

# Editorial

EL FUTURO DE LA POLITICA PETROLERA

Durante más de cincuenta años el país mantuvo la autosuficiencia petrolera y, entre 1926 y 1974, su condición de país exportador. Para entonces, los viejos yacimientos se habían agotado y pocos campos nuevos habían aparecido para reemplazarlos. Entre 1960-1974 la producción había permanecido prácticamente estática, mientras el consumo interno se había incrementado 2.5 veces. Acosados por la escasez nacional y ante un alza creciente de los precios internacionales, los colombianos nos convertimos en importadores netos de crudo en 1975, situación que persistió durante doce años, y que coincidió con un incremento de precios en el mercado internacional.

El proceso vertiginoso de alzas que se inició con la crisis petrolera de 1973, llevaría, al finalizar la década, a un incremento en los precios del 1.500%, alcanzándose en 1981 el precio tope de US\$40 por barril. Al cabo de cinco años, en 1986, el precio del barril se colocaba en US\$15. Desde entonces los precios se han mantenido bajos, aunque con suaves oscilaciones. Por fatal paradoja, Colombia se convirtió en importadora en el momento en que existía un desbordado incremento de precios y retornó al bloque de los países exportadores cuando estos caían sensiblemente.

A partir de 1986 el país recobró la autosuficiencia petrolera, presentando un horizonte positivo para la década que se inicia. *Hoy somos de nuevo país exportador*, de tal suerte que el petróleo y derivados representan el segundo renglón de ingresos de divisas para el país, quebrándose nuestro carácter de monoexportadores de café, lo que no significa que sea Colombia un país petrolero. La participación colombiana en el mercado mundial es ínfima –menor del 1%–; nuestra producción es sin embargo garante del autoabastecimiento sostenido y origina divisas que apoyan el desarrollo nacional y desempeña un importante papel en el mantenimiento de una balanza comercial favorable.

## I. CONTEXTO HISTORICO

### Nacionalización del subsuelo e impulso a Ecopetrol

Un cúmulo de factores internos y de política internacional llevaron a la escasez de 1974. Al cabo de medio siglo, las actividades petroleras mostraban tímidos desarrollos, con un ritmo de exploración y perforación bastante lento. Colombia era un país de poco interés inmediato para los inversionistas extranjeros que lo habían convertido en zona de reserva, congelando, bajo el amparo de la legislación vigente, zonas potencialmente petrolíferas cuya auténtica riqueza se ignoraba. Entre 1961 y 1974 las grandes multinacionales lograron congelar 22.5 millones de hectáreas, casi la mitad del total del territorio que el país tiene con posibilidad de reservas de hidrocarburos. Por aquel entonces, las inversiones extranjeras se desplazan masivamente hacia el Norte de África y el Medio Oriente, con yacimientos extraordinariamente ricos y de fácil explotación.

Desde 1966 el gobierno venía elaborando un plan de reformas legales económicas y cambiarias, que sacaran del estancamiento la actividad petrolera e incentivarán la llegada de inversionistas privados. Era prioritario superar la coexistencia del régimen jurídico de la propiedad nacional y la propiedad



# IsíritibE

privada de los yacimientos de hidrocarburos que impedía el avance de los trabajos de perforación, buscándole a la vez una salida a la inoperancia del régimen de la concesión que se mostraba por completo contrario a los intereses nacionales. En este esquema el Estado cedía los derechos como propietario del subsuelo durante un período que oscilaba entre 23 y 50 años, recibiendo en contraprestación una regalía máxima del 14.5% que se descontaba del total de la producción. De esta manera, el Estado se negaba a asumir el control de uno de sus recursos naturales máspreciados, acompañado de una política generosa, no sólo por las múltiples exenciones que estableció a favor de las empresas petroleras sino por las pérdidas que a largo plazo reportó a la Nación.

Mediante Ley 20 de 1969, el gobierno de Carlos Lleras Retrepo estableció la nacionalización del subsuelo, abriendo además la posibilidad al ejecutivo para declarar de reserva nacional cualquier área petrolífera del país, encargando a Ecopetrol de su exploración y explotación sin sujeción al régimen imperante de las concesiones. Aunque no se eliminaba por completo su validez, a partir de entonces quedaba vigente un nuevo sistema para adelantar la política de hidrocarburos, siendo posible que el Estado aportara directamente a Ecopetrol zonas para su exploración y explotación, la que podía adelantar de manera directa o en asocio con capital nacional o extranjero. Se superaba así un difícil impasse que vivía desde hacía algunos años la Empresa Colombiana de Petróleos, pues no obstante ser un ente estatal, el gobierno carecía de facultad legal para aportarle terrenos por fuera del régimen ordinario de contratación que era, en aquel entonces, el de concesión. Ecopetrol, en pie de igualdad con las compañías extranjeras, debía presentar las soluciones de concesión al Ministerio del ramo, siendo en muchas ocasiones obstaculizada su actividad por el interés privado y las multinacionales petroleras.

## Apertura a los Contratos de Asociación

Una vez recibidos los primeros aportes de tierras por parte de Ecopetrol y establecidas las condiciones para los *Contratos de asociación*, se implementa, a partir de 1971, llegándose en 1974 a un total de 30, con lo que se superaba, en un corto período sólo tres años, el número de hectáreas contratadas por el antiguo sistema de concesiones. Para entonces, el inicio de la crisis energética, la subida vertiginosa de los precios internacionales del

petróleo y la disminución o cesación de las inversiones extranjeras en el Norte de África y el Medio Oriente, habían llevado a las multinacionales del petróleo a una búsqueda afanosa de nuevas fuentes de hidrocarburos en otros países. La coyuntura internacional se tornaba propicia nuevamente para la exploración y la explotación petrolera en Colombia, situación que coincidía con la implementación de un régimen jurídico que establecía condiciones mucho más favorables para nuestra nación. A ésta situación respondió acertadamente el gobierno de Alfonso López Michelsen cuando, al amparo de las posibilidades abiertas por la ley 20 de 1969 y dentro del marco de la Emergencia Económica, promulgó el 28 de octubre de 1974 el Decreto-Ley 2310 que desde entonces sirve de marco de referencia de nuestra política petrolera.

Mediante dicho decreto, quedaba abolida la modalidad de concesiones, erigiéndose, el contrato de asociación como sistema privilegiado para el desarrollo de los proyectos de exploración y explotación que requerían de capital extranjero, sin menoscabar por ello la actividad directa que pudiera adelantar Ecopetrol. De esta manera, las compañías privadas quedaban inhabilitadas para hacer directamente propuestas sobre las áreas de acumulación de hidrocarburos, como ocurría bajo el régimen de concesiones. Indudablemente se da un paso adelante respecto de los intereses de la Nación, pues quedó bajo la responsabilidad directa del Estado y de Ecopetrol el desarrollo y aplicación de la política petrolera del país. Ante las dos alternativas, de adelantar gestión directa o gestión asociada, Ecopetrol y el gobierno optaron por impulsar un sistema mixto, sin renunciar plenamente a la exploración y explotación por parte de la empresa estatal. Técnicamente, la modalidad tradicional de asociación establece una inversión inicial de la asociada en la fase de riesgo y una operación conjunta en la etapa de desarrollo. Con una duración máxima de 28 años, el contrato de asociación establece un período inicial de exploración de 3 a 6 años y otro de explotación con una duración de 22 años.

El riesgo de las inversiones es asumido en su totalidad por la asociada, reembolsando Ecopetrol el 50% de los costos de perforación y terminación de pozos cuando se acepta por parte de la empresa estatal la existencia de un campo comercial. La empresa estatal participa con el 50% de las inversiones y gastos de producción y con el 60% de los gastos de transporte del petróleo producido, y obtiene una participación en la producción total del



60% incluyendo el 20% de regalías. El 40% restante es de propiedad de la asociada. Teniendo en cuenta que ésta última debe pagar los impuestos de renta y complementarios y lo correspondiente al impuesto por remesa de utilidades, los beneficios finales son de 80% aproximadamente para el país y 20% para las multinacionales.

#### Beneficios de la Asociación

Se produce un incremento notorio de los beneficios para la nación, al pasar de una regalía sobre la producción bruta que oscila entre el 7.5% y el 14.5% en el sistema de concesión, a una participación del 80% en el sistema de asociación. Por hacer parte Ecopetrol del Comité Ejecutivo de la Asociación y estar obligada la asociada a entregar la información geológica y geofísica que obtenga, así como la relativa a la perforación y los estudios o interpretaciones técnicas que realice, puede el Estado tener una mayor ingerencia en la programación, ejecución y control de las actividades propias de la industria, así como un mejor conocimiento del potencial petrolífero del país. En la última década se incrementó la exploración petrolera en Colombia. En 1980 la producción de crudo inició de nuevo su ascenso, pasando de 125 mbd en aquel año a 430.000 barriles por día en 1989, esperándose según Planeación Nacional, una producción para 1990 del orden de los 511,4 mbd. Desde su inicio, el sistema de Asociación ha mantenido un nivel creciente en la actividad exploratoria, con un promedio de 45 pozos por año en la década que termina. Durante este período la producción petrolera en Colombia se ha triplicado, mientras que la de Bolivia y Venezuela se ha reducido en cerca de un 20% y Ecuador, por su parte, sólo alcanzó a aumentar su producción en un 50%. En la actualidad nuestras reservas son del orden de los 2.200 millones de barriles, dos terceras partes de las cuales provienen de los contratos de asociación. Observando el comportamiento en la década, de los 125.750 barriles-día obtenidos en 1980, el 7.7% corresponde a *Asociación* y el 56.8% a *Ecopetrol* (sumados los dos participan con el 64.5%); en 1989 de los 404.457 barriles -día, el 65% corresponde a la *Asociación*, el 20% a *Ecopetrol*, para una participación del 85%. El saldo entre lo exportado y lo importado, permitió una balanza comercial favorable de hidrocarburos de US\$729 millones en 1989, frente a US\$538.8 millones en 1989.

Es evidente la importancia que gana la participación del Estado, que le ha permitido irrigar riqueza con destino al desarrollo nacional y regional, por concepto de las regalías provenientes del petróleo y el gas.

## II. LA NECESIDAD DE LOS CAMBIOS RECIENTES

### La polémica alrededor de Caño Limón

Hasta 1983 los descubrimientos por contratos de asociación no pasaban de ser pequeños o medianos yacimientos de petróleo crudo y algunas reservas importantes de gas natural. Pero, con el descubrimiento del pozo de Caño Limón, el panorama cambió por completo. A partir de entonces pudimos dejar de ser importadores para convertirnos de nuevo en exportadores.

En noviembre de 1983 Ecopetrol declaró la comerciabilidad del pozo No. 1, descubridor del campo, con reservas estimadas inicialmente en 40 millones de barriles. Posteriormente, con la perforación de nuevos pozos, se han estimado reservas del orden de los 1.000 millones de barriles de petróleo en un área de 36 km<sup>2</sup>. A partir de 1986, con la entrada en operación del oleoducto Caño Limón-Coveñas, la producción en asociación alcanza en el país cifras récord de 243 mbd en 1987, las que podrían haber sido del orden de los 300 mbd en 1989 de no haberse presentado los frecuentes atentados terroristas contra el oleoducto. Sólo por concepto del contrato de asociación Cravo Norte, la Occidental pagó hasta el 31 de diciembre de 1988, regalías por la suma de US\$200 millones, las que fueron entregadas según los porcentajes correspondientes, a los municipios de Arauca y Arauquita, a la Intendencia del Arauca y a la Nación. Desde el comienzo de la explotación de los campos en enero de 1986 se han producido 200 millones de barriles de petróleo, con un 80% de las reservas todavía en el subsuelo.

Sin embargo, agudas polémicas se han suscitado en los últimos años reclamando cambios en la política petrolera, puesto que no se pueden manejar yacimientos como el de Caño Limón, con mil millones de barriles como reserva, con criterios diseñados cuando en Colombia sólo existían campos pequeños que no pasaban de 20 mil millones de barriles. La disputa sobre los criterios utilizados para la repartición de los beneficios provenientes de la explotación del crudo ha marcado un nuevo rumbo. El comportamiento de la Occidental en el caso de la negociación de Caño Limón, avivó el tema, al no reportar oportunamente el descubrimiento del campo, lo que le otorgó ventajas unilaterales para especular en los mercados internacionales y realizar un pingüe negocio al vender a la Shell, en 1985, la mitad de sus derechos en la zona de Cravo Norte por la suma de US\$1.000 millones, cuando sólo había invertido US\$50 millones, negocia-



ción por la que no se pagó ningún tipo de impuestos en Colombia. Lo más grave, sin embargo, no es el hecho en sí, sino que la Occidental Petroleum Corporation no estaba legal ni contractualmente obligada a informar al gobierno colombiano de la transacción, ni a obtener su consentimiento para la operación comercial, pues actuaba como empresa extranjera que realiza una acción de rutina en el exterior. Agréguese el que la Occidental en la actualidad dueña tan sólo de 1/8 parte de la sociedad, sigue siendo sin embargo la operadora del campo, cuando Ecopetrol tendría mayores derechos para hacerlo.

Otras críticas a los contratos de asociación hacen referencia a los gastos de operación de los campos, determinados por los asociados, lo que les permite realizar transacciones con firmas de su casa matriz, contabilizando los costos de un lado como ganancias en el otro. La operación, comprensible dentro de la lógica de la acción de las multinacionales, es discutible al corresponder a Ecopetrol la cancelación del 50% de tales costos inflados. Por otro lado, el operador —que siempre es el socio extranjero—, es quien determina cuánto crudo se extrae y cuándo. Para cancelar costos derivados de la explotación petrolera en los campos de asociación, Ecopetrol ha debido contraer una deuda externa cuyo servicio es difícil de sobrelevar. Ecopetrol debe, en la actualidad, a bancos extranjeros, la suma de 1.200 millones de dólares con un servicio anual de la deuda de US\$132 millones. Finalmente, cabe anotar que las compañías petroleras sólo están obligadas a reintegrar al país el 25% de los ingresos recibidos por exportaciones, mientras el 75% del petróleo que Ecopetrol les compra para consumo doméstico debe ser cancelado en dólares, al precio internacional, y el pago se hace en bancos del exterior sin que esas divisas pasen por el Banco de la República (1).

### Modificaciones al Contrato de Asociación

Pronunciamientos, de políticos, líderes sindicales, del gobierno, e incluso del mismo expresidente López Michelsen, coincidieron a finales de 1989 en la necesidad de modificar los términos del contrato de asociación. Se buscaba, en lo fundamental, redefinir la participación de Ecopetrol sobre el petróleo producido, reglamentar los derechos de cesión para controlar operaciones como la realizada por la Occidental con el yacimiento de Cravo

Norte y fijar normas sobre transferencia tecnológica y control ecológico.

Desde 1986 se había implementado una variante del contrato de asociación conocida como Contrato de Participación de Riesgo, que permitía a Ecopetrol obtener una mayor proporción de la producción en comparación con el contrato de asociación tradicional. Bajo esta modalidad Ecopetrol participa en el 15-30% de las inversiones de riesgo, obteniendo el Estado beneficios en lo producido que pueden llegar al 72%, mientras la asociada logra un 28%. Este tipo de contratos han sido sin embargo criticados porque en la práctica consisten en entregar tierras de buenas condiciones geológicas y con infraestructura de oleoductos adecuada, que se encontraban bajo reserva para el uso exclusivo de Ecopetrol. Por supuesto, ésto hace que cualquier inversión de la asociada sea mucho más rentable que en el contrato tradicional. Con motivo del Foro Petrolero realizado en noviembre del año pasado, el gobierno anunció su disposición de incluir ajustes en los términos del contrato de asociación, cambios que se resumen en cuatro grandes puntos: 1. Participación escalonada del Estado según producción acumulada; 2. Mayor énfasis y mecanismos concretos para lograr una adecuada transferencia tecnológica; 3. Comprometer a las empresas en el mantenimiento del control ecológico; 4. Establecer mecanismos que faciliten al gobierno conocer las operaciones de cesión o traspaso y que sean tributariamente gravables por el Estado colombiano.

Desde la promulgación del decreto 2782 del mes de noviembre de 1988 hasta la reciente modificación de algunos artículos del contrato de asociación, mucho se ha discutido sobre los beneficios o peligros que estos cambios puedan tener para el futuro de la política petrolera, máxime cuando ha coincidido con bajas en los precios internacionales del crudo, hasta de un 30%.

Las multinacionales que operan en el país han regateado condiciones para la firma de nuevos contratos de asociación para buscar hidrocarburos.

### III. POR UNA PRODUCCIÓN SOSTENIDA

#### Inversión extranjera y futuro de Ecopetrol

Es sabido que la única manera de mantener la autosuficiencia petrolera es fortaleciendo los programas de exploración. Con reservas actuales del orden de los 2.200 millones de barriles, Colombia tiene por un lustro asegurado su consumo interno y un pequeño nivel de exporta-

(1) Informe de la Contraloría General de la Nación, "La República", Bogotá, Sept. 4 de 1989, pág. 7.



ción; pero de no realizarse, en los próximos años, ningún hallazgo promisorio, el país podría convertirse nuevamente, a finales de la década del 90, en importador de crudo. Se hace por eso necesario mantener la participación cuantiosa del capital de riesgo, a fin de sostener un ritmo exploratorio de por lo menos 80 pozos al año. Se calcula que con inversiones del orden de los US\$2.500 millones hasta el año 2.000, sería posible descubrir unos 1.300 millones de barriles adicionales. Ante la imposibilidad de asumir el Estado el monto de esta inversión, se requiere la vinculación del capital privado e internacional a los programas de exploración y explotación petroleras. Adicionalmente, nuestro desarrollo científico y tecnológico no permite un desarrollo autónomo.

Aunque el mayor conocimiento de nuestras cuencas sedimentarias ha elevado, en los últimos años, la posibilidad de encontrar crudo, las perspectivas de ubicar grandes yacimientos no puede tomarse como una certeza próxima. Si bien hacia 1975 se necesitaba perforar 14 pozos exploratorios para obtener un campo económicamente productivo, en la actualidad esta relación ha disminuido, resultando efectivo uno de cada tres intentos. Sin embargo, los hallazgos siguen siendo pequeños, de 57 pozos exploratorios perforados en 1989, sólo se descubrieron 22 millones de barriles de petróleo. Y, en retrospectiva histórica, se puede constatar que de los 157 campos petrolíferos descubiertos en el país hasta el presente, sólo dos se ubican por encima de los 500 millones de barriles, mientras el 65% de los descubrimientos se hallan por debajo de los 10 millones de barriles.

Dado que los costos de perforación exploratoria son similares para un campo grande que para uno pequeño, preocupa a los analistas y al gobierno estimular la inversión privada, que sólo se mueve hacia aquellos sectores que le ofrecen la máxima rentabilidad al mínimo riesgo. Buscando superar los obstáculos, que en cuanto a calidad de hidrocarburos y transporte a puertos puedan encontrar las empresas inversionistas, desde 1976 se adoptó en el país la política de ajustar los precios de compra del petróleo producido en nuestro territorio mediante los contratos de asociación, llevándolos a nivel de los precios internacionales, pagando los crudos puestos en las refinerías del país al precio internacional CIF Cartagena. Finalmente, en 1980, mediante resolución originaria en el Ministerio de Minas, se fijó un precio para el petróleo de los niveles básicos de producción con ajustes vinculados a la inflación interna y externa y al valor del dólar. De esta manera, para incentivar la inversión y los nuevos trabajos de exploración, el gobierno se apartó de

la antigua modalidad, vigente dentro del régimen de concesiones, de fijar a las compañías un precio fijo para las ventas destinadas al consumo interno, con niveles por debajo de los del mercado internacional.

Sin renunciar al sistema mixto, que tantos beneficios ha reportado al país, se hace necesario redefinir el papel de Ecopetrol como empresa petrolera, actualmente en peligro de verse limitada a la simple labor de intermediaria entre el país y las multinacionales. Atravesada, como el conjunto de la sociedad, por los múltiples problemas que azotan al país, pareciera que la única medida clara del Estado para con su empresa sea la de asignarle la tarea de contribuir al programa macroeconómico, canalizando parte de sus recursos hacia proyectos declarados prioritarios por el gobierno, especialmente en el área social o con destino a pagos de la deuda externa. Las transferencias totales de Ecopetrol a las arcas estatales alcanzan un total del 32% de sus ingresos brutos. Se convierte en una suerte de empresa "bombera" respecto de las variadas chispas que incendian al país.

Las frecuentes interferencias sobre los recursos del sector hacen difícil la planeación de una política petrolera a mediano y largo plazo. Limitarle a Ecopetrol el aprovechamiento de sus utilidades tiene como consecuencia directa una disminución en su actividad directa en el campo exploratorio. Si se precisara el porcentaje de utilidades destinadas a la capitalización, sería posible generar recursos financieros adecuados para asegurar que la empresa estatal pueda contribuir, en exploración directa, con una parte significativa de los US\$250 millones que se requieren anualmente como inversión para que el país pueda mantener, hacia el futuro, su autoabastecimiento en materia de hidrocarburos. Una mayor intervención de la empresa estatal en la exploración y explotación directas es tanto más necesaria cuando falta por explorar en el país más del 75% de nuestras cuencas sedimentarias promisorias.

El fortalecimiento del Fondo Nacional de Exploración debe ir parejo con una mayor consolidación técnica de Ecopetrol y un decidido empuje a la actividad que debe desarrollar el Instituto Colombiano del Petróleo. Convenios de asistencia técnica –como el de Petrocanadá– deben ayudar a un mayor desarrollo de la tecnología nacional, proceso que cabe entender como un aprendizaje que permita, en un futuro, alcanzar una aplicación autónoma y original de la tecnología transferida. Para ello, es necesario además que Ecopetrol estreche sus contactos con las universidades y los investigadores nacionales. Definida ya la meta del autoabastecimiento de hidrocar-

buros, es preciso hacer frente a la insuficiencia de derivados para el mercado interno, lo que conlleva a un incremento en las importaciones de gasolina de motor del orden de los US\$153 millones en 1988. No es comprensible que teniendo petróleo suficiente no garanticemos gasolina para el consumo doméstico. Urge ampliar la capacidad nacional de refinación teniendo presente que una red de pequeñas refinerías ubicadas en ciudades intermedias, cercanas a los centros de producción petrolera, puede perfectamente combinarse con una gran refinería que, por razones estratégicas, debe construirse en el centro geográfico del país. Se hace necesario, además, avanzar en la colombianización de la distribución de combustibles, actividad que puede ayudar al fortalecimiento de Ecopetrol y de la Nación.

En cuanto a la política de distribución de regalías, urge un replanteamiento para evitar que se profundicen desequilibrios entre municipios beneficiados y los excluidos de las utilidades petroleras, asegurándose, por demás, un adecuado control para evitar que los ingresos se destinan a gastos de funcionamiento de las burocracias municipales y departamentales, cuando es sabido que se debe dar prioridad a la inversión en salud, educación y a proyectos de desarrollo regional que busquen romper los desequilibrios y no acentuarlos, teniendo en cuenta que se trata de un recurso no renovable que bien puede comportarse como sector líder del desarrollo nacional.

El sano nacionalismo que debe acompañarnos en la defensa de los recursos naturales no debe confundirse con el terrorismo económico y ecológico que practican algunos sectores que se han empeñado en afectar los bienes de la estatal petrolera con voladuras continuas a los oleoductos que transportan el crudo, ocasionando no sólo una pérdida económica sensible sino un irreparable daño ecológico a la nación.

RICARDO MOSQUERA MESA  
Rector U.N.

Bogotá, 9 de Junio de 1990

