedad del mayorista.

Las características físico-químicas de los combustibles líquidos hacen que su manejo sea complejo y que se presenten variaciones en los volúmenes como efectos de la temperatura ambiente, la sensibilidad de los sistemas de medición y la manipulación de los fluidos. Para absorber los costos de las variaciones que pudiera ocasionar el transporte hasta las plantas de abasto se concibió la llamada tolerancia volumétrica, que con el correr del tiempo se ha convertido en un elemento más del costo de transporte del producto.

Papel fundamental en los resultados económicos de los distribuidores, mayoristas y minoristas, lo desempeña la diferencia de temperatura entre aquella a la cual Ecopetrol liquida la venta del producto y aquella a la cual se le vende al consumidor. En la mayor parte de los casos la temperatura ambiental al momento de la venta al usuario es superior a la temperatura aplicada para liquidar las compras de los mayoristas, por lo que éstos cuentan con la posibilidad de vender cantidades de combustibles superiores a las adquiridas al refinador. El efecto neto del cambio en volumen resulta de la expansión volumétrica propiamente dicha y de las pérdidas por manejo y evaporación. Las resoluciones que fijan los precios establecen para los minoristas un reconocimiento explícito a las pérdidas por evaporación, pero no hacen referencia a la expansión volumétrica.

Frente a la distribución de combustibles líquidos Ecopetrol cumple entonces una función múltiple. Como vendedor único recibe el precio en refinería y recauda los impuestos vial y

de ventas, así como el valor del subsidio a la gasolina. Como transportador recibe en dinero el valor de la tarifa de transporte, manejo, traslado y despacho, además del cargo por tolerancia volumétrica. Como mayorista cumple el papel de importante socio de todos los Terpeles.

En el país hay diez distribuidores mayoristas. Tres de ellos, Codi-Mobil, Esso y Texaco, tienen presencia en buena parte del territorio nacional, mientras que los otros siete, los Terpeles, atienden mercados regionales. Esso y Texaco son 100% filiales de sus casas matrices internacionales, mientras que en Codi-Mobil un pequeño porcentaje de accionistas colombianos acompaña la participación mayoritaria de la casa matriz internacional. En los Terpeles hay participación de capital estatal y privado; en todos está presente Ecopetrol y en algunos hay otras entidades públicas. La participación privada es variable, desde casos relativamente concentrados como en Terpel del Norte hasta otros muy democratizados como en Terpel del Sur. Los siete Terpeles son: de Antioquia, Bucaramanga (atiende los Santanderes y parte de los Territorios Nacionales del oriente del país), del Centro (atiende la región del Viejo Caldas), del Norte, del Occidente (principalmente Valle, Cauca y Nariño), de la Sabana (atiende la Sabana, parte del altiplano boyacense, parte del Dpto. de Cundinamarca y las regiones de Aguazul, Aguaclara, Puerto Inírida, Puerto Carreño y San José del Guaviare) y del Sur (atiende el Huila, Tolima y Caquetá).

Para una mejor comprensión del proceso es conveniente señalar que los mayoristas no operan las estaciones de servicio. Estas son administradas por los minoristas según una de varias modalidades. De un lado, la estación puede ser de propiedad del minorista, quien luego de una especie de afiliación al mayorista le adquiere a éste sus productos. El mayorista puede o no colaborar en la financiación de los costos de montaje o renovación de la estación. En ocasiones el terreno donde está ubicada la estación es de propiedad del mayorista, quien puede o no haber construido las

instalaciones y puede haber vendido la estación o simplemente la alquila. Otra posibilidad se da cuando la estación es de propiedad del mayorista, quien la alquila o la entrega en administración al minorista.

El margen real del negocio se ve afectado por el valor real del efecto neto del cambio en volumen. Los resultados económicos de un distribuidor dependen de múltiples factores entre los cuales se pueden señalar los siguientes: margen explícito establecido en la resolución de precios; fechas reales de pago de los diferentes cargos por el producto y los impuestos que lo gravan; el costo de su transporte; las fechas de recaudo de los ingresos por ventas; el nivel de inventarios mínimos establecido por Ecopetrol; el volumen de ventas; la capacidad de almacenamiento y las condiciones de las plantas de abasto; la existencia de estaciones de servicio propias; la propiedad de los lotes de terreno de las estaciones de servicio; el acceso al mercado de los combustibles de aviación; el factor real de expansión volumétrica en cada venta; la evaporación del combustible durante su manejo; la disponibilidad de equipo propio para transporte del combustible hasta los minoristas; el nivel de costos fijos e indirectos de operación; la antigüedad del personal al servicio del distribuidor y el grado de competencia existente con otros distribuidores. Como es obvio, el Estado no puede establecer sino un precio único aplicable para todos los mayoristas por igual en cada una de las regiones. La consideración de costos promedios para la actividad de distribución al por mayor, es entonces definitiva y requiere de una metodología válida, alimentada con información oportuna y confiable.

COMENTARIOS Y SUGERENCIAS

En esencia la distribución de combustibles es un servicio público. El Estado debe entonces velar por su adecuado manejo y ejercer vigilancia permanente en todos los frentes de la prestación del servicio. Sin embargo, el monopolio en esta distribución no parece sano para el mejor interés colectivo.

Un examen de las condiciones económicas de la operación, así como de la tecnología involucrada y de la estructura del mercado, da pie para recomendar que se mantenga una estructura de competencia entre distribuidores con capital estatal y otros netamente privados. Múltiples experiencias en diversos países permiten señalar que un mercado atendido únicamente por entidades estatales o mixtas podría conducir a deterioros en la calidad del servicio, ineficiencias en los costos de operación o manipulación política de los márgenes y precios. La presencia exclusiva de mayoristas con capital privado podría generar oligopolios u oligopsonios no necesariamente motivados a prestar el servicio en todos los casos que el bien común demanda. El usuario final se beneficiará más de un esquema donde haya presencia balanceada de los dos tipos de propiedad compitiendo entre sí. La práctica colombiana muestra cómo la presencia estatal

ha hecho que el sistema opere con mayores criterios de beneficio colectivo y que se conozca mejor un sector tan importante para la adecuada operación de la economía del país; por su parte, la participación de accionistas privados junto con el capital público le ha hecho mantener a éste último criterios de eficiencia no siempre observados, así como parece haber influido para que el negocio en general no muestre la injerencia de la política partidista, tan común en otros frentes.

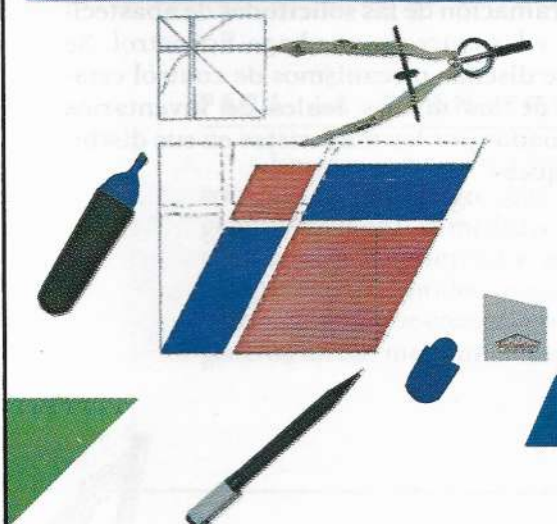
La naturaleza de la intervención del Estado en el sector aún no parece estar suficientemente aclarada, por lo que sería muy conveniente para todas las partes que, con base en el Artículo 32 de la Constitución, se expidieran las normas pertinentes. Debería quedar totalmente claro cuáles temas son propios de la intervención estatal, regidos por el principio de autoridad, y cuáles son materia de contra-

La marca para seguir...

**tiene una nueva
marca!**

Icollantas. Una empresa que, en sus 50 años de actividades, estuvo siempre vinculada al desarrollo y progreso del país.

Y que ahora, con la implementación del nuevo símbolo que la identifica, reafirma su compromiso con el futuro de Colombia basado en un único principio: el de aportar productos del más alto nivel de calidad!



ICOLLANTAS
la marca para seguir!

tación, con campo para la expresión de las ideas de las partes.

El objetivo de Ecopetrol de lograr para el año 2000 una participación de los Terpeles alrededor al 50% del mercado, cuando actualmente ésta se aproxima al 22%, demandará un enorme esfuerzo en muchos frentes, especialmente en el financiero. Para lograrlo de manera sólida se requiere que más allá del corto plazo la distribución de combustibles produzca rendimientos acordes con los niveles de inversión requeridos. En el fondo, a los mayoristas más que el porcentaje de participación en el mercado les interesa la rentabilidad de su operación. Asegurar una razonable está en el mejor interés de todos los participantes si se desea que la actividad no termine generando costos o injusticias sociales.

En procura de lo anterior debe reconocerse la existencia de distintas medidas de rentabilidad propias del negocio. Uno es el caso del margen simplemente dicho, tal como resulta del contenido de la resolución de precios; otro el margen comparado con los niveles de inversión requeridos para prestar el servicio, y otro diferente el margen cuando al resultado económico se le incorpora el efecto de las valorizaciones netas de los activos fijos vinculados al negocio. La disponibilidad de una adecuada base de datos que permita en forma permanente conocer los niveles de las distintas medidas de rentabilidad debería convertirse en un propósito del gobierno. Con esa información y una metodología aceptada por las partes se evitarían las frecuentes discrepancias entre autoridades y agentes económicos.

Mención especial merece el rendimiento financiero que parece producirse por el manejo

de los inmensos volúmenes de dinero asociados con la actividad de distribución, que en 1989 llegaron a cerca de \$400 mil millones. Dependiendo de los momentos en los que se reciban y paguen las sumas involucradas habrá lugar a la posibilidad de generar dichos rendimientos. La actual cronología del flujo de caja del negocio no da campo para que los mayoristas logren obtener ingresos financieros sobre el volumen del dinero que manejan y, por el contrario, implica una pérdida financiera para los mayoristas. Debe, sin embargo, advertirse que los resultados muestran gran sensibilidad al momento en que se realizan los movimientos de caja. Unificando en un solo día los pagos a Ecopetrol se lograría introducir mayor simplicidad a los trámites administrativos de todos los agentes económicos con la consiguiente ganancia de eficiencia tanto estatal como social. La selección de ese día debería ser tal que el resultado financiero del negocio de distribución al por mayor fuera neutro.

No menos importante que el punto anterior es el de la definición del volumen mínimo de inventarios requerido en el conjunto del país y en cada una de las regiones. Debe buscarse equilibrio entre las necesidades derivadas de la seguridad nacional, vinculadas con la marcha normal de las actividades económicas y sociales, y los costos particulares y sociales de mantener un cierto volumen de inventarios. Definidos dichos niveles serán más sencillas la programación de las solicitudes de abastecimiento y las entregas que haga Ecopetrol. Se requiere diseñar mecanismos de control estadístico de los niveles reales de inventarios almacenados por los mayoristas en sus distintos tanques.

La Industria Petroquímica en Colombia

Su desarrollo

Por Ana Rita Cárdenas

LA ORIENTACION A ESCALA NACIONAL

Al igual que en otros países latinoamericanos el desarrollo de la industria colombiana en los años 50 y 60 estuvo orientado, en general, a la sustitución de importaciones de bienes finales en una primera instancia y de bienes intermedios y de capital en las etapas subsiguientes. En Colombia, este proceso se cumplió primordialmente en los bienes finales y nuestra economía se hizo más dependiente del abastecimiento externo de productos intermedios y bienes de capital.

El desarrollo petroquímico colombiano de los años 60 siguió esta orientación. Colombia, al igual que otros países en desarrollo, consideró importante valorizar sus recursos naturales y adelantar una producción petroquímica apoyada en el abastecimiento del mercado interno.

En los primeros años de la década del 70, algunos analistas de la economía colombiana

plantearon serias dudas acerca de la conveniencia para nuestro país de ampliar el desarrollo petroquímico más allá de las producciones ya iniciadas. Varios factores contribuyeron a este cuestionamiento, unos externos y otros propios de nuestra situación económica y social. Entre los primeros cabe mencionar: 1) Las bajas observadas en los precios internacionales de distintos productos petroquímicos; 2) Las alzas en los precios del crudo, en especial a partir de 1973, y la ventaja relativa en ventas ilimitadas de petróleo por parte de los países no miembros de la OPEP (como Colombia); 3) La paradoja de la baja utilización de las capacidades instaladas de petroquímicos básicos y de algunos intermedios y la simultánea construcción de plantas nuevas con escalas de producción sensiblemente superiores; y 4) Las quejas de varios productores mundiales acerca de la baja rentabilidad en la fabricación de algunos materiales.

Desde el punto de vista interno se aducía:

1) El reducido tamaño del mercado doméstico para sustentar producciones con altas escalas de rendimiento (aun las escalas mínimas eco-

nómicas superaban ampliamente el mercado doméstico); 2) La limitada disponibilidad de recursos naturales (petróleo y gas) explotados; 3) Los elevados montos de inversión requerida y la competencia por recursos estatales de otras actividades productivas socialmente más deseables; 4) La escasa generación de empleo directo; y 5) Dudas acerca de la importancia y conveniencia de precipitar una sustitución de materiales tradicionales por sintéticos para la fabricación de diversos productos finales.

Se anotaba, entonces, que de los tres factores esenciales para el desarrollo de la industria petroquímica, a saber: capital, tecnología especializada y disponibilidad de gas y/o petróleo, Colombia, como país subdesarrollado, estaba en posición desventajosa en lo referente a los dos primeros. De otra parte, la producción y las reservas probadas de gas y de petróleo no eran tan abundantes como las de otros países, por lo cual se requería la concentración de los esfuerzos y de los recursos disponibles en Ecopetrol para las actividades de exploración, explotación, transporte y refinación a fin de garantizar, ante todo, el abastecimiento nacional de combustibles.

En conclusión, se sostenía que nuestro país debía limitar a un mínimo sus inversiones en la industria petroquímica básica e importar, dada la existencia de una oferta internacional abundante y a precios bajos que se creía iba a prolongarse por un largo período.

Esta orientación en las actividades de Ecopetrol que ha formado parte importante de una política general en materia de petróleo y gas, con incidencias en las condiciones de oferta y demanda internas, ha dado sus frutos. Es así como en 1987 se superó la meta de la autosuficiencia petrolera, se comenzaron a tener efectos positivos en la balanza comercial (por la reducción en las importaciones y la generación de exportaciones) y se consolidó la situación financiera de Ecopetrol.

POLITICAS SECTORIALES, 1975 A 1987

Aparte de la definición antes señalada sobre las actividades productivas de Ecopetrol y su no incursión en el desarrollo de nuevas producciones petroquímicas, durante el período en consideración, la política industrial no discriminó ni benefició en particular el desarrollo petroquímico local.

La política arancelaria, de importación de bienes y servicios, de localización geográfica, de financiación, de fomento a las exportaciones y sobre la inversión extranjera, se guiaron por los criterios y orientaciones generales de la política económica y social, sin mayores variaciones por sectores de la actividad manufacturera.

Así, desde este punto de vista, puede decirse que las decisiones sobre proyectos de ampliación de las capacidades de producción existentes estuvieron ligadas al comportamiento mismo de la economía colombiana en sus diversos aspectos internos y externos.

En cuanto al desarrollo de producciones nuevas, existió durante este período un marco de referencia dado por la Decisión No. 91 de la Comisión del Acuerdo de Cartagena o Programa Sectorial de Desarrollo de la Industria Petroquímica en el Grupo Andino.

POLITICA PARA EL SECTOR INDUSTRIAL, DICIEMBRE DE 1987

En diciembre de 1987, el Consejo Nacional de Política Económica y Social, CONPES, aprobó los lineamientos de política para el sector industrial, enmarcados en el Plan de Economía Social, Plan de Desarrollo para el período 1987-1990.

Aun cuando no se hace mención específica a la industria petroquímica ni a ningún sector en particular, varios de los criterios señalados resultan de especial interés y oportunos para las inversiones en petroquímica que se están considerando en el país. Al respecto cabe destacar:

—Para recuperar la producción y el empleo, se considera fundamental el papel del sector privado como generador de mayores niveles de ingreso en la economía. En consecuencia, con las políticas macroeconómica y sectorial, se pretende crear condiciones para estimular la inversión privada en la actividad productiva. La reorientación del gasto público hacia el mercado interno y las políticas cambiaria y de exportaciones, se constituyen en estrategias importantes para generar estímulos a las inversiones en la actividad productiva.

—Con la inversión pública se pretende aumentar la capacidad de generación de ingresos y de producción mediante, entre otras acciones, el apoyo a la generación de divisas con inversiones directas en exploración y explotación, transporte y distribución de hidrocarburos.

—Además de la reorientación en la inversión pública, el apoyo a la inversión privada incluirá incentivos tributarios y crediticios, la apertura a la inversión extranjera, el acceso a nuevas tecnologías, la revisión de los aranceles, la facilitación de las importaciones para exportar y el ordenamiento de las importaciones.

—Las actividades de las empresas estatales no se constituirán en obstáculos a la expansión de la inversión privada, aunque ésta constituya competencia para el Estado. En el caso de proyectos de ampliación de la capacidad de producción de empresas estatales, ésta se hará en asocio con capital privado con una participación oficial minoritaria. De esta manera, se inicia el proceso de transferencia de tales empresas al sector privado y desaparecerá, de manera gradual, la intervención del Estado en proyectos industriales. El IFI iniciará la venta de sus empresas.

—La política de importaciones continuará buscando el adecuado abastecimiento interno a precios competitivos, a fin de evitar que ineficiencias en la producción nacional o estructuras monopolísticas u oligopolísticas generen presiones inflacionarias o desabastecimiento del mercado.

—El precio de las materias primas fabricadas por las empresas estatales debe reflejar la estructura de costos de su producción y tener en cuenta el precio internacional de las mismas. Se pretende demontar gradualmente los subsidios implícitos en los precios de bienes sin un claro beneficio social.

—Se mantendrá la política de no negar licencias de importación de bienes de capital, con el argumento de exceso de solicitudes por parte del sector privado o de la existencia en el país de un adecuado suministro del bien que se pretende producir. En consecuencia, ningún inversionista recibirá trato preferencial que conlleve la creación de mercados cautivos o de situaciones monopólicas u oligopólicas.

—La política de importaciones y de venta de insumos será neutral. No se protegerá una producción monopólica ni una producción doméstica incapaz de competir con el producto extranjero. Por su parte, las empresas estatales suministrarán dichos insumos de manera equitativa a todos aquellos compradores que los requieran, no otorgará subsidios y establecerá criterios de venta compatibles con los que prevalecen en los mercados nacionales o internacionales.

LINEAMIENTOS PARA LA INDUSTRIA PETROQUIMICA, JULIO DE 1989

Los ministros de Desarrollo Económico y de Minas y Energía suscribieron, conjuntamente, un comunicado acerca de la posición del gobierno respecto al desarrollo local de la industria petroquímica. En él se reitera la vigencia de la decisión del Consejo Nacional de Política

Económica y Social –CONPES– de diciembre de 1987 y se manifiesta su opinión favorable respecto a “los planes de inversión privados en el sector petroquímico, que sean independientes de subsidios del Estado y encajen dentro de la política global de protección moderada que preconiza el gobierno nacional”.

“En este orden de ideas, el desarrollo de los productos petroquímicos deberá tener en cuenta, como es apenas obvio, las corrientes petroquímicas disponibles en las refinerías nacionales, a fin de obtener la mejor eficiencia de los proyectos y del sector”.

“La Empresa Colombiana de Petróleos –Ecopetrol– se abstendrá de participar en las iniciativas que surjan, pero cooperará en lo que esté técnicamente a su alcance para apoyarlas. De igual forma, facilitará crudos y materias primas en la medida que Ecopetrol no los requiera para alimentar sus plantas de refinación o de transformación y adquirirá subproductos a precios internacionales, siempre que correspondan a su interés comercial, sin que ésto entrañe la construcción por Ecopetrol, o con su participación, de capacidades adicionales de refinación primaria destinadas a la industria petroquímica. El suministro de crudos por Ecopetrol estará condicionado en el tiempo a la existencia de excedentes exportables en la calidad y cantidad necesitada. Sin embargo, de requerir el sector petroquímico determinada calidad de crudo colombiano, deberán plasmarse acuerdos con Ecopetrol para que se le garanticen a esta empresa, por parte del sector petroquímico, cantidades y calidades equivalentes de los crudos que requiera para sus fines de refinación”.

Establecidas las anteriores “reglas de juego”, el gobierno espera la definición de proyectos específicos por parte del sector nacional y/o extranjero.

El Programa Subregional de Desarrollo de la Industria Petroquímica.

Este programa fue suscrito en agosto de 1975, por los entonces países miembros del

Acuerdo Subregional (incluido Chile). Con él se pretendía valorizar los recursos naturales de petróleo y de gas disponibles, en mayor o menor cantidad, en cada uno de los países; aprovechar el mercado ampliado para sustentar el montaje de plantas con escalas de producción superiores a las permitidas por las demandas locales y por las posibilidades particulares de ventas al mercado internacional, con el fin de sustituir importaciones y generar exportaciones y, en general, se pretendía abrir nuevas oportunidades para la actividad industrial y el desarrollo de las economías de los países miembros.

Las asignaciones de producciones estaban concebidas para permitir la instalación de complejos integrados, capaces de lograr un mejor aprovechamiento de los recursos naturales existentes en cada uno de los países y tendiendo a darles algún grado de especialización dentro de la industria petroquímica.

Para hacer efectivas estas asignaciones de producciones, desde el punto de vista del mercado subregional, los Países Miembros no favorecidos con la producción se comprometían a reservar su mercado para el país beneficiario por un tiempo determinado. No obstante, era posible para cualquier nación instalar plantas para la fabricación de productos que no le hubieren sido asignados, siempre y cuando la totalidad de la producción se destinara a la exportación a terceros países durante el período de la reserva de mercado, a menos que no existiera oferta subregional, en cuyo caso podría vender, con autorización, en su propio mercado y en el de los demás miembros del Grupo Andino.

Las asignaciones otorgadas a Colombia pretendían la consolidación de las producciones existentes y la especialización en las materias para las principales fibras textiles sintéticas.

Se sustentaban unos requerimientos de etileno, benceno, orto-xileno y para-xileno que contribuían a justificar la ampliación de las producciones de etileno y de aromáticos.

Los productos ya fabricados, relacionados casi en su totalidad con el sector de transformación de plásticos (polietileno de baja densidad, PVC homopolímero y copolímero, poliestireno de propósito general y de alto impacto y anhídrido ftálico) se veían favorecidos por la eliminación inmediata de los gravámenes y restricciones para su comercio intrasubregional.

El negro de humo (ya producido) y los cauchos estireno, butadieno y polibutadieno conformaban el grupo de materias primas más importantes para la industria del caucho.

Las asignaciones de fibras acrílicas, caprolactama, dimetil-tereftalato y ácido tereftálico daban la base para consolidar el desarrollo de los textiles sintéticos, parte importante de la industria textil colombiana.

Además, se le asignaba la fabricación de las resinas ABS y SAN y del anhídrido maléico.

El monto total de la inversión estimado para las asignaciones hechas a Colombia se calculaba en 600 millones de dólares de 1975.

Aplicación de la Decisión No. 91

El programa petroquímico objeto de la Decisión 91 debía cumplirse, en la práctica, en el período comprendido entre 1975 y 1990. Sin embargo, la evolución de la situación económica, social y política de los países miembros y el comportamiento, en especial en la presente década, de la economía mundial y sus significativos efectos en el desarrollo de nuestras naciones (altamente dependientes de los fenómenos externos), llevaron no sólo a la no realización del programa petroquímico sino a la crisis misma del proceso de integración subregional en su concepción inicial. Por ello, se busca ahora un esquema de integración que consulte la realidad de la subregión y de cada uno de los países en particular.

Los cambios en la economía mundial, la restructuración de la industria petroquímica, la marcada tendencia a su globalización y parti-

cipación creciente en el mercado internacional de nuevos países productores de materiales petroquímicos, han llevado a un ambiente externo diferente que es preciso analizar y evaluar.

De otra parte, Colombia ha dejado de ser un importador neto de petróleo y/o combustibles para convertirse en exportador de crudo; su demanda por productos petroquímicos ha crecido y la dependencia de un abastecimiento externo se ha aumentado con los consiguientes efectos negativos por las alzas en los precios y, ocasionalmente, por las limitaciones de abastecimiento, condiciones que han caracterizado el comercio internacional de petroquímicos en los últimos tres años y que crean incertidumbre en los usuarios.

Finalmente, existe interés en Colombia para la fabricación local de varios productos con demanda interna creciente, para atender el mercado doméstico y, también, generar exportaciones.

Con estos nuevos elementos de juicio, nuestro país deberá analizar cuidadosamente el tratamiento subregional más conveniente para los productos petroquímicos y la modalidad que deba darse a los distintos aspectos de la Decisión No. 91 que regulan el intercambio comercial subregional y con terceros países, a fin de salvaguardar los intereses nacionales.

SINTESIS DE LA EVOLUCION DE LA INDUSTRIA PETROQUIMICA

El desarrollo de la industria petroquímica colombiana se inició en los primeros años de la década del 60 con producción de amoníaco, urea, fertilizantes y negro de humo. Vino posteriormente la elaboración de algunas materias primas para la industria de plásticos, tales como el cloruro de polivinilo, los poliestirenos de propósito general y de alto impacto, el anhídrido ftálico y los plastificantes.

A finales de 1964 se aprobó el Plan Quinquenal de Inversiones de la Empresa Colombiana

de Petr6leos, una de cuyas metas era proporcionarle al pa6s bases petroqu6micas que le permitieran desarrollar las industrias derivadas.

Hacia finales de la d6cada del 60 y primeros a6os de la del 70, iniciaron producci6n las plantas construidas en desarrollo de dicho Plan, Ecopetrol instal6 directamente plantas para la producci6n de etileno y de propileno (a partir de gases de refinera), de arom6ticos (benceno, tolueno, orto-xileno y xilenos mezclados), ciclohexano y alquilato detergente (dodecilmenceno y tridecilmenceno). Y, en asociaci6n con otras empresas, particip6 en las plantas de polietileno de baja densidad (hoy propiedad de Ecopetrol) y de caprolactama (inversi6n conjunta de Colombia, Venezuela y Holanda).

Por esta misma 6poca se concluy6 el montaje de plantas de cloruro de vinilo mon6mero y de dicloruro de etileno en Cartagena, con las cuales se increment6 la integraci6n vertical en la producci6n del PVC obtenido por v6a petroqu6mica.

A partir de 1975 y hasta finales de 1987 puede decirse que, realmente, la gama de productos petroqu6micos fabricados en Colombia no se diversific6. Las plantas construidas en este lapso corresponden en esencia a los mismos productos. Algunos de los proyectos consistieron en instalaciones nuevas para producir mediante procesos distintos, partiendo de otras materias primas y ampliando la capacidad nominal. Se destacan en este caso: 1) Una de las plantas de anh6drido ft6lico que antes usaba naftaleno de origen carboqu6mico como materia prima fue sustituida por una planta alimentada con o-xileno derivado del petr6leo; y 2) En la actualidad el etileno se obtiene principalmente de etano separado de gas natural y no de gases de refinera y en otra planta construida a finales de la d6cada del setenta.

Para la producci6n de otros petroqu6micos se ha aumentado la capacidad de las instalaciones productivas, en ocasiones, se ha cambiado la tecnolog6a empleada para utilizar la misma mejorada u otra m6s actualizada.

La producci6n adicional estaba destinada, principalmente, a satisfacer la demanda interna y a exportar los excedentes. Sin embargo, en productos como el PVC suspensi6n, la caprolactama y el poliestireno, las ventas al exterior no son ocasionales sino que constituyen ya un mercado importante en la programaci6n de la producci6n.

En los casos del PVC suspensi6n y de la caprolactama las exportaciones, en los primeros a6os, tuvieron un influjo importante de las preferencias arancelarias negociadas en acuerdos comerciales suscritos por Colombia. Hoy en d6a, la atenci6n de los mercados externos se apoya tambi6n en el servicio y la asistencia t6cnica a los compradores para el procesamiento de estos materiales, cuyas referencias y aplicaciones son similares a los vendidos en el pa6s. Las exportaciones recientes de poliestireno han correspondido incluso a productos de especificaciones y usos distintos a los locales.

En el segundo quinquenio de la d6cada del 70 desaparecieron tambi6n algunas producciones, es el caso de la planta de urea de mayor capacidad (destruida en una explosi6n) y de las plantas de dicloroetano y de cloruro de vinilo mon6mero, construidas en Cartagena a comienzos de los a6os 70.

Desde el punto de vista de la integraci6n local de la producci6n de Petroqu6mica Colombiana, 6sta no avanz6 significativamente. Las ampliaciones en las capacidades de producci6n de algunos petroqu6micos contribuyeron ante todo a la sustituci6n de importaciones y, en menor proporci6n, a la generaci6n de exportaciones como ya se anot6.

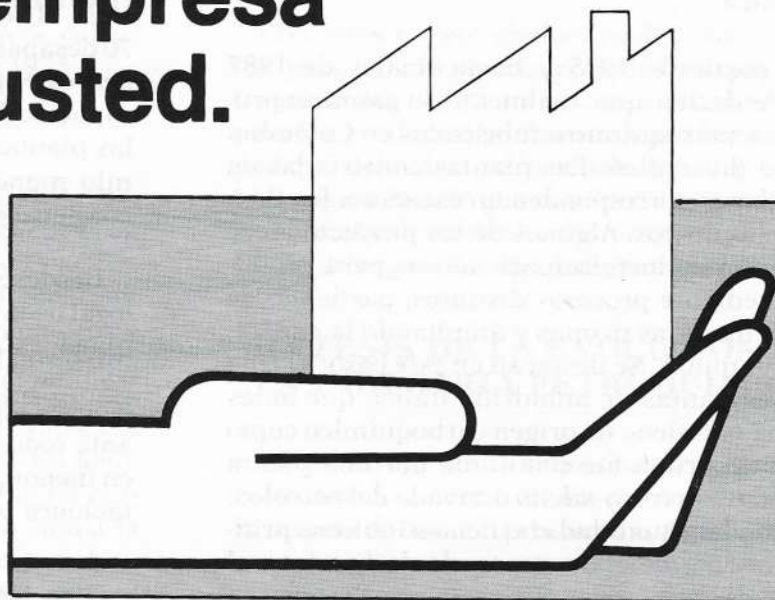
Otro hecho que cabe destacar, durante el per6odo en consideraci6n, es el cambio de la estructura del capital de las empresas fabricantes de los productos petroqu6micos, en el sentido de que se ha disminuido la participaci6n extranjera siendo sustituida por la de accionistas privados colombianos. Ello no corresponde a ninguna pol6tica o estrategia

adoptada por alguno de los gobiernos, sino a decisiones propias de los inversionistas de tales empresas.

En 1988 se concluyeron ampliaciones en la capacidad de producción de gránulos y fibras de poliéster textil; se inició la fabricación local

de gránulos de poliéster para envases plásticos y se comenzó la construcción de una expansión de PVC suspensión y de instalaciones completamente nuevas para polipropileno, resina epoxi líquidas, polioles-poliésteres (derivados del óxido de propileno) y otra planta para poliestireno de alto impacto y uso general.

La Fundación Shell para el Apoyo de la Microempresa es para usted.



Inscripciones abiertas
Téls.: 2410857 - 2423984 BOGOTA





Geopolítica de la Energía Fósil

Por Carlos de Greiff Moreno

Las perspectivas de la geopolítica en materia de energía fósil y, en particular, de petróleo y carbón apuntan hacia el inaplazable e imperativo fortalecimiento tecnológico, operativo y financiero de Ecopetrol y Carbocol.

Para justificar la presteza en la toma de las pertinentes decisiones y en la definición de objetivos, políticas y estrategias, se perfilan ya los siguientes factores: La disminución de la producción de petróleo y gas natural en los Estados Unidos; la profunda crisis de energía que afronta la Unión Soviética; los programas de modernización de la República Popular China; el aumento de la demanda mundial de combustibles líquidos; y el evidente agotamiento del petróleo.

A efecto de analizar cada uno de los factores conviene mirar en detalle lo tocante con los dos últimos, los cuales constituyen urdimbre y trama del telón de fondo del escenario en que se desarrolla toda esta problemática.

EL PROBLEMA DE LOS COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

El petróleo y el carbón se rigen por diferentes relaciones de oferta y demanda, sirven mercados distintos y definen estructuras de precios que responden a diferentes patrones de competencia y que, por ende, no guardan relación directa aparente entre sí.

A pesar de tan distintos patrones de comercialización, el petróleo y el carbón son fuentes profundas y esencialmente complementarias, como que son las dos únicas fuentes comerciales conocidas de combustibles líquidos; el carbón es, además, también fuente de componentes gaseosos y la única fuente comercial de combustibles sólidos (la leña no se contabiliza dentro de los balances de energía comercial primaria, aun cuando su consumo es significativo).

El problema de abastecimiento de energía de hoy es, primordialmente, el de los suministros de combustibles líquidos, de los cuales el mundo moderno es fenomenalmente dependiente. En 1987, la demanda mundial de petróleo, hoy en día fuente de la totalidad de los combustibles líquidos que consume la Humanidad, promedió 62.4 millones de barriles por día (MBD). Si a esto se agrega que la demanda mundial de gas natural en ese mismo año acusó un promedio diario de 5.1 miles de millones de metros cúbicos, equivalentes a 32 millones de barriles de petróleo por día, se tiene que la demanda total agregada de combustibles líquidos y gaseosos ascendió al equivalente de 94.4 millones de barriles de petróleo por día. Con base en un estimativo que sitúa la demanda mundial agregada de energía primaria (petróleo, gas natural, carbón, hidroelectricidad y nuclear), en el equivalente de 140 millones de barriles de petróleo por día, resulta que la demanda servida por combustibles líquidos y gaseosos equivaldría a las dos terceras partes de la demanda total.

Es decir, si el petróleo y el gas natural llegan a agotarse, el carbón constituiría la única fuente disponible de combustibles líquidos y gaseosos; y debería suplir esos dos tercios de la demanda que actualmente cubren el petróleo y el gas. Si a esto se agrega que el carbón atiende aproximadamente en forma directa 18% de la demanda agregada de energía primaria, resultaría que el carbón tendría que cubrir el 84% de los requerimientos totales de energía de la humanidad. Esta perspectiva es de vital importancia para Colombia.

RESERVAS, PRODUCCION Y DEMANDA DE PETROLEO

Y es que los hidrocarburos se agotan. En 1970 las reservas mundiales de petróleo ascendían a 583 miles de millones de barriles (KMB); en 1980, a 618 KMB; en 1986, a 666 KMB. En 1987 se registra un incremento inusitado, de 179 KMB, a 845 KMB. El aumento entre 1970 (583 KMB) y 1986 (666 KMB) es de 83 KMB ó de 14.2% sobre la cifra de 1970; es

un crecimiento gradual, sostenido y sin fluctuaciones, de algo menos del 1% anual. Es una realidad que contrasta abiertamente y parece incompatible con el fenomenal esfuerzo exploratorio que se dio a partir de 1971 cuando ocurrieron los primeros episodios del enfrentamiento entre la OPEP, los países consumidores y las compañías privadas petroleras; y luego espoleado por la "crisis" de 1973 y la Revolución Islámica de 1979.

Así, durante los 15 años transcurridos entre 1971 y 1986 se desplegó el mayor esfuerzo exploratorio de todos los tiempos, para localizar recursos de petróleo por fuera de los países de la OPEP. Las inversiones realizadas en exploración durante esos 15 años desbordaron por amplio margen el total de las inversiones comprometidas en exploración durante los 112 años transcurridos a partir del descubrimiento del primer pozo comercial de petróleo, en Titusville, en 1859, y el año (1971) en que se inició la acción intrépida de la OPEP.

Fue un esfuerzo exploratorio que reveló nuevos campos en el Mar del Norte, México y Golfo de México, Alaska, Indonesia, Brasil, Mar de la China, Colombia y algunos otros lugares. La producción agregada que se desarrolló en estos nuevos campos equivale, grosso modo, al sobrante de capacidad de producción que ha registrado la OPEP en los últimos años (de alrededor de 15 MBD). Sin embargo, este esfuerzo sólo logró mantener el nivel de reservas, a pesar de aumentos precarios en los consumos y la Producción. Esta, en el período 1970-1986, sólo creció entre 43.5 MBD y 56.2 MBD; lo cual resulta en un crecimiento geométrico anual de sólo 1.16%, el cual se dio gradualmente, sin fluctuaciones mayores.

Por tanto, el aumento de reservas que se registra entre 1986 y 1987 (de 666 KMB a 845 KMB) es insólito y amerita abrir un compás de espera. La misma fuente (OELDORADO '87, ESSO A.G.) advierte que las cifras de 1987 son susceptibles de revisión. El aumento de 179 KMB se registra fundamentalmente en los datos pertinentes a los Emiratos Arabes, de 30.4 KMB a 90.5 KMB, un salto de 200%; a Irak,

de 44.2 KMB a 87.8 KMB, un aumento de 111%; y a Irán, de 46.3 KM a 87.8 KMB, un incremento de 89%.

El saldo de reservas de los Emiratos Arabes parece responder al descubrimiento de un campo grande en el Golfo Pérsico. Sin embargo, los aumentos que se anotan para Irak e Irán, ameritan confirmación. La información proveniente de estos países pueden responder a razones políticas; o a la necesidad de establecer eventualmente colaterales para las gestiones de financiamiento externo con miras a la reconstrucción de post-guerra. O puede obedecer a estrategias conducentes a lograr ventajas dentro de las rondas de negociaciones internas de la OPEP.

Todos estos aumentos de reservas son desmesurados, se dan súbitamente, sin precedentes y no se compaginan con los modestos logrados durante 15 años en países y lugares por fuera de los ámbitos de la OPEP y en donde el esfuerzo exploratorio fue mayúsculo.

Pero aún si estas cifras fueran ciertas, en poco afectarían la tendencia que se viene dando desde los años 70, ni demeritarían la validez y conclusiones de este análisis.

En resumen, en lo que concierne a la situación mundial del petróleo, la relación reservas/producción* ha disminuido durante el período en cuestión, de 36.75 en 1970, a 32.43 en 1986. Por otra parte, la participación del petróleo en el cubrimiento de la demanda total de energía primaria, ha declinado de un nivel pico de 55% en 1973 a sólo 44% en 1987. Síntomas estos inequívocos e inocultables de agotamiento. Pero hay aún más.

RESERVAS, SUMINISTRO Y DEMANDA DE GAS NATURAL

Las reservas de gas natural acusan un signi-

* Indica el número de años durante los cuales se podría producir a niveles dados de producción (denominador) y reservas (numerador), hasta agotar estas últimas.

ficativo crecimiento durante los últimos años. Así, entre 1982 y 1987 se registra un aumento de casi 20% al pasar del equivalente de 545 KMB al de 651 KMB.

Es cierto que el gas natural es un combustible limpio y de fácil manejo, lo cual ha constituido incentivo especial para buscar reservas adicionales recuperables. Sin embargo, el aumento en reservas también refleja el agotamiento de campos de petróleo en los cuales se daba el crudo asociado con gas natural. Cuando se agotan las reservas de petróleo en estos campos, éstos pasan automáticamente a clasificarse y trabajarse como campos de gas y a engrosar las reservas y los volúmenes de producción de éste. Así, un aumento notorio de reservas de gas natural puede reflejar la declinación y el agotamiento de campos y reservas de petróleo.

En tal virtud, el análisis de reservas y producción debe verificarse en conjunto para el petróleo y el gas natural. Las reservas agregadas de petróleo y de gas natural totalizaron el equivalente de 1.184 KMB en 1982 y de 1.317 KMB en 1986; los pertinentes y correspondientes volúmenes de producción registraron 29.6 KMB y 32.1 KMB, respectivamente. Así, las relaciones reservas/producción para cada uno de esos años resultan en cifras casi iguales; 40, para 1982; y 41, para 1986.

El hecho de que esta relación permanezca estable en años de intensa exploración contribuye a afincarse inquietudes respecto del agotamiento de los hidrocarburos. Porque no fue sino a partir de mediados de 1986 que declinó el esfuerzo exploratorio como consecuencia del deterioro de los precios del petróleo, por efecto del sobrante de capacidad de producción de la OPEP y de las dificultades que se presentaron en el seno de esa organización para acordar y hacer cumplir las cuotas de producción.

Y es precisamente este sobrante, evidentemente coyuntural y transitorio, el que refleja una falsa bonanza en materia de suministros y crea falsas expectativas sobre el futuro de

los hidrocarburos. Aquí cabe mirar el panorama en detalle.

USA: CRECIENTES IMPORTACIONES

En USA, la producción de petróleo aumentó ligeramente, de un promedio de 8.9 MBD en 1975 a 9.4 MBD en 1985; durante este lapso se registró una leve disminución en el consumo, de 14.6 MBD. La diferencia se compensó, obviamente, con importaciones las cuales, en 1985, ascendieron a 4.5 MBD. Pero, a partir de entonces, las tendencias se han invertido: la producción declinó hasta 8.8 MBD en 1987 mientras el consumo creció hasta promediar 14.6 MBD; consecuentemente, las importaciones crecieron y llegaron a 5.8 MBD, lo cual refleja un crecimiento geométrico anual del 14%.

A partir de 1970 las reservas de USA han registrado una disminución sostenida: En ese año ascendían a 36.8 KMB; en 1975 eran ya de 30.8 KMB; y en 1987 registran sólo 23.8 KMB. La tasa de declinación resulta en 3.67% anual.

Estas son tendencias que comienzan a trazar los perfiles de un escenario alarmante y que no pueden traducirse sino en aumento acentuado de las importaciones.

URSS: SITUACION CRITICA

La situación de la Unión Soviética es también preocupante. La producción aumentó notablemente en los años '70 cuando pasó de 6.8 MBD a 11.6 MBD. Pero en los años '80, escasamente se ha sostenido con significativos esfuerzos, con base en costosos programas de recuperación secundaria, terciaria, y aún nuclear. Así, ha logrado mantenerse entre 11.5 MBD y 12.0 MBD. Entre tanto, el consumo, que también creció significativamente en el decenio de los años '70 de 5.1 MBD a 8.5 MBD, se ha estabilizado y en los años '80 ha aumentado muy precariamente a sólo 8.6 MBD.

Todo ha constituido un fenomenal esfuerzo por conservar un nivel adecuado de reservas; éstas declinaron de 76 KMB en 1970, hasta 60.4 KMB en 1980 y a 56.5 KMB en 1987. La pérdida durante los años '70 fue nuevamente acentuada. Durante los años '80 ha sido menor como que refleja las restricciones en producción y consumo. Todo se traduce en un descenso notable de la relación reservas/producción, la cual entre 1970 y 1987 ha disminuido de 30.81 a 12.90.

Dado que las reservas recuperables de petróleo y gas natural que le restan a la URSS están localizadas en la región de Yakutsk, en Siberia Oriental, a 7.500 kilómetros del centro de producción y distribución de combustibles líquidos de Tyumen, en Siberia Occidental, la situación que reflejan las tendencias anotadas podría resultar en un escenario punto menos que catastrófico. Porque estas reservas de Yakutsk son, hoy por hoy, insacables por razones técnicas, financieras y políticas. Además, su desarrollo y flujo en volúmenes significativos a los centros de consumo demoraría no menos de 15 años. Entre tanto, la reactivación económica que persigue la Perestroika podría presionar la demanda hasta el punto de obligar a la URSS a recurrir a la importación de crecientes volúmenes de petróleo y/o derivados.

RPC: MAS PETROLEO PARA LAS MODERNIZACIONES

La República Popular China (RPC) también anda mal. A pesar de un prolongado y sostenido esfuerzo exploratorio no ha logrado localizar nuevas reservas, desde principios de los años '70, cuando inició producción. Esta se ha desarrollado gradualmente hasta alcanzar en 1987 un muy modesto nivel de 2.55 MBD. El consumo en la RPC, drásticamente reducido y restringido por fuerza de las circunstancias, es dramáticamente precario: en 1987 fue de sólo 2.11 MBD. LA RPC exporta menos de medio millón de barriles por día a Japón.

Su relación reservas/producción ha declinado de 35.58 en 1975 a sólo 18.92 en 1987. Sus reservas han disminuido de un nivel inicial de 19.2 KMB en 1970 a 17.6 KMB en 1987.

El orden de magnitud de las cifras que muestra la RPC es manifiestamente precario para un país de 1.200 millones de habitantes, comprometido en un ambicioso plan de desarrollo económico. Por imperativo de sus planes de crecimiento, la RPC deberá también recurrir a la importación de petróleo y/o de sus derivados líquidos.

GAS NATURAL EN USA, URSS Y RPC

En cuanto a gas natural, las circunstancias de estos tres países en poco o nada cambian las tendencias.

Las reservas y la producción de gas natural de la RPC son exiguas. Las reservas apenas equivalen a 5.5 KMB de petróleo y a 381 mil barriles por día (KMB) la producción.

En 1987, USA contaba con reservas equivalentes a 33.5 KMB de petróleo y una producción diaria equivalente a 7.9 MBD de petróleo. Tanto las reservas como la producción declinan. La correspondiente relación es de sólo 11.64.

La URSS cuenta con reservas muy significativas de gas natural. En 1987 equivalían a 260 KMB de petróleo. En ese mismo año produjo el equivalente de 12.5 MBD de petróleo. Sin embargo debe exportar una producción muy significativa de este volumen a Europa Occidental (Alemania Occidental, Francia e Italia).

El gas natural es la fuente más importante de ingresos de divisas de la URSS. Anteriormente, el gas que exportaba y vendía a precios internacionales lo reemplazaba con gas comprado en Irán, a precios de quema. Pero desde la Revolución Islámica, la cual le vetó los suministros iraníes, la URSS no tiene manera de reemplazar este gas. Por lo tanto, se encuentra ante el imperativo de utilizar su propio gas

para compensar su escasez de energía fósil y reducir en parte sus importaciones de crudo.

OPEP: SOBRANTE QUE SE EVAPORA

En resumen, si la demanda mundial de petróleo crece en los próximos años a una tasa que refleje el aumento de 1.67 anual registrado en el decenio de los años '80, copará en 10 años el sobrante de capacidad de producción de la OPEP. Sin embargo, esto podrá ocurrir en menos de un lustro, si se tienen en cuenta la declinación de la producción de petróleo y los imperativos de una mayor demanda para responder a la reactivación de las economías de la URSS (motivo Perestroika); de Europa (por la plena vigencia del Mercado Común Europeo a partir de 1992); de USA (por la ya emprendida reindustrialización); de la RPC (por efecto de las Cuatro Modernizaciones del Sr. Deng Tziao P'ing); y de las de los países en desarrollo (ex-Tercer Mundo), por el efecto de locomotora sobre sus economías derivado del crecimiento de las del Nuevo Mundo Multipolar.

La presión de estos presentes y futuros grandes consumidores (USA, URSS, MCE, RPC) sobre la capacidad sobrante de la OPEP, la evaporarán en un dos por tres y, en la medida en que se reduzca este sobrante, los precios del petróleo se afirmarán y crecerán ya indefinidamente.

Por otra parte, conviene recordar que la mayor parte de tal sobrante se encuentra en las vecindades del Golfo Pérsico. Esta es una región inestable, cuyas perspectivas políticas no son halagadoras y se ven agravadas por los enfrentamientos entre cristianos y musulmanes en Armenia y Azerbaiján (URSS) y en Beirut (Líbano); por el resurgimiento del separatismo en las Repúblicas Soviéticas próximas al Medio Oriente (Georgia y Armenia); y por la amenaza que se cierne sobre toda la región, si el fundamentalismo islámico iraní, contagia al futuro gobierno de Afganistán y entre iraníes y afganos se ocupan de desestabilizar

los 55 millones de musulmanes (en su mayoría chiítas) que constituyen la población de las Repúblicas Soviéticas de allende el Mar Caspio.

Islam vs. los Soviets; un enfrentamiento en el cual los soviéticos perdieron ya la primera batalla, en Afganistán, y en el cual se pondrá en juego el futuro de la humanidad.

CARBON: SOLUCION A LA VISTA

Estos posibles y más que probables escenarios geopolíticos desatarían renovados esfuerzos por buscar y localizar reservas adicionales de petróleo en áreas distintas del Medio Oriente y del Golfo Pérsico. Concurrentemente, en la medida en que continúe declinando la participación del petróleo en el cubrimiento de la demanda de energía y se haga cada día más precario el suministro de combustibles líquidos, el carbón deberá aumentar su aporte y contribuir con volúmenes crecientes de líquidos sintéticos (derivados del carbón). Todo ocurrirá dentro de estructuras de precios firmes y en alza.

No sobra enfatizar que ya existen tecnologías comercialmente probadas para la licuefacción del carbón, cuyos rendimientos sobrepasan, en algunos casos, los cinco barriles de líquidos sintéticos por tonelada de carbón. Según recientes estimativos, los líquidos sintéticos podrán competir en los mercados internacionales con los derivados del petróleo cuando éste se acerque al umbral de US\$25.00 por barril. Y esto podrá ocurrir en cualquier momento, dentro de los próximos dos o tres años. También se dan ya prácticas probadas para la gasificación comercial del carbón.

Además, se ha progresado ampliamente en el desarrollo de las llamadas mezclas de carbón/líquido de segunda generación y de las tecnologías de carbones ultradepurados (Ultra Clean Coal Technologies), las cuales ofrecen la oportunidad de comenzar a abrir mercados para los combustibles sintéticos en plazos re-

lativamente cortos y dentro de requerimientos de inversión al alcance de muchos productores.

COLOMBIA: PROGRAMA PARA UN CRECIENTE EXPORTADOR

Por tanto, las circunstancias, tendencias y perspectivas atrás descritas y analizadas permiten anticipar un futuro halagüeño para Colombia. Para aprovechar las coyunturas y oportunidades que podrían presentarse a partir de los primeros años del próximo decenio, convendría:

1.-Reforzar las estructuras financieras, operativas y administrativas de Ecopetrol y Carbocol;

2.-Destinar recursos crecientes a la exploración, tanto en lo que concierne a petróleo y a gas natural como a carbón;

3.-Adelantar, a la mayor brevedad, estudios de caracterización de carbones, con miras a determinar los rendimientos líquido/sólido y las relaciones beneficio/costo de las mismas;

4.-Aumentar los estudios básicos, los anteproyectos y las evaluaciones de factibilidad de las inversiones necesarias para la gasificación y licuefacción de carbones colombianos y para el transporte de gases a los centros de consumo del país y de líquidos a puertos de embarque, para servir los mercados de las cuencas del Atlántico y del Pacífico;

5.-Preparar y activar equipos interdisciplinarios y polivalentes de analistas y negociadores de alta competencia para atender las tareas relacionadas con la negociación de futuros contratos y acuerdos en lo tocante con la exploración, producción, transporte, conversión y comercialización de recursos y derivados de energía fósil (petróleo, gas natural, carbón y sintéticos); para lograr condiciones satisfactorias para las partes y optimizar la participación y el beneficio de las empresas y entidades

colombianas, públicas y privadas, en tales proyectos;

6.—Entretanto, se deben tener en cuenta los eventuales beneficios de la gasificación y licue-

facción de carbones en la negociación y perfeccionamiento de futuros contratos para la exploración y desarrollo de recursos carboníferos en el país.



CIGARRILLOS
IMPERIAL
AHORA TAMBIEN
EN CAJETILLA
DE LUJO

El placer
de fumar,
el placer
de ofrecer.

Fume
cigarrillos Imperial
por sabor y placer.

