



ecoPETROL

Energía limpia
para el futuro



60 años








ecopETROL
Energía limpia
para el futuro

60 años

Villegas
editores



CONTENIDO

PRESENTACIÓN: JAVIER GUTIÉRREZ PEMBERTHY	9
INTRODUCCIÓN: JUAN BENAVIDES	15
Capítulo 1. EL PETRÓLEO EN COLOMBIA, 1900- 1950: ESPECULADORES Y EMPRESAS MULTINACIONALES	21
Capítulo 2. LA FUNDACIÓN DE ECOPETROL O EL PRAGMATISMO DE LA CLASE DIRIGENTE COLOMBIANA	63
Capítulo 3. LOS PRESIDENTES DE ECOPETROL	103
Capítulo 4. LOS NEGOCIOS DE ECOPETROL EN PERSPECTIVA HISTÓRICA	169
Capítulo 5. LA INNOVACIÓN Y EL APRENDIZAJE TECNOLÓGICO EN LA HISTORIA DE ECOPETROL	221
Capítulo 6. EL RETO DE LAS RELACIONES INDUSTRIALES EN ECOPETROL	273
Capítulo 7. LA MAGIA DEL PETRÓLEO: UNA APROXIMACIÓN A LA HISTORIA SOCIAL DE ECOPETROL	319
Capítulo 8. MACROECONOMÍA Y PETRÓLEO EN COLOMBIA, 1951-2011	361
Capítulo 9. LA ECONOMÍA POLÍTICA DEL PETRÓLEO: CONSIDERACIONES A LOS SESENTA AÑOS DE LA CREACIÓN DE ECOPETROL	421
Capítulo 10. AUGE Y LEGADO DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN	461
Capítulo 11. DE LOS CONTRATOS DE ASOCIACIÓN A LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN EN COLOMBIA: LA PERSPECTIVA ECONÓMICA	517
ÍNDICE DE ONOMÁSTICO	553
LOS AUTORES	568



PRESENTACIÓN

Javier Gutiérrez Pemberthy

Presidente de Ecopetrol

La demanda de energía en el mundo continuará aumentando en las próximas dos décadas impulsada principalmente por el auge de países emergentes en los que la población, especialmente la creciente clase media, desea mejorar su nivel de vida con un acceso cada vez mayor a la tecnología, a medios de transporte y a los bienes propios de la sociedad moderna.

La presión internacional no será solo por más energía y a cualquier precio. Será por energía limpia, que respete el medio ambiente, con procesos más eficientes y sostenibles, con la garantía de que la producción de hoy no deteriore o destruya parte del mundo que le debemos dejar a las generaciones futuras.

Estas dos tendencias –la necesidad de más energía y de que sea cada vez más limpia–, unidas a la urgencia estratégica que tienen algunos países de que el suministro no dependa de una sola fuente, así como tampoco de un grupo de naciones productoras, dejan el terreno abonado para que se dé, ahora sí, un gran cambio en la industria energética que vendrá de la mano de adelantos tecnológicos que permitirán ir más allá de las fuentes tradicionales que hoy conocemos y que en su mayoría están en etapa de agotamiento. Los expertos nos repiten frecuentemente que el petróleo fácil de encontrar se está acabando y que hoy tenemos que traspasar fronteras que parecían una utopía hace apenas unos años.

Nadie sabe el orden de llegada y de penetración de las nuevas fuentes y de tecnologías como las celdas de hidrógeno, los biocombustibles de nueva generación, los hidrocarburos no convencionales y sintéticos y hasta los automóviles eléctricos, entre otros. Tampoco es clara la velocidad que tendrán los cambios en tendencias de urbanización, patrones de consumo, estilos de vida o movilidad, ni las consecuencias que tendrá la incertidumbre sobre la generación nuclear tras lo sucedido en Japón. Sin embargo, de lo que sí estamos seguros es que las empresas que no sean capaces de adaptar su oferta por fuente y geografía, que no puedan generar tecnología propia, ofrecer servicios energéticos sofisticados o integrarse con negocios afines y complementarios, estarán condenadas a languidecer o desaparecer.

Al conmemorar los primeros 60 años de vida, Ecopetrol no solo debe celebrar por las realizaciones y crecimiento en estas décadas, por el fortalecimiento de sus negocios y el cumplimiento de sus metas. Debe ser una ocasión para reflexionar sobre si la Empresa está preparada para afrontar los retos que impondrá la nueva era de la energía limpia y si tiene las fortalezas necesarias para alcanzar un lugar relevante en el nuevo escenario mundial.

El primer paso para responder a este desafío es revisar nuestra historia y reconocer nuestras capacidades distintivas y lo logrado en estos primeros 60 años. De ahí la importancia de este libro en el que se destaca un trabajo de investigación exhaustivo e imparcial sobre la evolución de Ecopetrol y sus implicaciones en el desarrollo del país, desde antes de su fundación hasta las actuaciones más recientes, con una visión multidisciplinaria e internacional.

Con el liderazgo de la Universidad de Los Andes, la acertada conducción de su comité editorial y la participación de un selecto grupo de expertos y académicos, algunos de ellos protagonistas de la misma historia de Ecopetrol o del país, entregamos un trabajo que permitirá entender cómo se forjó Ecopetrol; la forma como evolucionaron sus negocios; las repercusiones en la economía nacional; el papel ejercido por los trabajadores y sus sindicatos, especialmente la Unión Sindical Obrera; las implicaciones en el desarrollo social de nuestro país; y el rol de las diferentes administraciones en la construcción de la Ecopetrol que tenemos hoy.

El ocaso del modelo de asociación

Es necesario reconocer que el esquema de asociación fue la mejor medicina para salir de la crisis de 1973, año en el que el país inició una etapa como importador de hidrocarburos, y fue exitoso durante las dos primeras décadas de aplicación, como lo atestiguan grandes descubrimientos como Apiay (1981), Caño Limón (1983), Cusiana (1989) y Cupiagua (1993), pero también hay que advertir que con el pasar de los años se convirtió en una política disuasiva para emprender proyectos en campos pequeños, mayoritarios en Colombia, en un ambiente de precios bajos y en una situación internacional en que otros países mejoraban sus condiciones y otros se abrían a la inversión privada.

La empresa llegó a firmar un solo contrato de exploración en 1999 y las reservas empezaron a declinar sin descubrimientos que compensaran la tendencia negativa desde mediados de la década de los noventa. Las restricciones para reinvertir buena parte de sus excedentes y utilidades y la imposibilidad de financiación externa estaban dificultando aun más el desempeño de Ecopetrol.

En el periodo de asociación, anterior a 2003, cuando Ecopetrol definía la política del recurso, la empresa podía reservarse bloques, en algunos casos sin la capacidad de llevar a cabo las actividades exploratorias y de producción para su desarrollo, con capacidades técnicas limitadas y con restricción de recursos de inversión. Cuando se asociaba, lo hacía sin correr el riesgo de exploración y, según el contrato, el porcentaje que quedaba en el país de la renta generada, incluyendo la empresa, podía inclusive superar el 80% para algunos proyectos, lo que llevó a perder competitividad y alejar la inversión en la década de los noventa.

La responsabilidad fiscal y de agente del desarrollo local que tuvo Ecopetrol ocasionó efectos positivos en el aumento del gasto público y en el desarrollo de las regiones petroleras, pero la llevó a asumir obligaciones que no le correspondían y a estar expuesta a consideraciones de diferente índole, ajenas a sus objetivos empresariales, a la hora de realizar inversiones.

La transformación del sector (2003-2011)

La reforma realizada mediante el Decreto Legislativo 1760 de 2003 introdujo un contrato de concesión con características competitivas internacionales, en reemplazo del contrato de asociación. El Ministerio de Minas y Energía se encargó de dictar las políticas para el sector y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), entidad adscrita a dicho ministerio, empezó a administrar y regular de manera independiente las áreas y los recursos de petróleo y gas natural mediante la convocatoria a concursos abiertos en los que las compañías ya no tienen la obligación de asociarse con Ecopetrol, empresa que es considerada desde entonces como un actor más en dichos procesos. Así mismo, la ANH responde desde entonces por el abastecimiento de hidrocarburos y derivados, al tiempo que se encarga de recaudar y girar las regalías.

Los objetivos de política pública que le fueron asignados en su fundación a Ecopetrol, cumplidos con responsabilidad, fueron transformados a tiempo por las reformas incorporadas que la liberaron de los papeles simultáneos y conflictivos de ser eficiente como empresa y, al mismo tiempo, ejercer los papeles de definidor de política de hidrocarburos, socio forzoso de los inversionistas privados, proveedor de recursos fiscales y financiador de iniciativas de desarrollo local.

Las anteriores condiciones habrían llevado a la empresa a un proceso de deterioro, como lo pronosticaron algunos expertos a principios de la pasada década, si no se hubiera realizado la transformación que con determinación y buen tino emprendió el Gobierno Nacional y la administración de Ecopetrol de aquel momento, en medio de la amenaza de la pérdida de autosuficiencia y del talento humano.

La transformación del sector llevada a cabo desde el año 2003, iniciada con el Decreto Ley 1760, se tradujo en una mayor competitividad del país en materia de hidrocarburos, como lo demuestran las cifras de inversión extranjera directa y los incrementos en la firma de contratos, actividades de sísmica y perforación de pozos, así como en el notorio incremento de la producción que ya se acerca al millón de barriles de crudo por día. La creación de la ANH y las nuevas responsabilidades de Ecopetrol, con mayor autonomía administrativa, presupuestal y laboral, permitieron consolidar el crecimiento de una empresa que hoy se ha convertido en un grupo empresarial con presencia internacional, con participación en nuevos negocios y con un plan estratégico diseñado con una visión de largo plazo.

La nueva Ecopetrol

Este cambio era necesario para dinamizar el sector y atraer recursos frescos a la exploración y la explotación, pero no era suficiente para garantizar la supervivencia de Ecopetrol. La empresa seguía teniendo las limitaciones de estar dentro del presupuesto público, unido a limitaciones de carácter laboral, presupuestal y de contratación.

El consenso en su momento era que hacía falta la segunda parte de la reforma para que Ecopetrol pudiera invertir según sus oportunidades y tener la potestad de endeudarse. Para lograrlo existían varias alternativas que diferían en su viabilidad política, desde privatizarla totalmente hasta capitalizarla en un porcentaje que permitiera su conversión en una sociedad de economía mixta. En la Ley 1118 de 2006 quedó plasmado que el mejor camino era el segundo y se autorizó a Ecopetrol a realizar una capitalización, vía emisión de acciones, hasta un 20% de su propiedad, en la que podían participar ciudadanos colombianos y el denominado sector solidario.

La decisión fue hacer una emisión de acciones en el mercado local por el porcentaje mínimo que permitiera el cambio de naturaleza jurídica (10,1%). Esta medida se ejecutó a mediados de 2007 con una favorable respuesta del público y con un impacto importante en la dinámica del mercado bursátil de Colombia y en la democratización accionaria. A partir de ese momento, Ecopetrol empezó a incluir en su administración cada vez más criterios empresariales y de rentabilidad, con un marco legal más cercano al derecho privado.

Este cambio de régimen implicó tener libertad de planes de inversión y adquirir deuda por diferentes vías para financiar su plan estratégico, con lo que se buscaba aumentar el valor de la empresa y simultáneamente crear valor para sus accionistas, con una visión empresarial que la llevó a internacionalizarse, ingresar al mercado de los bio-combustibles, impulsar el desarrollo del gas natural y emprender un plan sin antecedentes de adquisiciones para reforzar sus principales áreas de negocio, entre las que se destacan las transacciones de Propilco, Hocol, Petrotech (ahora Savia Perú) y los activos de Bp en Colombia (hoy Equión).

El cambio también se vivió en el interior de la empresa con una política salarial referenciada al mercado de hidrocarburos, que incorpora pagos variables por resultados, una nueva era en las relaciones con los sindicatos basadas en relaciones de confianza y la búsqueda de factores diferenciadores en el mercado, para lo que ajustó el trabajo de su brazo de ciencia y tecnología, el Instituto Colombiano del Petróleo, que ahora se enfoca en factores críticos de los negocios de Ecopetrol, como los crudos pesados o la repotenciación de campos maduros.

Ecopetrol emprendió programas de desarrollo en sus diferentes áreas de negocio, con una mejor estructura de capital y la posibilidad de acceder a diferentes instrumentos para su financiación, lo que acompañó con mejoras paulatinas en su confiabilidad operacional, el aseguramiento de los procesos y con un más estricto seguimiento a la ejecución de los proyectos.

Esa nueva empresa se plasmó en un agresivo cambio de marca, que pasó del tradicional tunjo a una iguana joven y vigorosa, testimonio del compromiso con la vida y con el medio ambiente, que hoy es la cara visible y reconocida de la que se considera como una de las empresas más sólidas, admiradas y de mejor reputación en Colombia.

La presencia en la Bolsa de Valores de Colombia, que en 2008 se extendió a la de Nueva York y posteriormente a Lima y Toronto, se tradujo en el fortalecimiento de normas de gobierno corporativo, con mayores inversiones en gestión social, un nuevo enfoque de sus políticas de Responsabilidad Corporativa por grupos de interés, un renovado compromiso ambiental y la adopción de mecanismos para garantizar la transparencia en la información y en la gestión.

En el ámbito de la protección ambiental, uno de los ejes de la nueva política energética, Ecopetrol ha logrado no solo mejorar sus procesos con reducciones significativas en derrames y afectaciones, sino que ha dado un

paso al futuro con la construcción y puesta en operación de la planta de hidrot ratamiento de la refinería de Barrancabermeja, la puerta de entrada a una era de combustibles más amigables con el medio ambiente, con bajos contenidos de azufre, que ya se distribuyen en ciudades como Bogotá, Medellín y en los sistemas de transporte masivo. A finales de 2012, estos combustibles estarán presentes en todo el territorio nacional, con lo que Colombia asumirá un lugar de liderazgo en la era de los combustibles limpios.

El tiempo transcurrido desde el cambio de regulación sectorial y de naturaleza jurídica solo cubre 8 de los 60 años de la vida de Ecopetrol, tiempo insuficiente para recoger los frutos y hacer una evaluación completa del cambio. Sin embargo, los logros para el país y la empresa ya son notorios en algunos frentes, entre los que se destacan el crecimiento de las áreas en las que hoy se realiza exploración; en los crecientes niveles de producción; en las inversiones para extender, modernizar y ampliar la infraestructura de transporte y refinación; en la incursión en nuevos negocios y países; y en la diversificación de mercados. En fin, los logros de estos 8 años muestran que, más allá de los beneficios para Ecopetrol, los cambios permitieron dinamizar el sector y hacer de los hidrocarburos una de las locomotoras que hoy jalonan la economía nacional.

La mayoría de las promesas con las que se concibió la nueva Ecopetrol han sido superadas. Por ejemplo, entre 2003 y 2006 se diseñó una estrategia para llegar a producir 500 mil barriles de petróleo equivalente en 2011. Dicho resultado fue cumplido dos años antes y la meta fue duplicada para 2015. Y qué decir del comportamiento de los aportes de Ecopetrol a la nación, vía impuestos, regalías y dividendos, que se triplicaron en cinco años desde cerca de \$5 billones en 2002 a \$14 billones en 2008. Estas cifras demostraron con hechos que era cierto que para el Estado colombiano era mejor tener el 89,9% de una empresa fortalecida y en crecimiento que el 100% de la empresa que existía a principios de la década pasada.

Una historia que nos inspira y que se repite

En los capítulos de este libro se hace evidente que los cambios que ha vivido Ecopetrol en la última década (2002-2011) fueron posibles gracias a lo logrado en sus primeros cincuenta años de vida, en los que se acumularon capacidades empresariales, se fortaleció el talento humano, se consolidaron algunos de sus negocios, se heredó conocimiento de los socios y se entendió la geología y las posibilidades de nuestro país en la industria de los hidrocarburos.

La voluntad y decisión con la que hoy nuestra gente adelanta campañas exploratorias en los Llanos Orientales, en donde se extrae más del 60% de la producción de crudo de Colombia, no son muy diferentes a las que tenían los primeros exploradores antes del nacimiento de Ecopetrol y que llevaron a realizar descubrimientos en la legendaria Concesión de Mares entre 1916 y 1945, en lo que hoy es el campo La Cira Infantas. Esa tenacidad y terquedad, tan propias del espíritu petrolero, son quizás la mejor demostración de que la historia de Ecopetrol la han escrito personas que han soñado y que han puesto todo su esfuerzo para cumplir esos sueños.

Y lo mismo podríamos decir de los procesos de modernización que hemos emprendido recientemente en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, sin duda un paso adicional en la historia de ampliaciones que se iniciaron en los mismos años cincuenta con los primeros ensanches de las plantas construidas a orillas del río Magdalena por la Tropical Oil y que una década después serían asumidas por Ecopetrol.

Así mismo, la ambiciosa ampliación de la red de transporte que hoy vive el país, con obras como el Oleoducto Bicentenario y la ampliación de la capacidad de almacenamiento y exportación, encuentra sus orígenes en la construcción de oleoductos como el de la Andian (1923-1926), cuando apenas despuntaba nuestra industria y se hacía necesario evacuar el crudo de las concesiones De Mares y Barco, hasta las obras adelantadas en los años ochenta y noventa, consideradas verdaderas joyas de ingeniería, como Caño Limón-Coveñas y Orensa.

Hasta el proceso de capitalización llevado a cabo en Ecopetrol en 2007, que permitió la vinculación de casi medio millón de colombianos como accionistas en el mayor proceso de democratización en el país, tiene un antecedente en la misma discusión que se dio a finales de los años cuarenta y que se materializó en la Ley 165 del 27 de diciembre de 1948 que autorizaba la creación de la Empresa Colombiana de Petróleos con participación de la Nación y del capital privado, nacional y extranjero.

Cuán premonitorias fueron las frases de quienes participaron en el debate público sobre la formación de Ecopetrol a finales de los cuarenta —como nos lo recuerda el ex ministro Carlos Caballero en su capítulo sobre la fundación de Ecopetrol— cuando en el mismo Congreso de la República se pidió que fuera una “empresa netamente colombiana y popular en la que se sientan vinculadas con adhesión irrevocable todas las capas económicas de la sociedad colombiana”. Y aun más, este objetivo debía lograrse a través de un proceso participativo, que hoy denominamos democratización, en el que “cada habitante del territorio pueda tener todas las facilidades de acceso a la incorporación de sus pequeños o grandes capitales a la organización y funcionamiento de esa futura sociedad anónima”, como lo sugirió Argemiro Martínez Vega, representante a la Cámara y miembro de la Comisión Interparlamentaria y Ministerial de Petróleos en 1949.

Tuvieron que pasar 58 años exactos para que en otro 27 de diciembre, número cabalístico en nuestra historia, se promulgara la Ley 1118 de 2006 que autorizó la capitalización de Ecopetrol por medio de una emisión de acciones que también se haría realidad en otros días 27 —el primero en agosto de 2007 y el segundo en julio de 2011— cuando se iniciaron las ofertas de la primera y segunda rondas y los colombianos acudieron masivamente a convertirse en Socios Ecopetrol.

El futuro, el sueño

La empresa tiene programas de inversión hasta el año 2020 del orden de los US\$8.000 millones anuales, con la aspiración de producir un millón de barriles limpios equivalentes de crudo en 2015 y 1,3 millones de barriles equivalentes en 2020, cuando tiene la visión de llegar a ser una de las mayores 30 petroleras en el mundo.

Barriles limpios son aquellos que no sólo cumplen con los objetivos de rentabilidad propuestos en nuestro marco estratégico, sino que surgen de una operación sin accidentes, sin incidentes ambientales, en paz laboral y en armonía con nuestros siete grupos de interés dentro de un esquema que garantice la sostenibilidad en las dimensiones económica, social y ambiental.

Los que trabajamos en Ecopetrol nos sentimos orgullosos de lo que somos y lo que han construido miles de trabajadores en seis décadas. Pero con la misma claridad decimos que no es suficiente y que no nos podemos conformar con lo construido, que tenemos una enorme responsabilidad con nuestros accionistas, con todos los otros grupos de interés y con las siguientes generaciones de colombianos que requieren que Ecopetrol siga creciendo y aportando al crecimiento de nuestro país.

La mejor forma de afrontar este reto, el reto de la energía limpia, es conocer nuestra historia y saber cómo hemos llegado a esta Ecopetrol que tenemos hoy. Solo así podremos, con la misma creatividad, ingenio y ambición de los que forjaron esta Empresa, ser un jugador relevante entre las compañías que moverán el mundo y se destacarán por hacerlo de una forma responsable y sostenible.

Por esto, en la conmemoración de nuestros 60 años, queremos agradecer a todas las personas que han hecho posible esta gran historia. A nuestros trabajadores sin distinción de nómina o área de trabajo. A las 22 administraciones que ha tenido la compañía. A los gobiernos nacionales y departamentales que han compartido nuestro crecimiento. A todos los colombianos que han reconocido en Ecopetrol a su primera empresa. En fin, a todos aquellos que han dejado su vida por o en esta empresa y que son la inspiración para que muchos otros sigan construyendo esa Ecopetrol de nuestros sueños.

Es un honor presentar este libro en un momento especial de nuestra historia, en el mismo año en el que realizamos la segunda ronda de la emisión de acciones autorizada en la Ley 1118, con la que otros miles de colombianos se están vinculando a la compañía y se ratifica aquel sueño de nuestros precursores de tener una Ecopetrol democratizada en la que un número plural de ciudadanos participen de su propiedad.

Los invitamos a leer este libro conmemorativo de nuestros primeros 60 años, riguroso con nuestra historia e independiente en sus apreciaciones, que permite contrastar hechos y abrir análisis sobre lo que ha sido Ecopetrol y su papel en nuestra industria petrolera y económica, dentro de la lógica de un negocio global y en un momento de cambio en el mundo en el que se están definiendo los cimientos para construir la nueva era de la energía.

Ecopetrol, energía limpia para el futuro.



INTRODUCCIÓN

Juan Benavides

Editor

La Facultad de Administración de la Universidad de los Andes acogió con entusiasmo, como un reto académico y una oportunidad de acercarse a la experiencia de una empresa de gran tamaño y de innegable importancia en el desarrollo colombiano durante la segunda mitad del siglo xx, la invitación de Ecopetrol, a través de su vicepresidente Pedro Rosales, para escribir un libro conmemorativo de los 60 años de fundación de la empresa. La Facultad, con el apoyo de la Escuela de Gobierno “Alberto Lleras Camargo”, profesores de otras facultades e investigadores externos, presentó la propuesta temática que condujo a escribir este volumen.

El libro se compone de ensayos (capítulos) autocontenidos, que analizan cada uno aspectos importantes de la vida de Ecopetrol con una perspectiva histórica. No es una historia comprensiva, por lo cual algunos temas no se desarrollaron; por ejemplo, la evolución de las prácticas gerenciales. Se espera que el libro llegue a un público amplio y no especializado. En comparación con esfuerzos editoriales recientes de otras empresas petroleras a nivel mundial y local, el estilo es más académico y la estética está a la par de los contenidos.

El futuro del petróleo en las próximas décadas es incierto y por lo mismo fascinante. Los descubrimientos de gas no convencional en grandes cantidades ampliamente distribuidas, los esfuerzos de innovación tecnológica en transporte, la combustión limpia del carbón, el almacenamiento del dióxido de carbono, la utilización masiva de energías renovables (incluyendo la energía proveniente de las algas y la celulosa), la emergencia de las clases medias en China e India, entre otras fuerzas, cambiarán la geopolítica de la energía, el peso relativo de las diferentes fuentes de energía y obligarán a redefiniciones estratégicas de las empresas de este sector.

Ecopetrol surgió como empresa nacional que fue asumiendo presencia progresiva en todos los negocios de la cadena de valor. Tenía además un fuerte mandato fiscal: aportar recursos para el desarrollo del país. Esta condición de origen restringió su crecimiento, al no poder reinvertir los excedentes de explotación en expansión. La situación cambió a partir de 2003, cuando Ecopetrol dejó de tener el papel rector de la política petrolera (que asumió la recién creada Agencia Nacional de Hidrocarburos) y se eliminaron los contratos de asociación (fuente de conflictos de interés, a pesar de su positivo papel inicial), reemplazados por modernos contratos de concesión. Posteriormente, en 2007, Ecopetrol cambió su naturaleza accionaria, de manera que ya no hace parte del presupuesto nacional y tiene ahora el camino despejado para enfrentar las perspectivas y retos del sector energético global.

Las expectativas sobre el futuro de Ecopetrol no son separables de su historia. Su concepción inicial y su fundación obedecieron a decisiones racionales de la elite de la época. La empresa ha sido liderada por tecnócratas y su gestión blindada de las inevitables presiones redistributivas. Ecopetrol ha sido la empresa más grande del país y ha influido decisivamente tanto en los aspectos macroeconómicos como en la definición de muchas sociedades regionales. Abundan los ejemplos de peso de lo técnico y de mística entre sus empleados. Pero la empresa enfrentó

largos períodos de importaciones a precios altos y, con la llegada de los grandes descubrimientos, de exportaciones a precios bajos. La institucionalidad y los instrumentos para atraer inversión de riesgo en exploración y producción fueron perdiendo competitividad internacional. Con la ventaja de la mirada retrospectiva, los cambios de fondo de esta década no podían haber llegado en mejor momento para la empresa y para el país. La fortaleza es que la trayectoria previa permitió la acumulación de conocimiento y de tradiciones que sirven de punto de partida para desarrollar mejoras técnicas y capturar oportunidades comerciales en un contexto internacional.

La historia del petróleo en Colombia surge en el contexto de la competencia entre potencias por asegurar fuentes energéticas, período que cubre las últimas décadas del siglo XIX y la primera mitad del siglo XX. En este contexto, el capítulo 1 (X. Durán) analiza el papel de la Standard Oil y la naturaleza de la competencia y consolidación de diversos intereses en diferentes segmentos del negocio en Colombia. El capítulo 2 (C. Caballero y A. Amaya) se refiere a las alternativas de política discutidas antes de la fundación de Ecopetrol, que incluyeron fundar una empresa pública o una privada y pondera la prudencia de las decisiones fundacionales. El capítulo 3 (J. Benavides) incluye reseñas biográficas de los presidentes de la empresa, enmarcadas dentro de la vida económica del país, e identifica regularidades dentro de sus personalidades y perfiles. Este primer grupo de capítulos provee contexto de origen y da una primera visión general de la vida de la empresa.

Un segundo grupo de trabajos se centra en la evolución de los negocios y la tecnología. El capítulo 4 (M. Avella) discute cuatro momentos de la historia de los negocios (exploración, explotación, refinación, transporte y distribución de crudo y derivados). Destaca el encadenamiento de los procesos técnicos y la integración progresiva de los negocios upstream y downstream. C. Forero y E. Dávila (capítulo 5) discuten la trayectoria de asimilación de tecnologías, aprendizaje, incursiones en procesos de innovación autóctona, el impacto de los cambios tecnológicos sobre el desempeño de la empresa y el papel del Instituto Colombiano del Petróleo.

El tercer grupo de ensayos aborda dos temas sociales: las relaciones industriales en la empresa, y las de la empresa con las comunidades. Como es de esperarse, estos son temas polémicos. M. Urrutia (capítulo 6) analiza las causas de los conflictos laborales en la Tropical Oil Co., su influencia en la consolidación de dos culturas enfrentadas, y la historia de las huelgas de la empresa. M. Serje y C. Steiner (capítulo 7) hacen una primera aproximación a las relaciones con las comunidades donde se asientan las actividades petroleras, cubriendo casos específicos (Barrancabermeja y los uwas) y la evolución de las políticas sociales en la empresa.

El libro continúa con dos capítulos sobre macroeconomía y petróleo, y la economía política del petróleo. A. Martínez (capítulo 8) evalúa la cambiante importancia del sector de hidrocarburos en los ingresos fiscales nacionales y territoriales, su contribución al balance externo, al empleo y al Producto Interno Bruto. A. Puyana (capítulo 9) estudia las interacciones entre intereses en torno a la inversión y distribución de los excedentes petroleros de Colombia, enfatizando los efectos de las políticas y las características de la distribución de las regalías.

El libro cierra con dos discusiones sobre los contratos usados por Ecopetrol para explorar y explotar hidrocarburos. R. Segovia (capítulo 10) cubre la historia completa y logros del contrato de asociación dentro del contexto de la industria mundial y la marginalidad petrolera colombiana, poco percibida o discutida en el país. J. Benavides (capítulo 11) hace un análisis económico de la transición del contrato de asociación al de concesión moderna, sus incentivos respectivos y los logros preliminares del contrato de concesión a partir de 2003.

Finalmente, el libro viene acompañado de una línea de tiempo, elaborada por Carolina Castelblanco, y de un apéndice de cifras de la industria petrolera y la economía del país, compilado por Astrid Martínez, ambos en medio magnético.

El comité editorial del libro estuvo conformado por Pedro Rosales, Hernando Zerda, Mauricio Téllez, Natalia Vega, Martha Sofía Serrano y Astrid Martínez, por parte de Ecopetrol; y por Carlos Caballero, Carlos Dávila y Juan Benavides, en representación de la Universidad de los Andes. El comité y los autores recibieron el apoyo de Miguel Ángel Santiago. Los pares externos incluyeron a Luis Ernesto Mejía, Luis Bernardo Flórez, Ismael Arenas, Alberto Merlano, Raúl Salazar, Francisco de Roux y Salomón Kalmanovitz. Numerosos funcionarios de Ecopetrol apoyaron la consecución de materiales, la identificación de aspectos clave y leyeron los borradores de muchos capítulos.

Gracias a un esfuerzo colectivo, novedoso por dar espacio a la interacción fecunda de dos ópticas —aquella de un conjunto de académicos, muy independientes y con experiencia, y la de un equipo gerencial conocedor de la cultura interna de Ecopetrol— este libro sale a la luz pública. El Grupo de Historia y Empresariado de la Facultad de Administración de la Universidad de los Andes ha encontrado en este proyecto una veta de investigaciones que aspira a desarrollar en el futuro.

*Páginas 2-3:
lagos circundantes
e instalaciones
del campo petrolero
de Caño Limón.*

*Página 4:
máquina perteneciente
al Museo del Petróleo,
Barrancabermeja.*

*Página 8:
campo de Orito,
Putumayo, 2011.*

*Página 14:
pozo en el complejo
petrolero de
Barrancabermeja.*

*Página opuesta:
Instalaciones del
campo Apiay, Meta.*





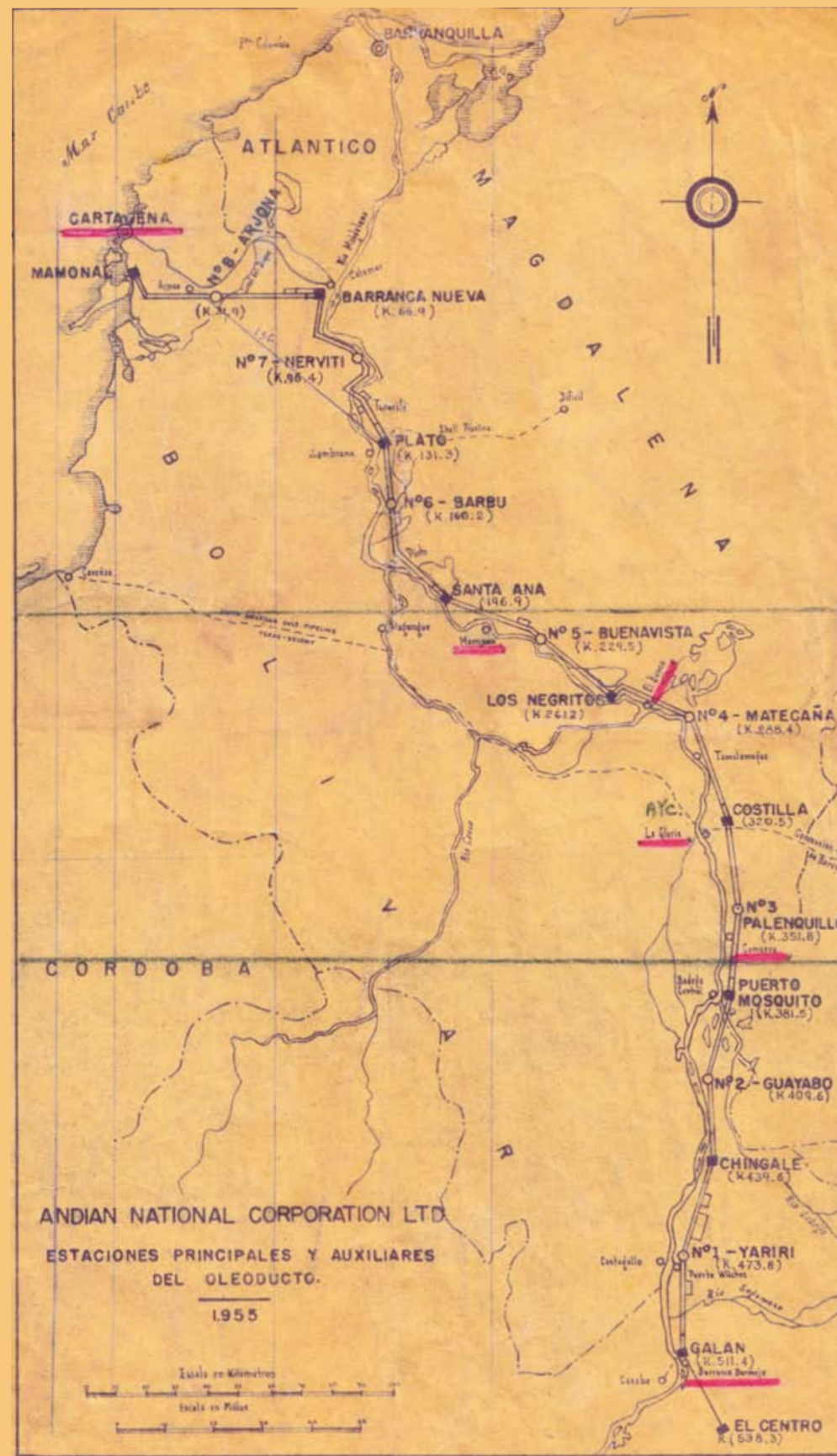
EL PETRÓLEO EN COLOMBIA, 1900- 1950: ESPECULADORES Y EMPRESAS MULTINACIONALES¹

Xavier Durán

Profesor Asistente, Facultad de Administración,
Universidad de los Andes.

Páginas 18-19:
cuadrilla de
trabajadores transporta
tubería del oleoducto de
la Andian, 1924.

Plano detallado
del recorrido del
oleoducto de la Andian
National Corporation
Ltd. Se aprecian las
estaciones principales y
auxiliares de bombeo.
Construido en 1924,
este oleoducto conectaría
posteriormente a
Barrancabermeja con la
refinería de Mamonal
en Cartagena.



Introducción

El dominio de la Standard Oil de Nueva Jersey sobre la industria petrolera es la característica más importante del sector en Colombia durante la primera mitad del siglo xx. La entrada de la compañía multinacional se dio en 1920, a través de una fusión entre la Tropical Oil Company, empresa con derecho a producir petróleo en la Concesión de Mares, ubicada en la región de Barrancabermeja, Santander, en el inhóspito Magdalena Medio colombiano, y la International Petroleum Company (IPC), filial de la Imperial Oil Company, que a su vez era filial de la Standard Oil de Nueva Jersey (Jersey), y desarrollaba pozos petroleros en el Perú.² El *New York Times* anunció así la transacción:

100 MILLION MERGER OF OIL COMPANIES.
Standard Oil Subsidiary Virtually Completes Deal for
Control of Tropical Oil Co. Gets Rich Colombia Field.
(*New York Times*, 1920, 14 de agosto)

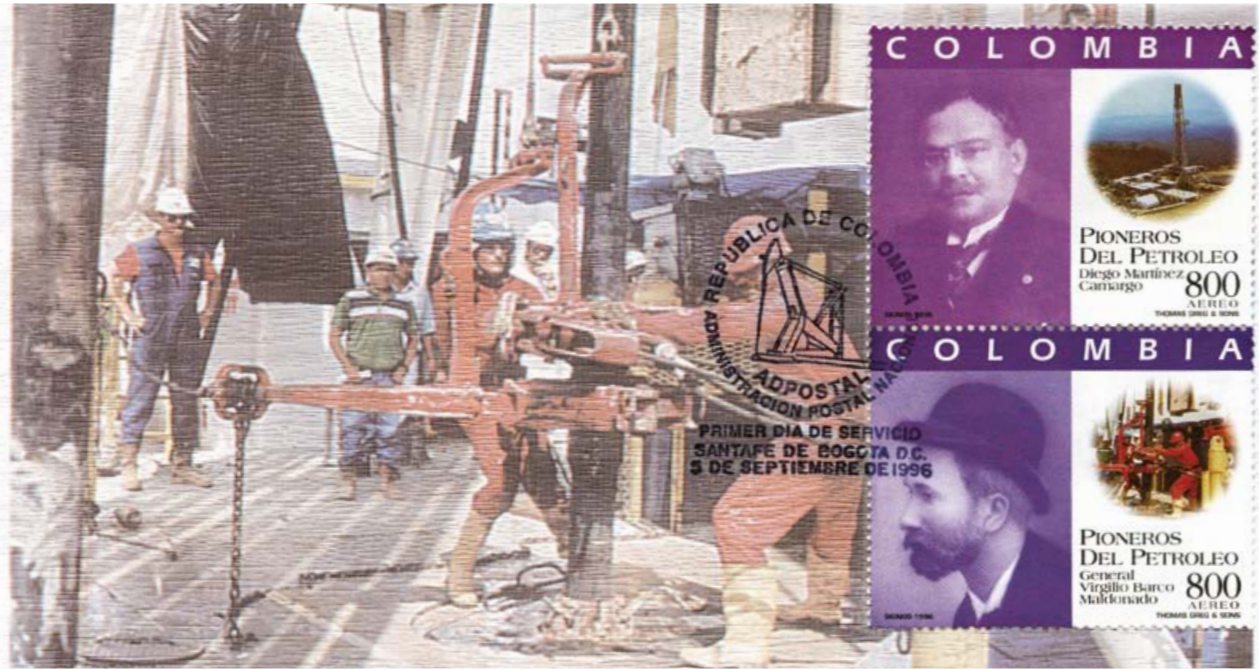
El periódico reportó que la fusión generaba expectativas de una elevada producción en Barrancabermeja, comparable a la de los grandes pozos mexicanos, y el aumento de la inversión en exploración en Colombia y Perú. Al año siguiente, 1921, se inició la refinación de crudo en la Concesión de Mares, en el centro, cerca de Barrancabermeja. El transporte de petróleo del Magdalena Medio a la Costa Caribe para su exportación se organizó a través del oleoducto de la Andian

National Corporation (Andian), también filial de la Jersey. En 1926 se inauguró el oleoducto y zarpó el primer barco con petróleo colombiano exportado rumbo a Estados Unidos. De esta manera, la Jersey, a través de sus filiales, se constituyó como el jugador dominante en la exploración, producción, refinación, transporte, distribución doméstica y exportación de petróleo en Colombia durante la primera mitad del siglo xx.

El objetivo de este capítulo es presentar los eventos que dieron origen a la entrada de la Jersey y su dominio de la industria petrolera en Colombia antes de la creación de Ecopetrol en 1951. La Jersey exploró en busca de crudo durante la segunda década sin suerte; en los años veinte adquirió la Tropical Oil Co. y la Andian e inició dos décadas de completo dominio de la producción, la refinación, el transporte, la distribución de refinados y la exportación de crudo en Colombia. En la década de los cuarenta entraron otras empresas multinacionales a disputarle el mercado colombiano y el acceso a las reservas de crudo, pero aún para 1951 la Jersey dominaba el sector. En 1951, con la reversión del contrato de la Concesión de Mares terminó el dominio de dicha empresa sobre el sector petrolero y nació Ecopetrol, la empresa más significativa del sector petrolero colombiano a partir de entonces, siendo la entrada y operación de la Jersey a Colombia el evento en el sector petrolero en la primera mitad del siglo xx.

La primera sección presenta la evolución de la industria petrolera norteamericana y el desarrollo

1. El capítulo se realizó para el proyecto Celebración 60 años de Ecopetrol, financiado por Ecopetrol. Las opiniones expresadas en este documento no reflejan la posición del gobierno de Colombia, Ecopetrol o la Universidad de los Andes. El capítulo se realizó en colaboración con Helena Castillo como asistente de investigación, y se agradecen los comentarios del comité editorial, de Carlos Caballero, Carlos Dávila, Salomón Kalmanovitz, Miguel Ángel Santiago y Martha Sofía Serrano.
2. Ver apéndice 1 (pág. 56) que describe las relaciones de propiedad de las empresas discutidas en este capítulo.



Sobre de primer día de la emisión filatélica "Pioneros del petróleo" de 1996. El general Diego Martínez Camargo (1869-1947), empresario de Lorica, quien recorrió con Jorge Isaacs los afloramientos del Sinú y fue socio del general Francisco Burgos en la Compañía Exploratoria de Petróleo —cuyos derechos cedió a la Standard Oil de Nueva York— y quien, como presidente de la Cartagena Oil Refining Co., inauguró la refinería en 1909.

Abajo: estampilla de la serie "Pioneros del petróleo" de 1996. El general Virgilio Barco Maldonado (1858-1922), quien con Roberto de Mares fue uno de los creadores de la industria petrolera del país. Prefecto de Cúcuta en 1897, dio a conocer los yacimientos del río Sardinata y obtuvo de Rafael Reyes la concesión que llevaba su nombre.

de la política expansionista de la Standard Oil. La segunda sección explora el primer negocio petrolero en Colombia, la refinación. En la tercera sección se examina el segundo negocio en Colombia, la especulación con terrenos con potencial petrolero y cómo este sentó las bases para la entrada de empresas extranjeras. La competencia entre empresas multinacionales por ganar la entrada a Colombia, el derecho a explotar los recursos petroleros, y el papel de los gobiernos extranjeros se discute en la cuarta sección. El complejo proceso político por medio del cual la Jersey se posicionó se presenta en la quinta sección. Finalmente, la sexta sección describe la entrada de otras empresas petroleras multinacionales a Colombia al final del período estudiado.

La iluminación y el crecimiento de la Jersey Standard

Los cambios en la tecnología de iluminación entre 1850 y 1870 marcaron el inicio de la industria del petróleo: el aceite de ballena era la mayor fuente de iluminación en 1800, y el método para extraer gas de carbón se perfeccionó y se extendió rápidamente a las principales ciudades europeas durante comienzos del siglo XIX. A mediados de 1850 se descubrió el método para destilar kerosene del petróleo crudo, en 1860 se desarrollaron las lámparas de kerosene y a finales del siglo XIX se desarrolló el alumbrado eléctrico. La

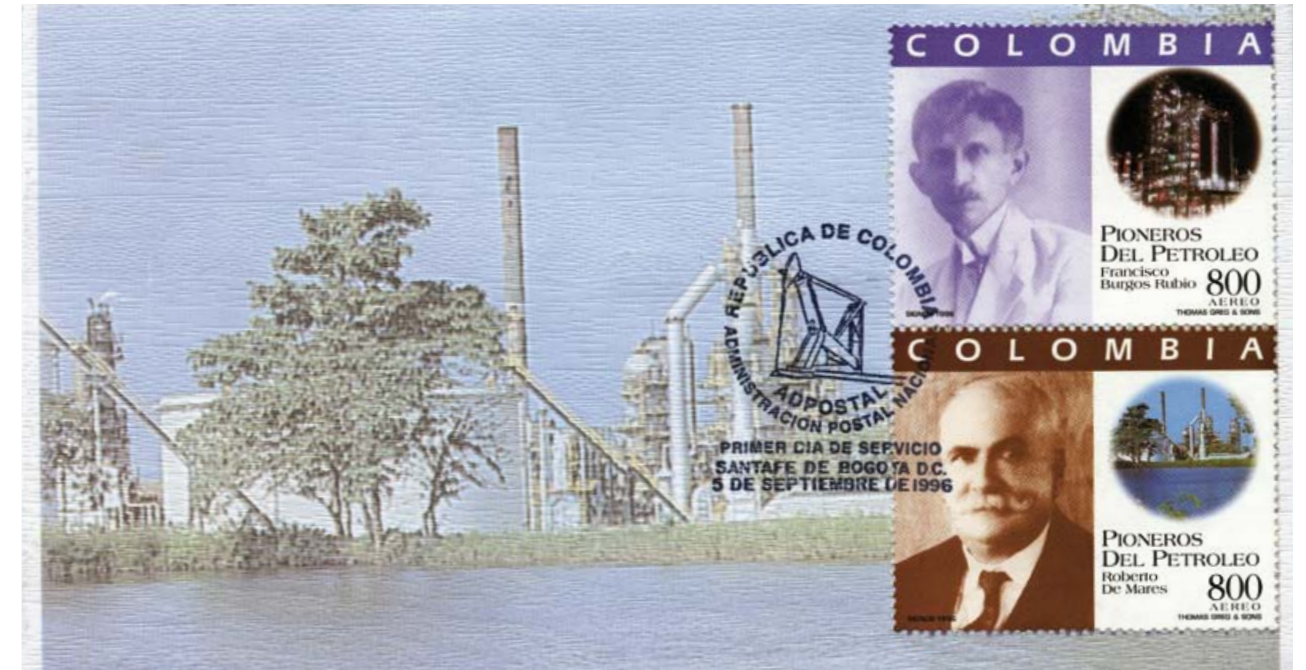
competencia agresiva entre electricidad, gas y kerosene disminuyó los precios de la iluminación en las ciudades, cuya caída, sumada al creciente ingreso per cápita derivado del proceso de industrialización europeo y norteamericano, disparó la demanda por iluminación y por petróleo (Nordhaus, 1997: 32-38; David, 1990: 338; Hounshell, 1985; Cox y Alm, 1997: 8, 22; Yergin, 2009: 34).

Las mayores fuentes de producción de petróleo en el mundo a mitad del siglo XIX se localizaban en el noroeste de Pensilvania y el noreste de Ohio. Al descubrirse petróleo en esta región en 1859, se crearon casi inmediatamente decenas de empresas que desarrollaron pequeñas plantas de refinación para producir kerosene, haciendo que el nivel de producción creciera y la competencia se intensificara. Una asociación de varias de estas empresas, liderada por John D. Rockefeller, incorporó en 1871 la Southern Improvement Company con



Sobre de primer día de la emisión filatélica "Pioneros del petróleo" de 1996. El general Francisco Burgos Rubio (1865-1947) fue político, militar, diplomático y fundador de la Casa Comercial Burgos. En la industria petrolera fue socio de Diego Martínez y Prisciliano Cabrales. En el mismo sobre aparece Roberto de Mares, incansable pionero de la industria petrolera, logró obtener la concesión que lleva su nombre, semilla de lo que hoy es Ecopetrol.

Abajo: emisión filatélica "Pioneros del petróleo" de 1996. General Manuel María Palacio, iniciador —con sus hermanos Rafael María y Gregorio— de la industria del petróleo en el departamento del Atlántico y en especial de Tubará, primer pozo fluyente en Colombia.



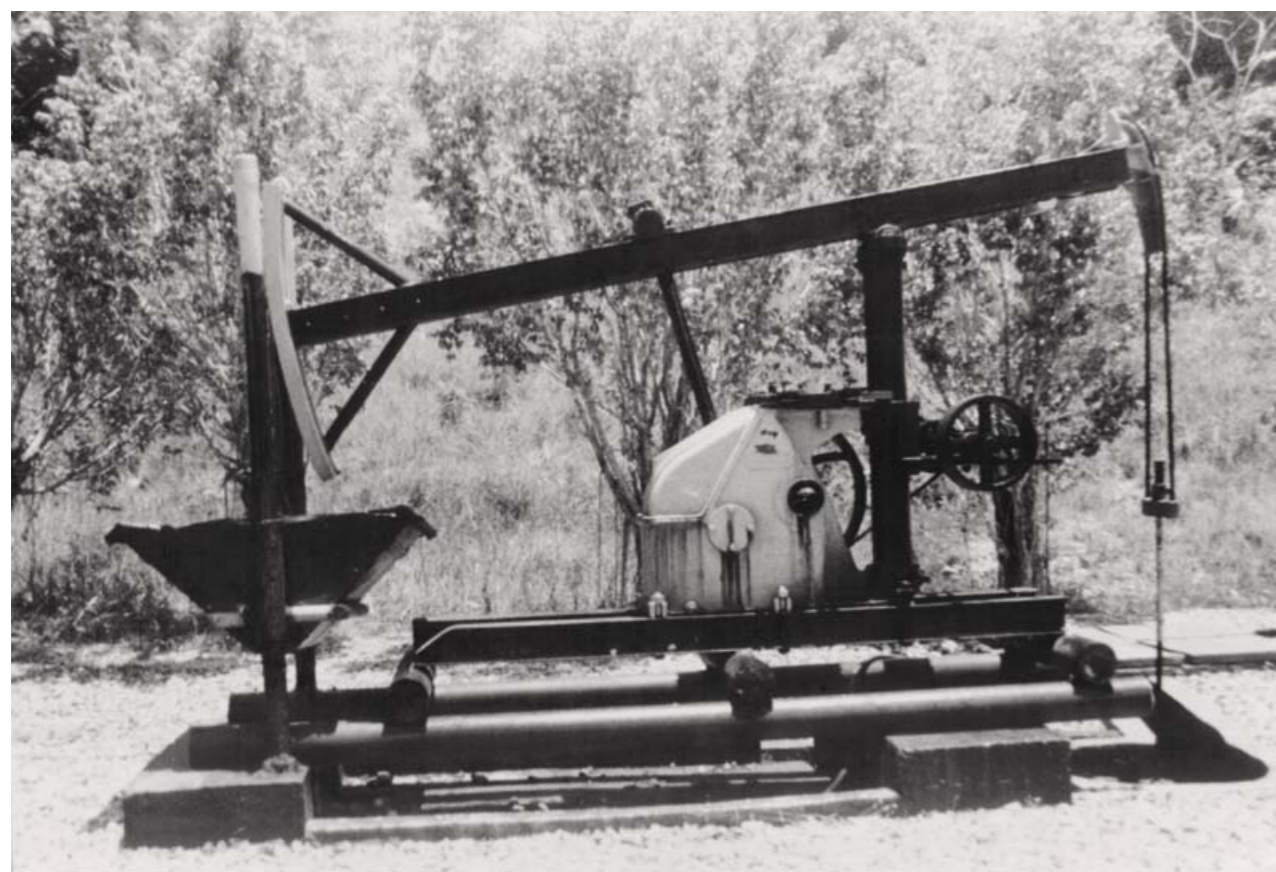
la intención de organizar una alianza entre competidores en los diferentes segmentos verticales del mercado (exploración, producción, refinación, distribución y mercadeo), cooperar en un cartel y así controlar la intensa competencia. Rápidamente creció el número e importancia de los socios de la compañía y su participación en la capacidad de refinación aumentó del 4% en 1871 al 90% en 1879. En 1882 la compañía tenía capital en libros por us \$55 millones y repartió más de us \$11 millones en dividendos durante la década de los setenta. Rockefeller era, para este momento, uno de los hombres más ricos del planeta y entró al grupo de empresarios más exitosos de la época de oro empresarial de Estados Unidos, junto con J. P. Morgan, Jay Gould o Cornelius Vanderbilt (Atack y Passell, 1994: 481-489; *New York Times*, 1937, 24 de mayo).

Al aumentar la participación en el mercado y las ganancias de la Southern Improvement Company,

también aumentaron las dificultades en su administración. La coordinación del cartel se hizo más difícil al crecer el número de socios y a medida que se descubrieron nuevos pozos. La tecnología de la industria mejoró con la invención de los oleoductos y el aumento de la escala mínima de producción eficaz por planta, cambiando rápidamente la eficacia relativa de las diferentes empresas y llevando a conflictos entre los socios. Al tiempo, la competencia internacional también aumentó con el rápido desarrollo de los pozos petroleros de Bakú, Rusia (Atack y Passell, 1994: 481-489; Granitz y Klein, 1996: 1-47).

En busca de un instrumento más apropiado de coordinación de la actividad, Rockefeller creó en 1882 el Standard Oil Trust en Ohio y las 40 compañías que integraban el Southern Improvement intercambiaron sus acciones por acciones del nuevo *trust*. El estado de Ohio declaró ilegal el uso de *trusts* administrados fuera del Estado y Rockefeller reaccionó usando un instrumento de asociación empresarial recién creado en Nueva Jersey, la *holding company*, formando la Standard Oil Holding Company. En 1893 el Standard Oil Trust fue disuelto y el capital de la Standard Oil Holding Company aumentó de us \$10 millones a us \$110 millones (Atack y Passell, 1994: 481-489; Granitz y Klein, 1996: 1-47).

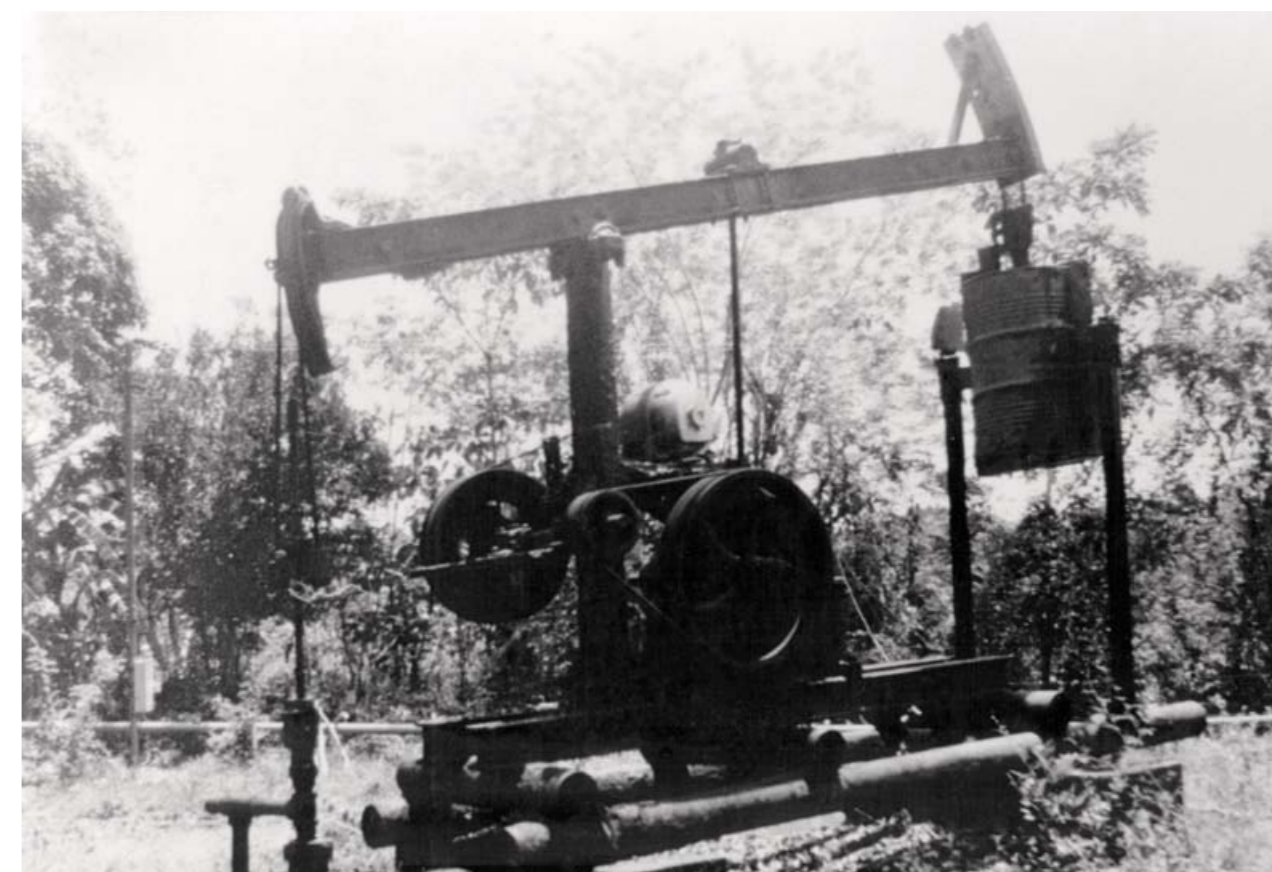
El instrumento se popularizó y otros grupos de empresas que tenían dificultades para coordinar sus carteles usaron la *holding company* para monopolizar sus mercados. Se generó entonces una gran ola de



Hacia 1916, los pozos Infantas 1 y 2 en El Centro producían más de 2.000 barriles por día.

En 1917 la producción de crudo en los pozos Infantas era tal que se hizo evidente la necesidad de construir una refinería en Barrancabermeja.

Abajo: billete emitido por el gobierno provisional liberal, con sede en Santander, durante la Guerra de los Mil Días (1899-1902).



fusiones, alcanzando su máximo en 1899 cuando se realizaron más de 1.200 en Estados Unidos. Al tiempo que la ola de fusiones creció, el gobierno federal, a través de la ley antimonopolios Sherman de 1890, intervino para mantener condiciones competitivas en el comercio interestatal. En 1911, tras una década de discusiones legales, la Corte Suprema de Justicia de Estados Unidos ordenó a la Standard Oil Holding Company disolverse en 34 compañías diferentes. La compañía que había “inventado” el *holding company* tenía ahora que dividirse regionalmente, y una de estas compañías, la Standard Oil de Nueva Jersey, conocida como la Jersey Standard, utilizaría el aprendizaje de operar en *holding company* para controlar la exploración, la producción, la refinación, el transporte y el comercio mundial de petróleo de muchas empresas en el mundo (Atack y Passell, 1994: 481-489).

La Jersey se creó con activos asignados a través de la orden de la Corte. En Estados Unidos esta empresa recibió activos que implicaban una baja capacidad de producción de crudo y una alta capacidad de refinación, concentrada en Nueva Jersey. Otros negocios asignados fueron las actividades exportadoras, de mercadeo y distribución de la Standard Oil Holding Company en Europa, compitiendo con la producción que los Nobel y

los Rothschild exportaban desde Bakú y las actividades de exploración, producción, refinación, transporte, distribución y exportación en Rumania y Canadá. En 1911 las actividades de producción en el extranjero representaban solo el 6% de las exportaciones de la compañía y el comercio internacional heredado reforzó el desequilibrio doméstico de la Jersey entre producción y refinación (Hidy, 1952: 222-223; Gibb y Knowlton, 1956: 77-78).

Al comenzar la segunda década del siglo xx, la Jersey enfrentó un complicado panorama: sus posibilidades de crecimiento geográfico en Estados Unidos eran limitadas por la ley antimonopolios, por lo que la compañía requirió la provisión constante de petróleo crudo para sus grandes plantas de refinación en Nueva Jersey; al existir temor frente a la posible interferencia de las autoridades federales sobre las actividades europeas, las empresas norteamericanas vieron obstaculizadas sus actividades internacionales por los gobiernos europeos que protegían sus mercados y bloqueaban el acceso a fuentes de petróleo localizadas en sus colonias, y la Royal Dutch-Shell realizó una guerra de precios en los mercados internacionales iniciando su ofensiva para entrar a producir al mercado norteamericano. Por otra parte, el inicio de la Primera Guerra Mundial no facilitó las cosas (Gibb y Knowlton, 1956: 77-79).

Walter Teagle, quien había dirigido las actividades de mercadeo de la Standard Oil Holding Company en Europa durante la primera década del siglo xx, fue seleccionado para dirigir las empresas extranjeras de la Jersey. En Europa, dirigiendo los intereses europeos de la Standard Oil Holding Company, Teagle había enfrentado la intensa competencia del grupo de los Nobel-Rothschild-Deutsche Bank y el de la

Royal Dutch-Shell, competencia que se caracterizó por los altibajos generados por sucesivos acuerdos de colusión y guerras de precios. Inicialmente, Teagle operó desde Londres y, al comenzar la Primera Guerra Mundial en 1914, se mudó a Toronto y continuó administrando los negocios europeos de la Jersey desde allí. En Toronto también dirigió la canadiense Imperial Oil Company, empresa filial de la Standard Oil Holding Company y, después de 1911, de la Jersey. Desde la Imperial Oil Company, Teagle desarrolló una red internacional de empresas petroleras en Canadá, Colombia, Estados Unidos y Perú durante la segunda y tercera décadas del siglo xx (Gibb y Knowlton, 1956: 77-79).

En esta expansión internacional la Jersey usó una red de compañías filiales para controlar las actividades en el terreno en países extranjeros. El complejo panorama legal en Estados Unidos y la intensa competencia con los intereses coloniales y grupos petroleros europeos implicaban que la discreción y opacidad en cuanto a la propiedad final de las nuevas actividades petroleras en el extranjero fuera crítica (Gibb y Knowlton, 1956: 77-79, 105-109).

Adicionalmente, al comprar otras empresas petroleras como estrategia de crecimiento y para mantener





Dos ángulos de la antigua Casa de la Isla, en la plaza de la Aduana de Cartagena. En 1929 sobre esta edificación se levantaría, en estilo moderno, la sede de la Andian.

3. Ocampo (1984)

propone que los empresarios colombianos se comportan de manera especuladora y, entre líneas, que este comportamiento no es racional. Safford (2002: 40-49) plantea que el comportamiento especulador es una reacción racional ante la baja calidad del transporte y los productos de exportación colombianos. Molina (2011) sugiere que, por lo menos algunos empresarios, intentaron exportar de manera permanente y tuvieron éxito moderado. Es claro, sin embargo, que el país como un todo no logra el éxito de estos pocos empresarios. Ripoll (2009: 96-97) señala que Martínez, Burgos, De Mares, empresarios colombianos del petróleo, por sus viajes al exterior, estaban al tanto de los grandes cambios que la industria del petróleo generaba y la riqueza que sus empresarios habían acumulado.

la provisión de sus refinerías en Nueva Jersey, la Jersey creó un mercado de empresas con derechos a explotar yacimientos de petróleo en sus terrenos en otros países. Empresarios especuladores independientes norteamericanos y extranjeros realizaron las actividades iniciales de exploración y de negociación con las autoridades locales para explotar el petróleo. Una vez se confirmó el potencial petrolero y la viabilidad legal de la explotación, los empresarios independientes fueron a Nueva York y algunas otras ciudades norteamericanas y promocionaron estos derechos con la intención de venderlos. En este mercado la Jersey compitió por comprar estos derechos con otras empresas que desarrollaban una estrategia de crecimiento similar, como la Standard Oil de Nueva York. A través de esta estrategia, la Jersey redujo costos y riesgos, ya que solo los yacimientos cuya rentabilidad futura era altamente probable fueron comprados. Los altos riesgos implicados en las actividades de exploración y legalización de estas empresas se transfirieron a empresarios independientes dispuestos a correr con estos riesgos, ante el incentivo de lograr vender su empresa a un elevado precio a una compañía como la Jersey.

Las dificultades para coordinar esta red de empresas sin poseer propiedad y control directo sobre ellas las solucionó la Jersey con el aprendizaje heredado de las actividades de la Standard Oil durante el último cuarto del siglo XIX en Estados Unidos. Así, la experiencia en la formación y administración de carteles a través de diversos instrumentos de asociación empresarial, como el *trust* y el *holding company*, permitió a la Jersey controlar eficazmente una compleja red de empresas incorporadas y constituidas de manera independiente en diferentes lugares del mundo, incluida Colombia (Comisión investigadora, 1925: 27).

Diego Martínez y el modelo Rockefeller

La rápida acumulación de riqueza por parte de los empresarios petroleros, cuyo símbolo es Rockefeller, y la agresiva competencia por las fuentes de producción de petróleo en el mundo entre las empresas norteamericanas y europeas señalan nuevas oportunidades de negocios y riqueza a los empresarios del resto del mundo. Y los colombianos también las perciben.

Soldados colombianos, hacia 1906, protegen las instalaciones de la concesión Barco del ataque de los indios motilones. A la derecha, la refinería del general Virgilio Barco en Petrólea, Norte de Santander, hacia 1905. Debajo, hoyo número 2 de la concesión Barco antes de la extracción de crudo, 1905. A la derecha, en el mismo año, los techos pajizos que protegían la rudimentaria refinería de la concesión Barco en Petrólea.



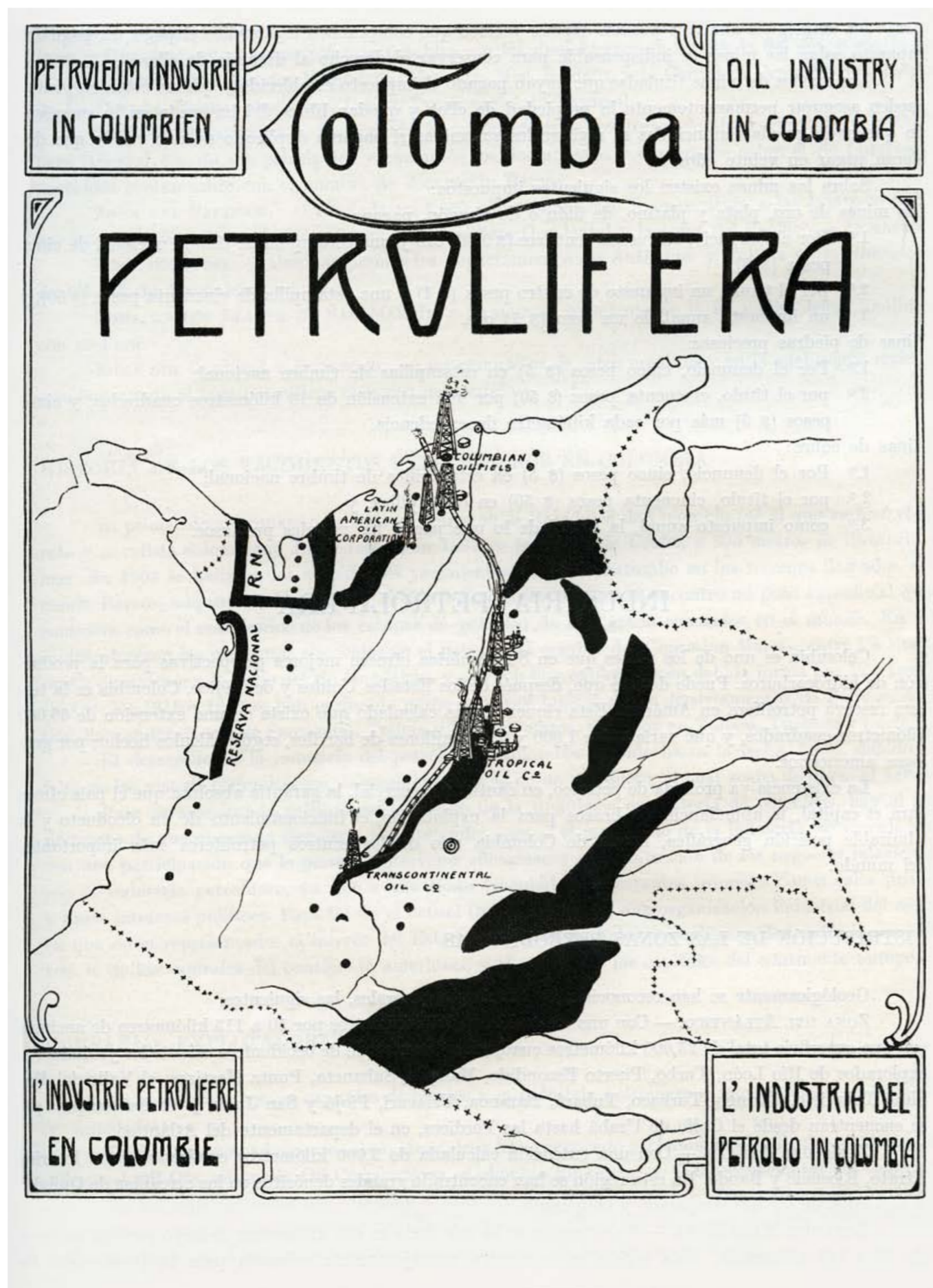
4. El cultivo de café se caracteriza por inversiones de largo plazo porque la planta requiere al menos tres años para producir frutos, período durante el cual el productor realiza gastos y no recibe ingresos, y las plantas tienen una vida útil de por lo menos siete años, período largo si se compara con los 6 meses de cultivos temporales como el maíz.

Durante la segunda mitad del siglo XIX los empresarios colombianos reaccionaron rápidamente ante los incrementos temporales del precio del tabaco, la quina y el añil, y exportaron estos productos por cortos períodos. Al entrar a exportar, estos empresarios prefirieron comportarse como comerciantes a corto plazo, como especuladores, y no desarrollar actividades e inversiones a largo plazo debido a que las dificultades impuestas por la baja calidad del transporte y de los productos de exportación los hacían poco competitivos en un contexto de precios internacionales promedios o bajos.³

El final del siglo XIX y el comienzo del XX marcaron el inicio de las inversiones a largo plazo de los empresarios colombianos. A pesar de la convulsión y la destrucción física generadas por la Guerra de los Mil Días, los empresarios invirtieron en el cultivo del café, que se caracterizaba por importantes períodos muertos y plantas de larga vida.⁴ La cañicultura despegó en la cordillera central al comenzar el siglo XX, y la manufactura industrial, que requiere inversiones relativamente elevadas y a largo plazo en comparación con la agricultura, comenzó a desarrollarse principalmente en sectores como azúcar, cerveza,

chocolates, gaseosas, cigarrillos, textiles, cements y minería. Sin embargo, el tamaño de estas empresas era relativamente pequeño en comparación con otros países, y esto se debía a que los mercados de capitales y el transporte no se habían desarrollado plenamente en Colombia. Ante las dificultades que imponía un mercado de capitales que solo proveía servicios básicos, como el préstamo a corto plazo con intereses y colateral elevados o la compra y venta de instrumentos emitidos por el Estado, las empresas industriales se financiaban a través de la acumulación de capital realizada por familias de comerciantes que incursionaban en la industria buscando diversificar sus actividades. El transporte fluvial conectaba el interior con la Costa Caribe, pero los elevados costos de la arriería y una red ferroviaria poco desarrollada impedían el comercio interregional dentro de Colombia, reduciendo el tamaño del mercado interno y, así mismo, los incentivos para crear empresas más grandes (Brew, 1977; Eslava, 1984; Bejarano, 1987; Molina, 2003; Palacios, 2009).

Así, los empresarios colombianos comenzaban a realizar inversiones a largo plazo, pero en montos aun pequeños. Los requerimientos tecnológicos



Página opuesta: mapa de la industria petrolífera y posibles yacimientos, pintado por C. Leudo y Alejandro Gómez Leal, aparecido en el libro Colombia cafetera, de Diego Monsalve. Barcelona, 1927.

Abajo: José Joaquín Bobórbuez y Roberto de Mares. El vapor "Santander" arriba al puerto petrolero de Barrancabermeja en 1930.

y de capital de la industria petrolera estaban fuera del alcance de individuos colombianos y sus redes empresariales nacionales. En estas circunstancias, algunos empresarios colombianos reaccionaron ante las oportunidades para hacer negocios petroleros enfilando sus energías a ganar por medio del comercio a corto plazo, de la especulación, y se unieron al movimiento mundial en busca del "oro negro" a través de dos modelos de negocios.

El primer modelo de negocio especulativo lo desarrolló un empresario que decidió producir aceite de iluminación para el mercado nacional mientras entraban las empresas multinacionales. El segundo modelo de negocio especulativo lo desarrollaron empresarios que adquirieron derechos a explotar petróleo en Colombia y esperaban vender a precios elevados estos derechos a empresas multinacionales.

Inspirado en los inicios de Rockefeller en Cleveland, el primer modelo de negocio especulativo se enfocó en la refinación: la idea era construir una planta pequeña y procesar crudo importado; la producción de derivados se destinaría al mercado nacional. La inversión era relativamente pequeña comparada con los montos requeridos para realizar exploración o construir una

planta de refinación a gran escala, y estaba dentro las posibilidades de las redes familiares de empresarios colombianos. Una vez la planta estuviera en operación, la empresa funcionaría como un monopolista de derivados del petróleo hasta que hubiera competencia por parte de otra empresa de refinación. Además, este modelo de negocio era mucho más sencillo que la alternativa, vender derechos a explotar petróleo, porque no involucraba inversión extranjera ni las complicaciones legales que esta implica.

El modelo de negocio de la refinación lo ejemplifica Diego Martínez, un creativo empresario sinuano. Fue él el primero que experimentó con éxito en la industria del petróleo y el que primero se vio obligado a cerrar sus operaciones. Este resultado no es sorprendente; el primer negocio que se espera observar es el más sencillo, el que requiere menor capital e implica menores complicaciones legales y, como se verá, el primer negocio que se cerrará es el que tiene menor eficacia, una vez entra en operación una planta de refinación a gran escala.

El 26 de mayo de 1905 Diego Martínez firmó un contrato con el gobierno colombiano para construir una planta de refinación y producir aceite de





iluminación usando crudo importado, para lo cual creó la Cartagena Oil Refining Company. El contrato de concesión indica que el concesionario debía construir una planta de refinación en Cartagena, Bolívar, con una inversión mínima de \$250 mil, y gozaría de monopolio en la refinación de petróleo en Antioquia, Bolívar y Magdalena por 20 años. El producto de refinación debía ser apropiado para el alumbrado en las diferentes ciudades de la nación, el Gobierno recibiría el 5% del producto bruto refinado y se comprometería a mantener fija (y baja) la tarifa a la importación de crudo para refinar (*Diario Oficial*, 1905; Ripoll, 2009: 100-101).⁵

Martínez y un grupo de comerciantes cartageneros invirtieron \$50 mil para construir la planta entre 1906 y 1908, y esta se inauguró en abril de 1909. Las utilidades del primer año de operaciones se reinvertieron para mejorar y expandir la planta, llegando el capital a \$100 mil en 1910. Para 1915 Martínez

y sus socios cartageneros habían invertido cerca de \$150 mil y la compañía generaba dividendos entre \$45 mil y \$136 mil anuales (Bell, 1921: 120-131; Ripoll, 1976: 131, 134; Cabrales, 2001: 151, 159, 169; Ripoll, 2009: 100-106).⁶

Consciente de la fragilidad de su negocio ante la entrada de una gran multinacional petrolera, Martínez intentó reducir esta desventaja: en 1913 Weetman Pearson, la firma británica más grande del momento y con experiencia en la exploración y refinación de petróleo en México, mostró interés en entrar al negocio del petróleo en Colombia; Martínez ofreció la refinería en Cartagena y tierras incorporadas en otras concesiones (que se discuten más adelante), por us \$800 mil, pero Pearson rechazó la oferta. En el mismo año, la Jersey también mostró interés: el empresario repitió la oferta y esta también fue rechazada. Martínez intentó, infructuosamente, reducir el riesgo de que una gran empresa petrolera entrara a refinar en Colombia como competencia de su refinería (Bell, 1921: 126-127; Bucheli, 2008: 34-37).⁷

La Cartagena Oil Company disfrutaba el monopolio hasta que en 1922 el temor de Diego Martínez se convirtió en realidad: la entrada al mercado de la producción de la Tropical Oil Co. redujo los precios y obligó a Martínez a cerrar la compañía. La empresa fue muy rentable pues, asumiendo el estimativo más conservador, obtuvo ganancias de por lo menos \$741 mil sobre un capital de \$150 mil durante sus 13 años de operación, y un valor presente neto de \$189 mil. Y así, Martínez se convirtió en el primer empresario exitoso en la industria petrolera colombiana, y el primero en cerrar también.⁸

Durante la presidencia de Miguel Abadía Méndez (1926-1930), izquierda, hubo fuertes debates en el Congreso sobre los negocios petroleros del país.

Como ministro de Obras Públicas en 1913, Simón Araújo,

5. Ver apéndice 2 (pág. 56) que describe los diferentes contratos de concesión discutidos aquí.

6. Bell señala dividendos de entre 60% y 90%, un poco más altos que los que indica Ripoll.

7. Bell señala que en 1914 Martínez ofrece la Cartagena Oil Refining Co. a Weetman Pearson y Standard Oil. Por otro lado, Bucheli (2008: 539-540, 551-552) dice que Diego Martínez negoció con Weetman Pearson y Standard Oil en 1913, y que Weetman Pearson salió de Colombia en noviembre de 1913. Es posible que Bell identifique correctamente el evento pero se equivoque sobre la fecha.

8. El cálculo de ganancias asume que los primeros tres años la inversión es de \$50 mil cada año y en los siguientes siete se obtienen ganancias por \$45 mil; al año ocho por \$136.300; años nueve y diez \$96.200 cada año, y el once \$97.500, siguiendo los datos en Ripoll (2009: 104) e interpolando el año diez (1920) como idéntico a 1919. Se utilizó un costo de oportunidad del 10%, y el valor presente neto de las ganancias es \$189.441.

centro, quien lo sería también de las carteras de Agricultura y Tesoro, mantuvo negociaciones con Weetman Pearson para explotar el crudo colombiano.

Bajo el gobierno de Marco Fidel Suárez, derecha (1918-1921), se firmó el tratado Urrutia-Thompson y se mantuvo la puja entre firmas norteamericanas e inglesas por la extracción del petróleo en las diversas concesiones.

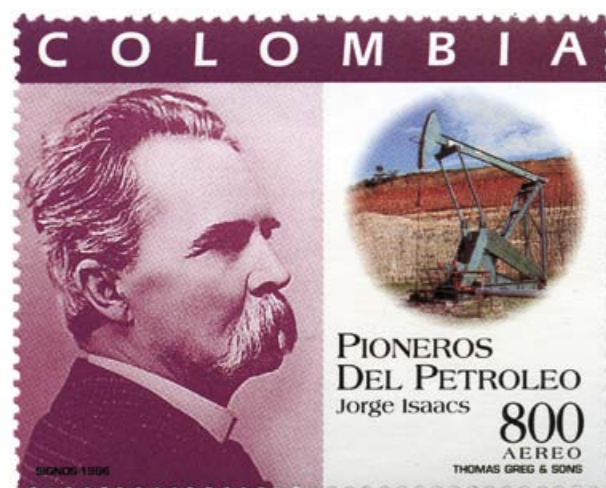
Abajo, izquierda: emisión filatélica "Pioneros del petróleo" de 1996. Efigie del poeta y escritor Jorge Isaacs — autor de la novela María—, quien además fue un importante empresario y explorador que descubrió los yacimientos de carbón en La Guajira y de petróleo en la costa atlántica.

Caricatura aparecida en la revista Fantoche de septiembre de 1927 en torno a la presentación que hizo ante el congreso el ministro de Industrias José Antonio Montalvo, sobre los tratados petroleros. Tras la cándida y optimista visión del ministro se esconden los contratos con las compañías Tropical, Standard y Andian.

Especuladores colombianos en busca de una empresa internacional

El segundo modelo de negocio fue el de la especulación con las tierras que podían contener petróleo. La idea era adquirir tierras en las que se esperaba existían grandes yacimientos de petróleo de buena calidad y que el costo de extraerlo fuera relativamente bajo. La tierra se consiguió a través de compra o de un contrato de concesión de terrenos baldíos. Luego, el empresario realizó actividades de promoción, visitando empresarios norteamericanos o europeos que pudieran estar interesados en los terrenos y su potencial petrolero. Una vez los empresarios extranjeros se interesaran, era posible vender la tierra o realizar un traspaso de la concesión, con la expectativa de grandes ganancias asociadas a dicha transacción.

La adquisición de la tierra es uno de los pasos clave para el empresario en este modelo de negocio petrolero. El mercado de tierra tenía sus peculiaridades en Colombia a finales del siglo XIX y comienzos del XX. El proceso de colonización se encontraba en plena marcha y la demanda por tierra crecía rápidamente. Miles de familias buscaban terrenos baldíos para establecerse en pequeñas parcelas al tiempo que grandes comerciantes urbanos y rurales adquirían concesiones de grandes extensiones de tierra, también del Estado, para desarrollar haciendas ganaderas, productos exportables o simplemente venderla más tarde. Las concesiones se compraban, se lograban a través de influencia política y, en algunos casos, mediante intercambios entre comerciantes que habían comprado deuda pública y el Estado, que les transfería baldíos





Dos aspectos de la construcción del ferrocarril que la Tropical Oil Company tendió de Barrancabermeja a sus instalaciones en El Centro, entre 1922 y 1927.



Primer hospital y botica de la Tropical Oil Company. Abajo: torre de explotación petrolera y otras instalaciones de la misma compañía en terrenos de la Concesión de Mares, en El Centro, a mediados de la década de 1920.





Panorámica de las instalaciones de la Troco. Atrás, primeras construcciones habitacionales de El Centro hacia 1930.

para saldar la deuda. El Estado también ofrecía tierras como subsidios para algunas obras de infraestructura, como ferrocarriles. El proceso de apropiación de estas tierras no fue del todo limpio y los dos grupos, colonos y grandes comerciantes, interactuaron con frecuencia, y algunas familias de colonos se asentaron en tierras concesionadas durante la Colonia. En otros casos los grandes comerciantes solicitaban la concesión una vez el colono ya había abierto el terreno y realizado las mejoras, o simplemente alteraban los linderos de concesiones existentes para apropiarse de la tierra. Los conflictos que así surgían se solucionaban a través del sistema de justicia, el poder de hecho o la violencia. Los colonos recurrían a habilidosos tinterillos y con el apoyo de otros colonos y pequeños comerciantes de la región lograban adquirir el derecho por el que luchaban. En otros casos los costos de las escrituras y la falta de apoyo local los llevaba a aceptar el terreno en arriendo y, en otros casos, el asunto se resolvía a través del asesinato (Melo, 1987: 130-135).

En el caso del petróleo, la mayoría de empresarios optaron por realizar contratos de concesión con el Estado. Obtener las concesiones sobre estos baldíos parece haber sido un asunto de influencia sobre el

sistema político. A diferencia de los baldíos involucrados en los procesos de colonización, por los baldíos petroleros no existía una gran demanda, pues se encontraban en zonas de difícil acceso y alta morbilidad. El contrato de concesión para tierras petroleras también difería y se realizaba por un período de tiempo fijo, entre 20 y 50 años, dependiendo de cada negociación. La vida del contrato se condicionaba al inicio de actividades de exploración dentro de un período corto, de uno a tres años. Además de identificar el potencial petrolero, la exploración obligaba a delimitar el terreno detalladamente ya que, cuando el contrato se otorgaba, las referencias geográficas de este eran generales, dado el desconocimiento de muchos de estos lugares de la geografía nacional a comienzos del siglo xx. Si la exploración era exitosa, el Gobierno cobraba regalías entre el 15% del producto neto y el 5% del producto bruto extraído del terreno de la concesión.

El costo de obtener la concesión era la suma del costo de adquirir la información sobre el potencial petrolero del subsuelo de los terrenos, el costo de influenciar el sistema político para obtener resultados favorables y el costo de lograr la entrada de compañías

Vista general de la refinería a principios de la década de 1930. Barrancabermeja.



extranjeras a la explotación. En muchos casos también se debía seguir influenciando el sistema político para prorrogar el contrato porque las actividades de exploración no se iniciaban sino hasta que el empresario colombiano encontraba socios internacionales. Frecuentemente, la concesión caducaba y los empresarios ejercían presión para prorrogarla. Como quiera que los empresarios petroleros fueron todos personas influyentes y cercanos a quienes ejercían el poder, aparentemente el costo más elevado era promocionar el terreno ante empresarios norteamericanos y europeos. Como este costo estaba bajo completo control del empresario, el downward risk de este modelo de negocio seguía bajo control del empresario. Las ganancias, en tres de los cuatro casos en los que las hubo durante este período, fueron de entre us \$40 mil y us \$1,2 millones, valores tan diferentes que indicaban un gran *upward risk* en la inversión. Incluso, es posible que los empresarios colombianos soñaran con valores aun más elevados basados en las historias de éxito de empresarios norteamericanos o europeos. En consecuencia, las barreras a la entrada de empresarios colombianos a este negocio eran, primordialmente, la información sobre los probables yacimientos de

petróleo, la capacidad de influencia sobre el sistema político y la aversión al riesgo.

Jorge Isaacs fue el primer empresario en obtener una concesión para explotar petróleo. Durante la primera mitad de 1880 Isaacs se unió a las exploraciones científicas en la Costa Atlántica, ubicó yacimientos de petróleo y carbón y adquirió una concesión de petróleo en Urabá y otra de carbón en Urabá y la Guajira. En 1886 se firmó el contrato de concesión y en 1894 Isaacs traspasó la concesión a la Panamerican Investment por us \$40 mil. No se conocen las condiciones de la concesión ni existe evidencia que explique las razones por las que fracasaron las actividades de exploración en esta concesión (Uribe, 1927: 6, 9, 22; Isaza y Salcedo, 1991: 91-96).

A las actividades especulativas de Isaacs le siguieron las primeras de Roberto de Mares, el empresario colombiano que permitió la entrada de la Jersey a Colombia en 1920. A finales del siglo xix De Mares se asoció con un empresario Armella y obtuvo una concesión para explotar yacimientos de petróleo en Repelón, Atlántico. La concesión se traspasó a una empresa canadiense en 1907 y se realizaron actividades de exploración durante varios años; se encontró petróleo de buena calidad pero no en cantidad. No obstante,

la Primera Guerra Mundial impidió la continuación de los trabajos de exploración (Bell, 1921: 127; Rippy, 1976: 132-133; Isaza y Salcedo, 1991: 152).⁹

En la primera mitad de 1890 Diego Martínez se asoció con Francisco Burgos para vender el derecho a explotar petróleo en el Sinú. En 1891 Francisco Burgos y Francisco Wiedman identificaron un yacimiento de petróleo en el norte de Córdoba y adquirieron una concesión. En 1894 Diego Martínez se unió a la sociedad y promocionaron la concesión en Norteamérica y Europa, pero asuntos personales inesperados y la Guerra de los Mil Días se interpusieron. No ha sido posible establecer las condiciones de la concesión ni cuándo caducó, pero es precisamente esta la zona que Diego Martínez exploraría durante la década de 1910 (Martínez, 1914: 4; Burgos, 1965: 97; Ripoll, 2009: 97-98).

A comienzos del siglo xx Higinio Bunch extrajo petróleo y produjo aceite de iluminación en su hacienda de Guacaramo, Meta, el cual se vendió en el mercado bogotano. No existe evidencia indicando la magnitud de las actividades de refinación o tasa de impuestos que Bunch pagaba a la nación (Santiago, 1986: 71).

El año de 1905 fue decisivo para el petróleo colombiano: además de la concesión para refinación otorgada

a Diego Martínez, otros dos empresarios adquirieron los contratos de concesión de terrenos baldíos con derecho a explotar petróleo en las zonas más importantes durante la primera mitad del siglo xx. Virgilio Barco obtuvo una concesión en Tibú, Norte de Santander, mientras Roberto de Mares lo hizo en Barrancabermeja, Santander. Esta última fue la concesión por medio de la cual entró la Jersey a Colombia.

Virgilio Barco, el 16 de octubre de 1905, con el respaldo de su amigo el presidente Rafael Reyes, adquirió la concesión sobre un yacimiento de petróleo en Tibú, Norte de Santander. El contrato de concesión tuvo un período de 50 años y el Gobierno recibió el 15% del producto neto. Barco instaló un alambique y produjo aceite de iluminación para las regiones de Norte de Santander y Santander (Bell, 1921: 130; Boletín de Minas y Petróleo, 1930: 8-10; Rippy, 1976: 134; Isaza y Salcedo, 1991: 159).¹⁰

El 6 de diciembre de 1905, tras exploraciones realizadas por José Joaquín Bohórquez, Roberto de Mares, con el respaldo de su padrino de bodas, el presidente Rafael Reyes, logró la concesión sobre los yacimientos de petróleo en Barrancabermeja, Santander. El contrato de concesión tenía un período de 30 años al comenzar la explotación y el Gobierno recibiría el 15% del producto

Barrancabermeja hacia 1928. Al fondo, cúpula de la iglesia de San Luis Beltrán.



9. No fue posible confirmar estos eventos: Bell no ofrece referencia, Rippy referencia a Bell, e Isaza y Salcedo referencian a Rippy.

10. Bell indica que las regalías son el 5% de la producción bruta.

Hospital y ambulancia de la Troco, hacia 1928, Barrancabermeja.

neto. Adicionalmente, el Gobierno ofrecía mil hectáreas baldías por cada uno de los primeros cinco pozos que operaran exitosamente (Bell, 1921: 125; Santiago, 1986: 15-18, 120-121). En las siguientes décadas del siglo xx esta concesión y la del general Barco serían sobre las que mayor actividad se realizaría, como se explica más adelante.

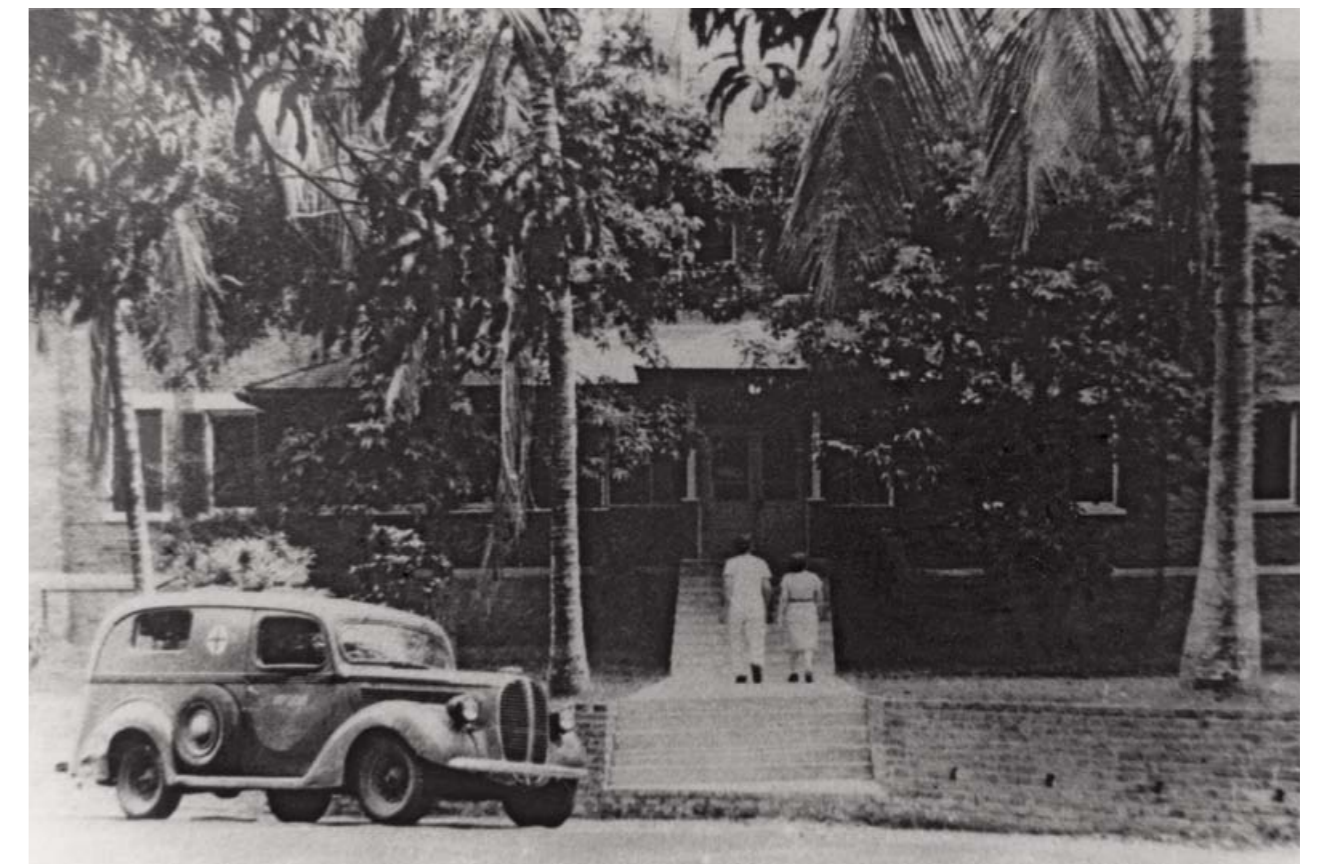
La década de 1910 comenzó con gran actividad: Francisco Burgos constituyó la Compañía de Petróleo del Sinú y Sabanas y Mr. Plotts, un californiano, y Armella obtuvieron un contrato de concesión en el Sinú (Bell, 1921: 125; Isaza y Salcedo, 1991: 108, 110);¹¹ mientras, Diego Martínez incursionó en el negocio de la especulación de tierra.

Durante esta década Diego Martínez también realizó actividades de exploración en diferentes lugares de la Costa Caribe; la idea era garantizar su continuidad en la industria del petróleo en Colombia. Si el potencial competidor para la Cartagena Oil Refining Company se demoraba en entrar, las actividades de exploración, de ser exitosas, podrían garantizar acceso a petróleo crudo para refinar en su planta de Cartagena y aumentar así sus ganancias. Si el potencial competidor para su empresa entraba, este necesitaría explotar petróleo en Colombia, y las

actividades de exploración, de ser exitosas, le otorgaban a Diego Martínez la posibilidad de compensar las pérdidas de cerrar su Cartagena Oil Refining Company, con las jugosas ganancias de asociarse con una planta de refinación de gran escala perteneciente a una empresa multinacional.

Las primeras exploraciones las realizó Martínez en Turbaco, Bolívar, al sur de Cartagena. Durante la segunda mitad de la primera década del siglo xx Martínez se asoció con capitalistas norteamericanos, a través de la Martínez Oil Company para explorar la región. Al final de la década se obtuvieron indicios positivos sobre la existencia de petróleo de calidad y en cantidad. El 6 de octubre de 1910 adquirió una concesión asignada por el municipio de Turbaco; sin embargo, ese mismo año la asociación se disolvió. En 1911 Martínez reinició las actividades de exploración, al parecer en asocio con la Standard Oil de Nueva York, e invirtió más de us \$90 mil. La ruptura de equipos y tuberías llevaron al fracaso de estas actividades en junio de 1913 (Bell, 1921: 120; Apoderado Martínez, 1923: 10; Mendoza y Alvarado, 1939: 24; Ripoll, 2009: 97-99, 115).

Ante la frustración generada por las dificultades de la exploración en Turbaco, Martínez decidió enfocar su búsqueda hacia el área del Sinú, en las inmediaciones de la concesión que había controlado a finales del



11. No ha sido posible confirmar las condiciones de estas concesiones ni las razones de su fracaso.



Joaquín Bobórzquez y Roberto de Mares recogen las primeras muestras del petróleo en Infantas, 1913.

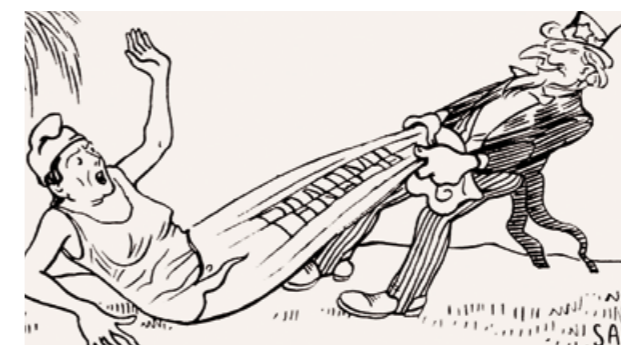
siglo XIX junto con Francisco Burgos. Adquirió nuevas concesiones con los municipios de San Andrés de Sotavento el 16 de enero de 1913, de Lorica el 16 de febrero de 1914, de Purísima el 14 de mayo de 1914 y de Toluviéjo el 5 de junio de 1914. Las concesiones le otorgaron un plazo de cinco años para realizar exploración y de 50 para explotar los yacimientos encontrados. En 1913 Diego Martínez también constituyó la Compañía Explotadora de Petróleo. El objeto de esta empresa era organizar bajo una sola compañía todas las tierras de Martínez y sus socios y utilizarla para promover actividades ganaderas y petroleras. En el suelo propiedad de la compañía se engordaba ganado y, a la vez, se protegía el derecho sobre la explotación de petróleo en estas tierras, “engordando” así también el subsuelo (ya que Martínez argumentaba que tenía derechos sobre los recursos del subsuelo, aun a través de concesiones con los municipios y no solo con la Nación). En 1914 Martínez se asoció con la Standard Oil de Nueva York para explorar los territorios de la empresa en el Sinú; invirtieron us \$750 mil entre 1914 y 1916, pero no se encontró petróleo y la compañía norteamericana decidió

no proseguir (Bell, 1921: 120; Jaramillo y Escobar, 1914: 10; Apoderado Martínez, 1923: 11; Burgos, 1965: 215; Isaza y Salcedo, 1991: 90; Cabrales, 2001: 171; Ripoll, 2009: 97-99, 115-116).

Martínez no solo estuvo atento a identificar nuevas tierras con potencial petrolero: en 1910, al caducar según el contrato original las Concesiones de Mares y de Barco, Martínez las solicitó para reducir la posibilidad de competencia contra su negocio de refinación; la solicitud fue negada y se extendieron las Concesiones de Mares y de Barco (Ripoll, 2009: 102-103).

Así, Martínez fracasó en sus actividades de exploración y, ante la entrada de la Jersey a través de la Tropical Oil Co., tuvo que cerrar su planta de refinación en Cartagena en 1922. A pesar de desarrollar una estrategia de inversión agresiva y creativa para mantener su actividad en el sector petrolero y aumentar sus ganancias, las dificultades de la actividad de exploración y la mala suerte de no haber identificado ningún terreno con petróleo de calidad y en cantidad, hicieron imposible evitar su salida de la industria. El primer empresario petrolero colombiano exitoso sería el primero en cerrar, después de sus fracasos en

Caricatura aparecida en la revista Fantoques, 1928. Se ilustra la doble explotación del país: la separación de Panamá y el petróleo.



actividades de exploración en Turbaco y el Sinú, por la incapacidad para convencer al Gobierno de que le adjudicara las caducadas Concesiones de Mares o de Barco y de inducir a Weetman Pearson o la Jersey a comprarle la refinería.

Los empresarios petroleros colombianos actuaron como especuladores durante las últimas dos décadas del siglo XIX y la primera del XX. En particular, Roberto de Mares y Virgilio Barco lograron mantener vivas las concesiones otorgadas por el Gobierno: al hacerlo, esperaban conectar los recursos petroleros del país con empresarios norteamericanos o europeos interesados en explotarlos. Ambos empresarios lograrían interesar a empresas extranjeras en el petróleo nacional, y uno de ellos, a una de las empresas multinacionales más grandes del sector, la británica Weetman Pearson, y a un grupo de norteamericanos cercanos a la Jersey.

Panamá y la competencia por el petróleo colombiano

En 1913 Weetman Pearson se interesó por explorar y explotar petróleo en la región del Magdalena Medio colombiano. Sin embargo, fueron empresarios norteamericanos los que adquirieron el contrato y permitieron la entrada de la Jersey a Colombia. Este resultado tuvo mucho que ver con la separación de Panamá en 1903 y con la compensación del gobierno norteamericano por esta pérdida.

Al finalizar el siglo XIX Estados Unidos desarrolló una estrategia imperialista que lo llevó a controlar las Filipinas. Aunque los ferrocarriles transcontinentales conectaban el este y el oeste de Estados Unidos en menos de una semana, el transporte marítimo era indispensable para proteger a la nueva colonia y a California. Estados Unidos necesitaba transportar tropas y barcos entre el este y oeste de manera rápida,



sustancialmente más veloz que la ruta por el Cabo de Hornos, Chile, en el sur del continente americano. Así, el presidente Roosevelt decidió priorizar la construcción de un medio de transporte marítimo a través de Centroamérica.

Entre los diferentes proyectos a través de Centroamérica, un canal a través de Panamá se percibía como la opción más apropiada. El gobierno de Roosevelt realizó una serie de ofertas al gobierno colombiano que culminaron con la firma del tratado Herrán-Hay de 1903, que incluía el pago de us \$10 millones y anualidades de us \$250 mil por 14 años, a cambio del derecho a construir el canal de Panamá. El Congreso colombiano rechazó la oferta; entonces Roosevelt apoyó militarmente la sublevación panameña en noviembre de 1903 y Panamá se separó de Colombia. Estados Unidos negoció la construcción del canal con una Panamá débil, el cual se inauguró en 1914. En consecuencia, después de 1903 en Colombia se desarrolló un intenso sentimiento antiyanqui y antiimperialista y cualquier cesión de territorio, así fuera temporal, era un asunto sumamente delicado.

En 1908, al tiempo que Diego Martínez realizaba las primeras inversiones en su negocio de refinación y exploraba en Turbaco, el presidente Rafael Reyes le encargó mediar en el proceso de reconciliación con Estados Unidos. Martínez promovió negociaciones que resultaron en el Tratado Root-Cortés de 1909, en el que Estados Unidos ofreció a Colombia us \$2,5 millones y privilegios en el tránsito de barcos colombianos por el canal. El Congreso colombiano rechazó la propuesta, y la reacción de repudio fue tan fuerte que Reyes renunció y se fue del país (Rippy, 1976: 104; Isaza y Salcedo, 1991: 122).

A comienzos de 1913, tras varios años de discusiones infructuosas, Estados Unidos ofreció a Colombia us \$10 millones, privilegios en el tránsito de barcos colombianos a través del canal, y dirimir el valor de



Barco perteneciente a la flota de la Troco para el transporte del petróleo por el río Magdalena, hacia 1929.

la compensación por la pérdida de las concesiones del Ferrocarril de Panamá y de la Compañía Universal del Canal de Panamá en un tribunal de arbitramento, con una compensación de hasta us \$50 millones; a cambio, Colombia debía reconocer la independencia de Panamá, otorgar el derecho a Estados Unidos de establecer puertos para la provisión de carbón en la isla de San Andrés y dar prioridad a Estados Unidos en la opción de construir un canal a través del río Atrato. Colombia rechazó también esta nueva propuesta (*El Tiempo*, 1912, 5 de enero y 15 de abril; 1913, 7 de marzo y 2 de mayo; Rippey, 1976: 105).¹²

En paralelo con la oferta norteamericana de comienzos de 1913, Weetman Pearson mostró interés en adquirir los terrenos de la Concesión de Mares. Los representantes de la firma británica, inicialmente encubiertos para no despertar sospechas de competidores, negociaron con el ministro de Obras Públicas, Simón Araújo, y lograron un acuerdo para invertir us \$400 mil explorando el 1% del territorio del país, pagando regalías sobre la producción de petróleo por 40 años. La Jersey envió a W. T. S. Doyle, un exfuncionario del Departamento de Estado de Estados Unidos, y a Chester Thompson, un funcionario de la Jersey, para obstaculizar el acuerdo entre el gobierno colombiano y Weetman Pearson. Doyle y Thompson argumentaron que esta última realmente no deseaba explotar petróleo sino desarrollar el canal

interoceánico por el río Atrato; además, el Secretario de Estado de Estados Unidos indicó que el contrato con Weetman Pearson podía obstaculizar las negociaciones sobre la compensación por la pérdida de Panamá y ofreció us \$20 millones en compensación (*El Tiempo*, 1913, 4 de septiembre, 1º y 4 de octubre; Bucheli, 2008: 537-548).

El 23 de noviembre de 1913 Weetman Pearson anunció que retiraba su interés por explorar y explotar petróleo en Colombia. A comienzos de 1914 los gobiernos colombiano y norteamericano firmaron el tratado Urrutia-Thompson, el cual señaló que el gobierno de Estados Unidos expresaba sincero arrepentimiento, otorgaba privilegios a barcos colombianos en el uso del canal de Panamá y ofrecía us \$25 millones en compensación por su actuación en la pérdida de Panamá. El 8 de junio el tratado fue ratificado por el Congreso colombiano y Colombia parecía ganar (diplomáticamente) acceso al canal de Panamá el mismo año en que se terminaron los trabajos y entró a operar; pero el Congreso norteamericano no ratificó el tratado y Colombia tuvo que esperar hasta unos años más tarde para finalmente arreglar el asunto (*El Tiempo*, 1914, 9 de enero y 7 de abril; Rippey, 1976: 111; Bucheli, 2008: 551).¹³

La salida de Weetman Pearson permitió a las empresas norteamericanas proseguir con sus actividades de exploración en Colombia. Por un lado, Diego

12. Randall (1992: 116) es la única fuente que indica que Estados Unidos consideró un pago de compensación incluso de us \$16 millones en 1912 para restablecer relaciones.

13. Randall (1992: 119) indica que para marzo de 1913 Estados Unidos era aún reticente a ofrecer us \$25 millones.



La primera caricatura se denomina "Triunfo pírrico" y alude a los llamados "proyectos heroicos" del ministro de Industrias José Antonio Montalvo, ante la fortaleza de las petroleras, representadas por el señor Yates, de la British Petroleum, y el señor Flanagan, de la Tropical Oil. Revista Fantoques, agosto de 1928.

La segunda, "Se le ven las clavijas", ironiza las quejas que la Tropical Oil presentó al gobierno sobre pérdidas anuales. Revista Fantoques, noviembre de 1927.

Martínez, en asociación con la Standard Oil de Nueva York, exploró su concesión en el Sinú. Como se explicó anteriormente, los socios invirtieron us \$750 mil pero, ante el poco éxito obtenido, suspendieron la búsqueda en 1916 (Bell, 1921: 127).

Por otro lado, en 1914 Roberto de Mares comenzó a ver los frutos de sus esfuerzos tras varios viajes de promoción a Estados Unidos. Inicialmente, la Jersey envió a uno de sus geólogos, encargado de explorar nuevas oportunidades de explotación, F. C. Harrington. Los resultados fueron positivos, pero los directores de la Jersey prefirieron no tomar ninguna acción adicional.

Más tarde, ese mismo año, De Mares logró un acuerdo y se asoció con Michael Benedum, Joe Tress y George Crawford, norteamericanos con experiencia en la explotación de petróleo en Estados Unidos y México. Los norteamericanos habían estado cerca de cerrar la fusión de su compañía, la Penn-Mex Fuel Company, con la Imperial Oil Company, controlada por Walter Teagle y filial de la Jersey, pero el acuerdo se frustró debido a cambios en la legislación corporativa del estado de Nueva Jersey. Tras el acuerdo con De Mares, los norteamericanos iniciaron las actividades de exploración en las inmediaciones de Barrancabermeja, que culminaron exitosamente dos años más tarde (Bell, 1921: 120; Gibb y Knowlton, 1956: 85; Santiago, 1986: 23-27; Isaza y Salcedo, 1991: 154).



Ante la evidencia del potencial de la Concesión de Mares, el 20 de mayo de 1916 los norteamericanos constituyeron en Wilmington, Delaware, la Tropical Oil Company, con un capital autorizado de us \$50 millones. Se firmó el Acta de San Vicente de Chucurí, que formalizó la asociación entre Roberto de Mares y los norteamericanos de la Tropical Oil Co., e iniciaron las labores para realizar el traspaso de la Concesión de Roberto de Mares a dicha empresa. Los trabajos de exploración continuaron: en Barrancabermeja se encontró que los pozos de Infantas producían más de dos mil barriles por día y se inició la planeación de la construcción de la planta de refinación. Los norteamericanos lograron además un acuerdo con De Mares y Armella para explorar la concesión de estos en Repelón, Bolívar (Bell, 1921: 128; Gibb y Knowlton, 1956: 85; Santiago, 1986: 23-27, 29-32).

El 25 de agosto de 1919 el Ministerio de Obras Públicas de Colombia indicó las condiciones para traspasar la Concesión de Mares a la Tropical Oil Co.: estas incluían reducir los derechos de la concesión original a un terreno de 100 mil hectáreas (aproximadamente el 20% del contrato original), cambiar la tasa de transferencia al Gobierno del 15% del producto neto al 10% del producto bruto, comprometerse a construir una planta de refinación con capacidad para proveer a todo el país en dos años y vender la producción al precio de Nueva York; la compañía, por su parte, renunciaba a la protección diplomática y se sometía en pleno

a las leyes y cortes colombianas. Roberto de Mares y sus socios recibieron el 2,5% de las acciones de la empresa, equivalente a us \$1,25 millones, según capital de constitución de la empresa de us \$50 millones, o us \$1 millón según el capital aportado a 1919 (Bell, 1921: 135; *Boletín de Minas y Petróleos*, 1929: 90-92; Santiago, 1986: 26-27).

Así, sorprendentemente, en medio de un fuerte sentimiento antiyanqui, los empresarios norteamericanos vencieron a los británicos y adquirieron el derecho a explotar petróleo en Colombia. La oferta de compensación de Estados Unidos por su papel en la separación de Panamá pudo más que el interés de Weetman Pearson, y permitió a Benedum, Tress y Crawford ganar la competencia; al resultar exitosa la exploración de estos norteamericanos en la Concesión de Mares, la oferta de compensación por Panamá también terminó facilitando el enriquecimiento de Roberto de Mares y la entrada, meses después, de la Jersey a Colombia, la principal refinadora del mundo y la empresa que dominaría el sector petrolero en el país durante el resto de la primera mitad del siglo xx.

Posicionamiento de la Jersey Standard en Colombia

La década de 1910 fue de choque de lenta reacción para la Jersey. En 1911, cuando la Corte dividió a la Standard Oil Holding Company, cada una de las empresas creadas por la Corte sufrió un gran cambio. Los activos asignados a la Jersey le otorgaban gran capacidad de refinación pero muy poca de producción de crudo. Para 1915 esta empresa dominaba el mercado norteamericano y mundial de productos refinados, con el 23% del mercado mundial y, a pesar de que Estados Unidos producía el 66% del crudo en el mundo, la Jersey solo generaba internamente el 25% del insumo crudo necesario para sus actividades de refinación. El cuello de botella de la Jersey para su crecimiento futuro era la adquisición de una mayor capacidad de producción de petróleo crudo, y la fortaleza de las autoridades de política antimonopolio en Estados Unidos implicaba que esta capacidad de producción tenía que venir del exterior (Gibb y Knowlton, 1956: 87, 106).

Proceso de carga de un vapor petrolero en el puerto de Barrancabermeja, hacia 1930.



El vapor "Santander" se desliza con barcazas cargadas de maquinaria por el río Magdalena, a principios de la década de 1930.



La estrategia de la compañía se basó tanto en necesidad como en oportunidad. La necesidad la impuso la distribución de activos ordenada por la Corte; la oportunidad determinó que, dado que sus refinarias se ubicaban en Nueva Jersey al borde del mar, la Jersey estaba en mejor posición que cualquier otra empresa norteamericana para tomar el liderazgo en la penetración de mercados externos para productos refinados. Los bajos costos del transporte marítimo le permitían exportar al resto del mundo a menores precios que muchos de sus competidores, y estos bajos costos de transporte también le facilitaban suplir de crudo relativamente barato sus procesos de refinación, siempre y cuando tuviera acceso a este (Gibb y Knowlton, 1956: 107-108).

Walter Teagle, el director de las actividades de la Jersey en Europa y, para finales del 1910 también presidente, junto con Everit Sadler fueron los dos directores responsables de ejecutar el cambio de dirección en la estrategia de la Jersey. Al principio, las disputas en la junta directiva de la empresa retrasaron el proceso y la Jersey perdió su primera oportunidad en México y en Colombia —la Jersey exploró la Concesión de Mares, pero prefirió no involucrarse en una primera

instancia—. El inicio de la Primera Guerra Mundial y la pérdida de los pozos en Rumania tampoco favorecieron la implementación de la estrategia; pero para 1918, con la salida de la junta de los miembros de mayor edad y más adversos al riesgo, la adquisición de una flota de barcos para transportar productos crudos y refinados durante el conflicto bélico, y el fin de este, la puesta en marcha de la estrategia se facilitó (Gibb y Knowlton, 1956: 108-109).

La Jersey desarrolló una agresiva estrategia en la que invirtió cerca de us \$200 millones al final de la década de 1910 para informarse de toda actividad de exploración en el extranjero, de todos los traspasos de propiedad, para estar cerca de todos los posibles vendedores de pozos en el mundo y comprarlos, y para continuar disputando los mercados de consumo europeos. En el proceso de implementación de esta estrategia, Teagle y los socios de la Tropical Oil Co. volvieron a encontrarse frente a frente en una negociación (Gibb y Knowlton, 1956: 108; *New York Times*, 1920, 17 de octubre).

En 1914 Benedum, Tress y Crawford casi logran transferir la Penn-Mex Co. a la Imperial Oil Limited, controlada por Teagle y filial de la Jersey. En 1919,



Personal del servicio médico del hospital de la Andian a mediados de la década de 1940, en Cartagena.

una vez Roberto de Mares traspasó su concesión a la Tropical Oil Co., la Jersey inició conversaciones para comprar esta última y su concesión. Un grupo de geólogos liderados por A. V. Hoenig, quien estaba a cargo de la Carter Oil Company, la compañía que operaba el pozo más productivo de la Jersey en Estados Unidos, examinó las propiedades de la Tropical Oil Co. y en septiembre entregó un informe en el cual las valoraba en us \$5 millones. Benedum, Tress y Crawford, sin embargo, consideraban que valían us \$500 millones. Teagle negoció con los socios de la Tropical Oil Co. por un lado y con los miembros de la junta de la Jersey, escépticos ante el negocio, por el otro. En enero de 1920 se rumoraba que la Jersey, a través de su filial, la International Petroleum Company (IPC), ofrecía us \$40 millones, cerca de los us \$39 millones de capital suscrito a la fecha, por la Tropical Oil Co. En agosto de 1920 Teagle y la Tropical Oil Co. llegaron a un acuerdo y el valor de la nueva IPC se acercó a los us \$100 millones. El *New York Times* reportó el 23 de agosto que el acuerdo había sido aceptado por los accionistas y el intercambio de acciones se había organizado (Gibb y Knowlton, 1956: 369-371; *New York Times*, 1920, 7 y 20 de enero, 14 y 23 de agosto, *Wall Street Journal*, 1920, 23 de agosto).

El diseño de la planta de refinación se inició después de la firma del traspaso de la Concesión de Mares a la Tropical Oil Co. y continuó mientras esta empresa y la IPC negociaban el acuerdo de fusión. Los trabajos de construcción de la planta comenzaron en 1920 en Barrancabermeja, enfrentando las dificultades de trabajar en medio de la selva, en una región aislada. El plan se retrasó y la Tropical Oil Co. solicitó una extensión del plazo para terminar la planta. El Gobierno expidió el 13 de junio un decreto que otorgó la extensión para completar la planta y fijó el 25 de agosto de 1921 como el día en el cual empezaría la producción. Este decreto implicó que, según las condiciones de la concesión, el contrato terminaría 30 años después. La planta de refinación comenzó a operar en febrero de 1922 y se inauguró el 26 de abril de mismo año (Santiago, 1986: 36; 2001: 150-153).

El siguiente paso para explotar el petróleo colombiano fue desarrollar su transporte a un puerto que comunicara con el exterior. La Jersey, al tiempo que consideraba la compra de la Tropical Oil Co. en 1919, examinaba la construcción de un oleoducto. El acta de traspaso de la Concesión de Mares menciona la posibilidad de construir un oleoducto, pero no hace explícitas las condiciones de su operación.

Entierro —por el rito masón— del señor Goodwin, funcionario de la Tropical, en el cementerio de los norteamericanos en Barrancabermeja, 1944.



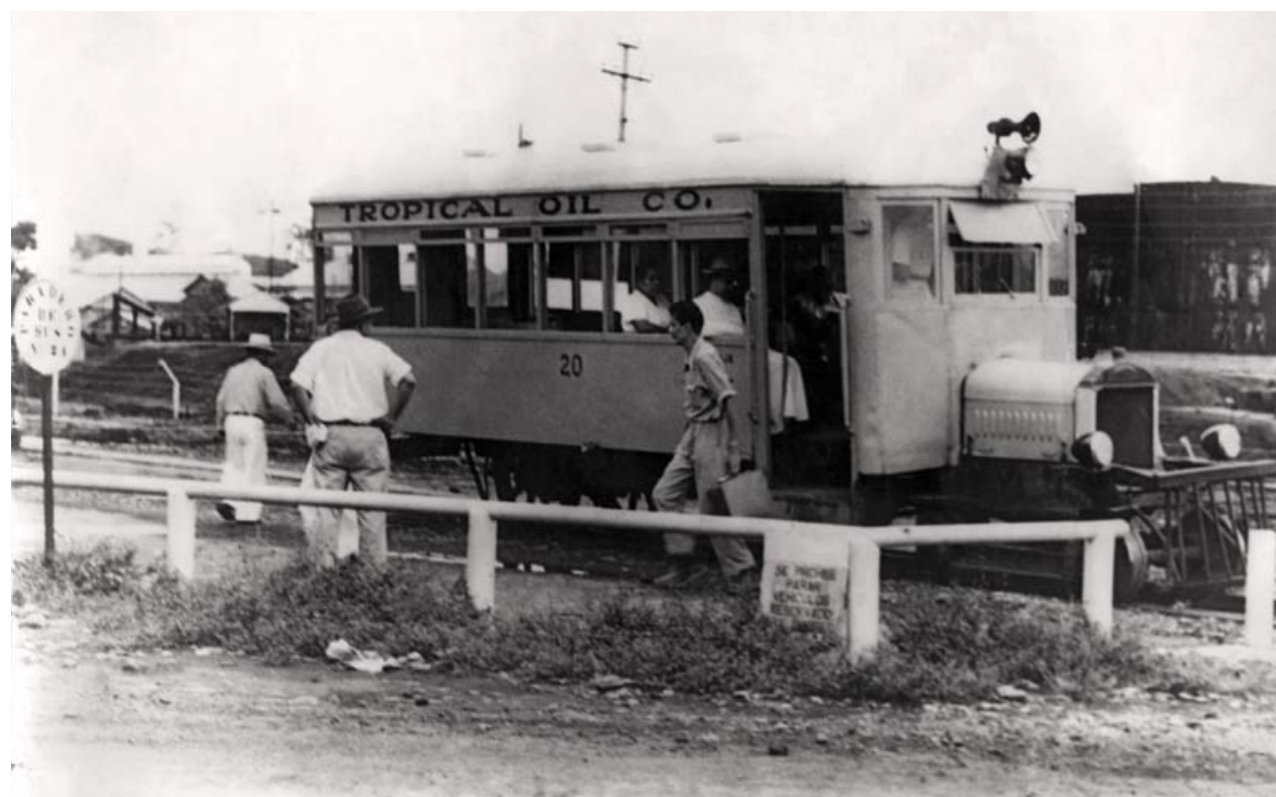
Adicionalmente, la concesión de la Tropical Oil Co. vencía en 30 años y los activos de la compañía pasarían a manos del Gobierno; si el oleoducto se construía bajo la concesión, sus activos también serían transferidos a manos del Gobierno; por ello la Jersey prefirió no usar la cláusula de la Concesión de Mares y en cambio crear, de manera discreta y aparentemente desconectada de la Jersey, una compañía en otro país con el fin de usarla para solicitar una concesión diferente y adquirir los derechos a la construcción y operación del oleoducto. Para este propósito, en 1919 se creó, en Canadá, la Andian National Corporation Limited, con un capital autorizado de us \$1 millón. No se hizo público que la Andian era controlada por la Imperial Oil Limited, filial de la Jersey (Comisión investigadora, 1925: 24; Gibb y Knowlton, 1956: 378-380, 649).

La Jersey nombró como director de la Andian a James Flanagan, un funcionario de confianza de Walter Teagle. Flanagan era una figura conocida para pocos dentro de la Jersey y se encargaba de trabajos específicos en el extranjero de naturaleza confidencial, solicitados por Teagle, a quien le reportaba directamente. Durante la segunda mitad de 1910 desarrolló actividades para facilitar el acceso de la Jersey a

México y a Perú, y en Colombia protagonizaría eventos que finalmente habrían de conducir al otorgamiento a la Andian de una concesión para construir el oleoducto entre Barrancabermeja y Cartagena, a la ratificación del tratado Urrutia-Thompson por el Congreso de Estados Unidos y al pago de compensación a Colombia (Gibb y Knowlton, 1956: 86, 101).

La situación es compleja y escandalosa. Los antecedentes estaban marcados por la participación norteamericana en la separación de Panamá en 1903, la oferta de Estados Unidos en 1913 de us \$20 millones en compensación, que obstaculizó la entrada de Weetman Pearson, y la firma en 1914 del tratado Urrutia-Thompson. Sin embargo, para 1919 el tratado aún no había sido ratificado por el Congreso de Estados Unidos. En 1919 el gobierno colombiano, para facilitar la firma del tratado, permitió el traspaso de la Concesión de Mares a la Tropical Oil Co. y legisló flexibilizando las reglas de explotación del petróleo en Colombia. Estados Unidos, sin embargo, no ratificó el tratado, por lo que en 1921 el gobierno colombiano estaba frustrado (Randall, 1992: 123, 129, 144).

En estas circunstancias, el Gobierno decidió usar el contrato del oleoducto para presionar a la Jersey y al



Sistema de transporte exclusivo para uso del personal directivo y técnicos extranjeros de la Troco. La ruta se desplazaba del campo petrolero de El Centro a la refinería de Barrancabermeja.

Congreso de Estados Unidos a fin de que cumplieran su parte. El 25 de enero de 1921, sabiendo que la Jersey no podía explotar la Concesión de Mares sin el oleoducto, el ministro de Relaciones Exteriores de Colombia, Laureano García Ortiz, le comentó a Carlos Urueta, el ministro (embajador) en Estados Unidos, a través de un cable:

Allá quisieron aprobación Tratado dependiera de otros asuntos extraños. Injusto, irregular, es sujetar ratificación de un derecho reconocido previamente a exigencias posteriores sobre intereses distintos. Colombia accedió a adaptar su legislación petrolífera a tales intereses, hasta obtener declaración solemne de encontrarse satisfecho ese Senado. Hoy preténdese involucrar, aplazar, modificar de nuevo Tratado. Mi Gobierno no amenaza, solo suspende resoluciones sobre concesiones petrolíferas, porque opinión pública ya no las permite en tal predicamento. País cansado en su expectativa que no podrá prolongarse sin desdoro. Puede comunicar estas consideraciones a quien créalo conveniente, especialmente a Flanagan (Comisión investigadora, 1925: 18).

La esperanza de García Ortiz era que Flanagan ejerciera la influencia de la Jersey sobre el Congreso de Estados Unidos y, para presionarlo, instruyó a Urueta para que comunicara esta información a Flanagan. El cálculo fue preciso.

A finales de 1920 Flanagan había discutido el asunto con los senadores Fall, Lodge, Hitchcock y Underwood de la Comisión de Relaciones Exteriores del Congreso de Estados Unidos, y con el recién electo presidente Harding; pero a finales de enero de 1921 el tratado no se había firmado aún. No es posible saber si la presión del gobierno colombiano motivó esfuerzos de cabildeo aun mayores por parte de la Jersey, o cuáles fueron las acciones que este cabildeo realizó para convencer a los senadores republicanos que se oponían al tratado, pero el tratado fue ratificado el 21 de abril de 1921. El gobierno de Estados Unidos otorgó a sus empresas un subsidio en 1913 y finalmente lo pagó durante la primera mitad de 1920 (Gibb y Knowlton, 1956: 379).¹⁴

La ratificación del tratado Urrutia-Thompson generó reacciones encontradas sobre su impacto en la industria petrolera en Colombia. Según el *Wall Street Journal*, los cambios realizados en la ley de explotación de petróleo en Colombia eran positivos para la industria ya que permitían la exploración de cualquier lugar del país bajo concesión otorgada por el Gobierno y quien encontrara petróleo tendría derecho a explotarlo. Esta positiva percepción no era necesariamente compartida. Incluso Carlos Urueta, quien reconoció y agradeció el papel de Flanagan en la ratificación del tratado Urrutia-Thompson, sugirió en junio de 1921 al presidente Marco Fidel Suárez la inconveniencia

14. Ver resultados de votación en http://www.govtrack.us/congress/vote.xpd?vote=s67_1-16

15. Es importante señalar que De la Pedraja y Villegas han preferido enfatizar solo en la debilidad del gobierno colombiano al 1) cambiar la regulación del sector petrolero en 1919, y 2) al permitir que Flanagan y Urueta desarrollaran actividades comerciales y que Flanagan probablemente sobornara a Pedro Nel Ospina para conseguir el contrato de concesión de la Andian, sin castigo para ninguno. La interpretación presentada aquí es que el Gobierno fue débil en 1919, pero también fue fuerte en 1921. La presión de Estados Unidos al no aprobar el tratado podría haber llevado a flexibilizar aun más la regulación y no recibir la compensación. Sin embargo, a pesar que el Congreso de Estados Unidos se mostró renuente, la compensación por Panamá finalmente se pagó, y muy probablemente esto sucedió porque el Gobierno usó el contrato del oleoducto con la Andian para presionar a la Jersey y a Estados Unidos.

16. Ver apéndice 3 (pág. 57). Porcentaje de producción de petróleo exportado 1926-1943 calculado con base en información de Ministerio de Minas y Petróleo (1944: 88).

doméstica de adelantar conversaciones para negociar el contrato de la Andian debido al desgaste y debilidad política del Gobierno en torno al tratado y al petróleo. En este contexto de intereses y emociones encontradas se iniciaron los diálogos para otorgar el contrato del oleoducto a la Andian (*Wall Street Journal*, 1921, 21 de mayo; Comisión investigadora, 1925: 18).

Las conversaciones no podían llevarse en términos normales en estas circunstancias: la conexión entre la Andian y la Jersey se mantuvo en secreto, Flanagan intentó influenciar a Urueta a través de sueldos y compensaciones, e incluso, algunos sugieren, también intentó influenciar al nuevo presidente Pedro Nel Ospina. El resultado fue la firma del contrato de concesión con la Andian Corporation Limited el 1º de octubre de 1923 para construir y operar el oleoducto entre los pozos petroleros de la Concesión de Mares y Cartagena. La concesión terminaría en 50 años, y obligó a la Andian a proveer el servicio de transporte de petróleo a terceros (incluido el Gobierno) al tiempo que reguló los precios de estos servicios (Comisión investigadora, 1925: 27, 41; *Boletín de Minas y Petróleo*, 1929, agosto: 99-110; Gibb y Knowlton, 1956: 378-380; Rippey, 1976: 121; Villegas, 1971; De la Pedraja, 1985: 191-193).¹⁵

A comienzos de 1925 la Jersey envió a Colombia a su experto en construcción de oleoductos, D. O. Towl. La propiedad de la empresa pasó de la Imperial Oil al Colombian Investment Trust, propiedad de la International Petroleum Company. Esta transacción centralizó el control de las actividades de la Jersey en Colombia en una sola compañía, la IPC, e hizo evidente, después de seis años, la cercana conexión entre la Andian, la Tropical Oil Co. y la Jersey. La Andian emitió bonos por us \$15 millones para financiar la construcción del oleoducto. El 6 de marzo de 1926 se completó la obra, al llegar el tubo a Mamonal, cerca a Cartagena, y el 3 de julio zarpó el primer barco petrolero hacia Estados Unidos. Entre 1926 y 1927 la Andian realizó emisión de acciones y su valor en bolsa era de us \$21,2 millones (*Oil and Gas Journal*, 1925, 22 de enero: 22, 5 de febrero: 120, 7 de mayo: 68; Gibb y Knowlton, 1956: 379-380, 649; Santiago, 1986: 41-42).

Una vez en operación la planta de refinación y el oleoducto era posible exportar el crudo hacia Estados Unidos y se inició la explotación a gran escala del “oro negro” colombiano. La evolución de la producción de petróleo crudo en la Concesión de Mares, debido a que hasta mediados de 1940 exportó el 88% a las plantas de refinación de la Jersey en Nueva Jersey, se ajustó al ciclo económico norteamericano.¹⁶

Gráfico 1
Producción anual de aceite crudo en Concesión de Mares (Millones de barriles/año)

Año	Millones de barriles
1920	0
1921	0,06
1922	0,32
1923	0,42
1924	0,44
1925	1,00
1926	6,44
1927	14,92
1928	19,87
1929	20,19
1930	20,22
1931	18,22
1932	16,38
1933	13,22
1934	17,33
1935	17,71
1936	18,59
1937	20,08
1938	21,30
1939	22,11
1940	21,15
1941	20,50
1942	9,33
1943	11,49
1944	17,70
1945	15,27
1946	12,72
1947	12,26
1948	9,09
1949	11,85
1950	12,98
1951	13,80

La apertura del oleoducto de la Andian permitió conectar la producción en la Concesión de Mares con el mercado internacional y su producción aumentó de cerca de un millón de barriles al año en 1925, a aproximadamente 20 millones en 1928 (ver gráfico 1, pág. 47). El rápido crecimiento de la economía norteamericana, experimentando en pleno el auge de los *roaring twenties* y la veloz expansión de la malla vial y del uso del automóvil en las grandes ciudades, jalonó la demanda de petróleo. La caída del mercado bursátil en Nueva York a finales de 1929 y el inicio de la gran depresión en 1930 redujeron la demanda de petróleo, y la producción en la concesión cayó hasta 1933, cuando la tercera crisis bancaria marcó el fondo de la crisis económica en Estados Unidos. El inicio del gobierno de Roosevelt en 1933 dio lugar a una mejoría en la actividad económica norteamericana, la demanda de petróleo aumentó y la producción de crudo en la concesión colombiana se expandió.

El comienzo de la Segunda Guerra Mundial en 1939 afectó el mercado internacional de petróleo: cayó la demanda mundial y también la producción en Barrancabermeja. El ataque japonés a Pearl Harbor en diciembre de 1941 precipitó la entrada de Estados Unidos al conflicto en 1942, aumentó notablemente la demanda de petróleo para suplir las actividades militares norteamericanas y la producción en la concesión volvió a elevarse. El final de la guerra marcó el comienzo de una recesión en Estados Unidos y en el mundo que se extendió hasta 1948, y que resultó en una baja en la demanda de petróleo y en la producción en Barrancabermeja. Sin embargo, a finales de los años cuarenta se inició la época de oro del crecimiento de los países hoy desarrollados, principalmente Estados Unidos, Europa y Japón, lo que reactivó la demanda de crudo y la producción en la concesión. El único evento doméstico que habría incidido sobre la evolución de la oferta de petróleo en Barrancabermeja fueron los disturbios desatados a raíz del Bogotazo el 9 de abril de 1948, factor que, junto con la ansiedad del final del contrato de concesión en 1951 y la disminución de la inversión de la Tropical Oil Co., probablemente explican por qué la producción, después de 1948, no volvería a alcanzar los 20 millones de barriles anuales.

La Tropical Oil Co. dominó la producción y exportación de crudo en Colombia hasta entrados los años cuarenta, y también realizó exitosamente actividades de exploración dentro de la concesión, refinó cerca del 10% del crudo para el mercado colombiano y

organizó su distribución a través del departamento de ventas. Los productos refinados se transportaban desde Barrancabermeja en una flota de planchones especialmente contruidos y de propiedad de la Tropical Oil Co. La empresa tenía tanques de almacenamiento en diferentes puntos estratégicos sobre el río Magdalena, para luego usar la naciente red de carreteras y ferrocarriles nacionales y transportar los productos a su destino final. Así, se le distribuyeron el aceite combustible, los aceites lubricantes y la gasolina al país (Ministerio de Minas y Petróleo, 1944: 67, 88; Mendoza y Alvarado, 1939: 42; Esso Colombiana S. A., s. f.: 5-11).

Propaganda del aceite lubricante Rapidol, producto de la Troco, aparecida en la revista Pan en 1936.

quiere ACEITE LUBRICANTE RAPIDOL

¡Clamando por buen aceite!

Si su motor pudiese hablar le pediría a grito entero que se compadeciese de él cuando le echa un aceite de calidad pobre.

Pero después de todo, verdad es que no es necesario que hable: su marcha irregular le demuestra lo indispensable que es un buen lubricante.—Compre el mejor:

RAPIDOL
(Marca registrada)

GARANTIZADO POR:
TROPICAL OIL COMPANY

Avenida Santander en Barrancabermeja, hacia 1935.



La Jersey, a través de la Tropical Oil Co. y de la Andian, desarrolló así actividades en todos los segmentos verticales de la industria del petróleo en Colombia. Realizó inversiones para continuar explorando la Concesión de Mares, extrajo el crudo de los pozos productivos en esta concesión, refinó la mayor parte de productos derivados del petróleo para el mercado colombiano, transportó el crudo de exportación de la concesión a Cartagena y exportó el crudo en sus barcos-tanque a sus refinerías en Nueva Jersey. La Jersey dominó el sector petrolero en Colombia durante la primera mitad del siglo xx.

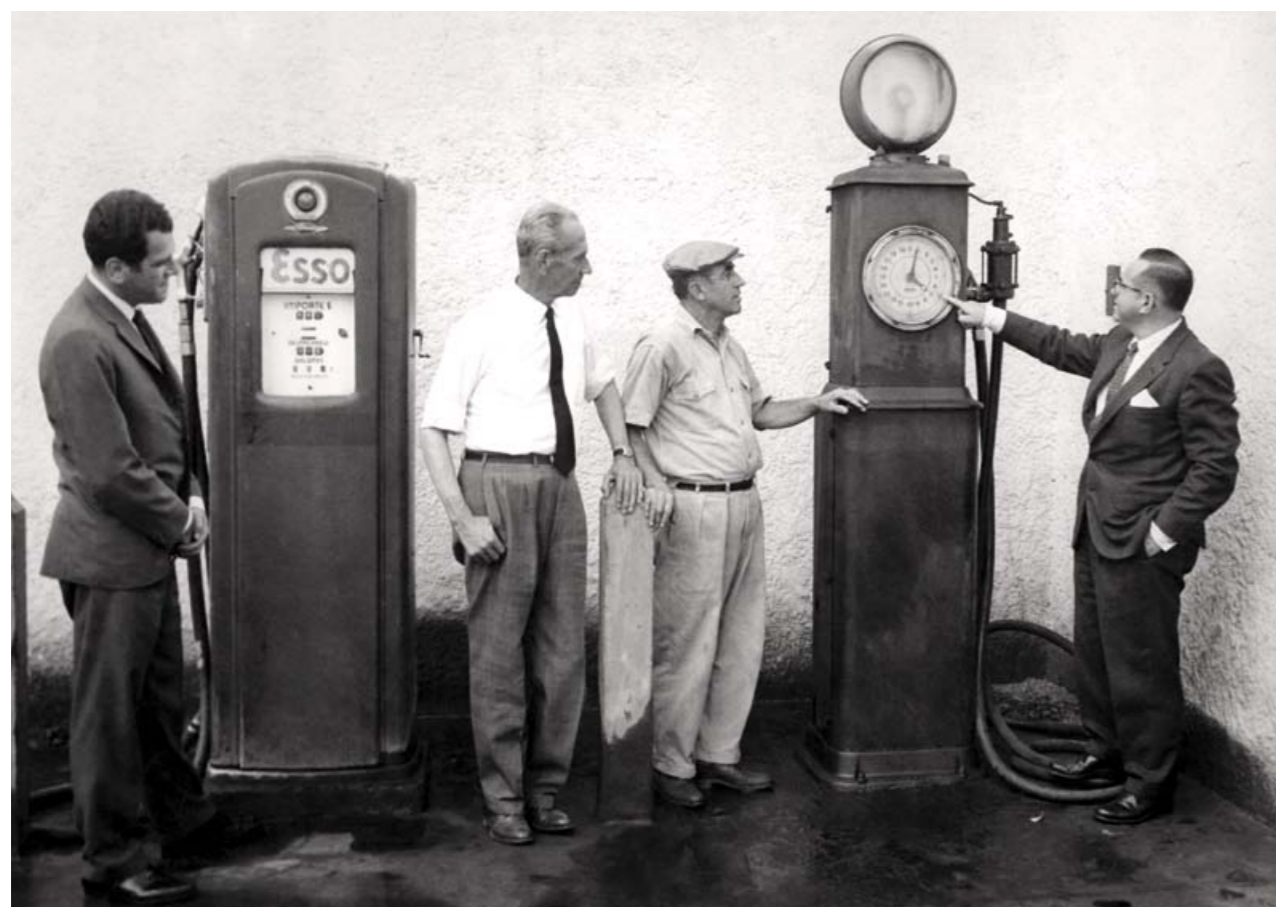
A pesar de este dominio la operación no era sencilla: la difícil geografía colombiana y la naturaleza selvática de la zona de producción hacían necesario desarrollar actividades complementarias a las de producción petrolera. El equipo de exploración y refinación tuvo que ser importado y transportado a una zona en la cual inicialmente no existían medios de comunicación adecuados, donde tampoco había población ni oferta laboral. En respuesta, la Tropical Oil Co. importó, transportó los equipos e incentivó la llegada de empleados calificados de Estados Unidos y de empleados no calificados de otras partes de Colombia, particularmente de la Costa Caribe, a los que les suministró entrenamiento; además,

desarrolló el pueblo de Barrancabermeja, construyendo hospitales, escuelas, carreteras, ferrocarril y puerto (Santiago, 1986).

Por otra parte, las relaciones laborales se deterioraron progresivamente. La Jersey estableció un sistema de trabajo en el cual existieron tres grupos sociales que vivían en condiciones diferenciadas: los empleados norteamericanos lo hacían en las mejores condiciones —un suburbio norteamericano en plena selva del Magdalena Medio—; el personal administrativo nacional lo hacía en condiciones intermedias, y los trabajadores en barracas. El sistema generó resentimiento entre los trabajadores y los otros dos grupos y el conflicto se intensificó cuando la demanda de petróleo bajó y la empresa despidió trabajadores. Se desarrollaron huelgas en 1930 y los disturbios de 1948 se combinaron con los conflictos laborales, dando lugar a una influyente huelga justo antes de que terminara el período del contrato de concesión.¹⁷

La relación entre la Jersey y Colombia también fue complicada por las diferencias en la interpretación del contrato de concesión. Algunos colombianos argumentaron en 1930 y 1940, entre ellos los dirigentes gubernamentales que, comoquiera que las actividades de exploración informales se iniciaron y establecieron el potencial de la concesión para 1916, y que, según el Acta de San Vicente

17. Ver capítulo de Miguel Urrutia en este volumen.



Surtidores de gasolina de Esso. Bogotá, a finales de la década de 1940.

de Chucurí, Roberto de Mares se asoció con la Tropical Oil Co. el 14 de junio de 1916, la iniciación de la etapa de producción de la concesión había tenido lugar en esa fecha, por lo que, consecuentemente, la concesión debía terminar en 1946, no en 1951. La Jersey se empleó a fondo y, como se verá en el capítulo siguiente, el asunto llegó a la Corte Suprema de Justicia de Colombia, que confirmó la validez del decreto emitido por el Gobierno en 1921 y que la concesión finalizaría en 1951. En la segunda mitad de 1940 se discutieron diferentes opciones para continuar la producción al terminar el contrato de concesión. En 1950 se escindió el departamento de ventas de la Tropical Oil Co. y se creó la Esso Colombiana S. A. para administrar la distribución de refinados para el mercado doméstico —la Jersey había cambiado de nombre a Esso en 1940—. Al finalizar 1950 se decidió usar los activos de la concesión para, a través de un proceso de reversión, crear la Empresa Colombiana de Petróleos, que se conocería más tarde como Ecopetrol. La nueva empresa asumió la administración de los activos de la Tropical Oil Co., excepción hecha del escindido departamento de ventas y de la planta de refinación, sobre la cual se firmaría un contrato de operación por el término de diez años con la International Petroleum Company, lapso durante el cual la refinería

debería ensancharse y modernizarse al tiempo que se entrenaba al personal colombiano para asumir la operación (Santiago, 1986: 74-76, 81-82; Sáenz, 2002: 68).¹⁸

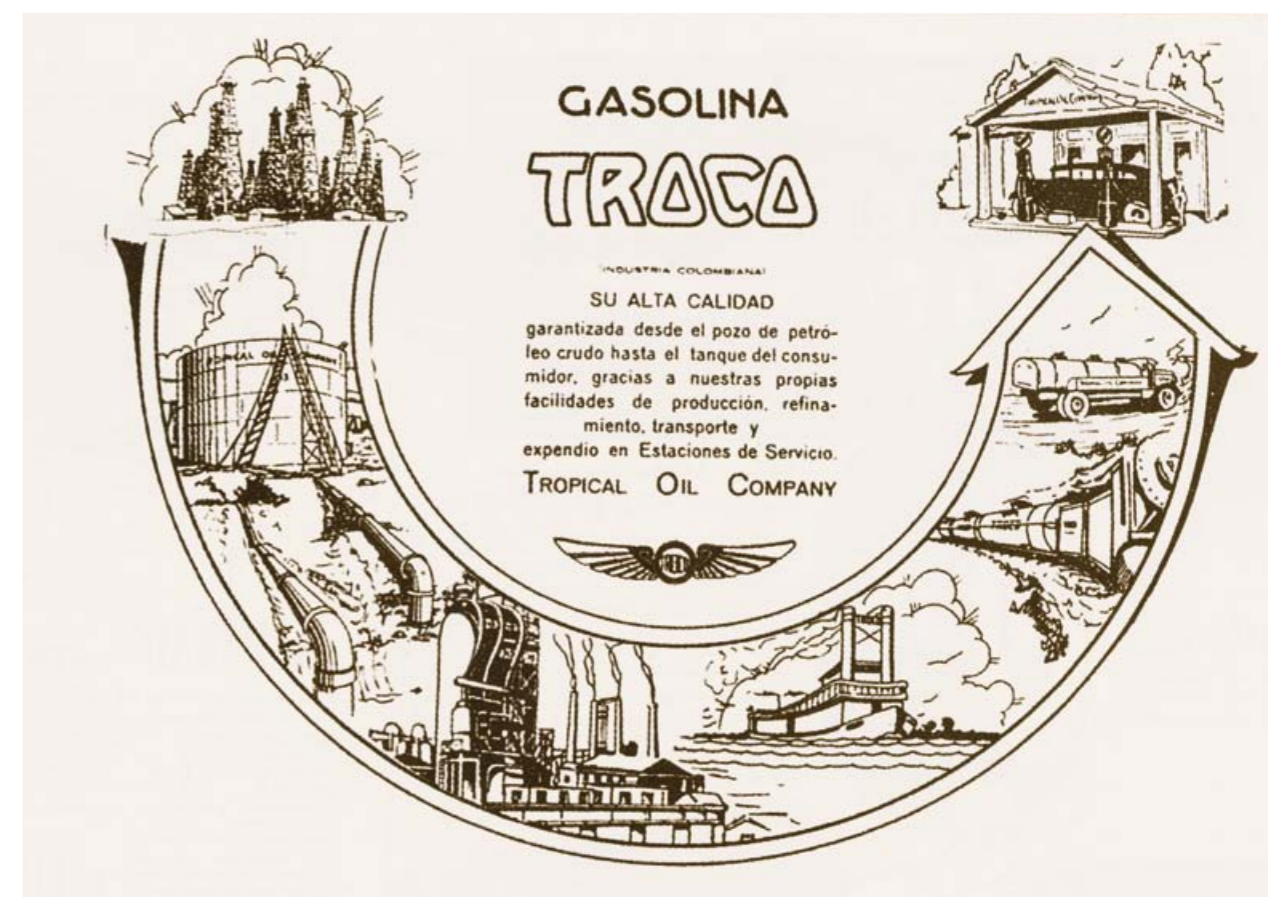
La década comprendida entre 1910 y 1920 marcó la conflictiva entrada de la Jersey a Colombia y las bases de su dominio petrolero en 1920 y 1930; y 1940 el declive en el dominio de la Jersey y el cambio en la estructura del sector petrolero colombiano: por un lado, al terminar el contrato de la Concesión de Mares se creó Ecopetrol, empresa que dominaría el sector petrolero en Colombia en la segunda mitad del siglo xx; por otro lado, otras empresas multinacionales entraron al país, exploraron exitosamente y produjeron crudo desde mediados de 1940.

Entra la competencia de la Jersey

La Jersey fue más rápida que las demás empresas petroleras y se apropió de los primeros pozos productivos en Colombia: la Concesión de Mares. Sin embargo, otras empresas, aunque contaron con menor suerte o fueron menos rápidas, estuvieron también atentas a las oportunidades en Colombia; su interés por explorar y producir petróleo en Colombia se remonta a la primera década del

¹⁸. Ver capítulo de Carlos Caballero en este volumen.

Propaganda de gasolina Troco en que se ilustra el proceso de transporte del producto desde la refinería de Barrancabermeja hasta la estación de servicio. Revista Pan, 1942.



siglo xx. Para 1910 Diego Martínez ya había realizado, sin fortuna, actividades de exploración con la Standard Oil de Nueva York; la británica Weetman Pearson mostró interés en 1913, pero la Jersey obstaculizó su entrada con la ayuda del gobierno norteamericano.

En 1919 varias empresas norteamericanas y dos británicas tenían expertos en Colombia: por ejemplo, Francisco Burgos y la South American Gulf Oil Company realizaron exploración de terrenos en el bajo Sinú; la Carib Syndicate compró propiedades de la Equatorial Company, que poseía 250 mil acres al lado de la Concesión de Mares de la Tropical Oil Co.; Kelley, empresario de la Three Seas Petroleum Company, organizó una compañía para explorar 150 mil acres entre Cartagena y Barranquilla. En 1920 la Transcontinental Oil Company, incorporada en Pensilvania por Benedum, fue vendida a la Standard Oil de California, y en 1921 el *New York Times* informaba que 21 compañías norteamericanas y seis británicas, diferentes de las mencionadas anteriormente, habían manifestado interés en explorar en Colombia. En 1924 la Richmond Petroleum Company realizó exploración cerca de Barranquilla y Cartagena, sin éxito; en 1925 empresarios británicos y de la Standard

Oil de Indiana reportaron un acuerdo para desarrollar nuevos campos en Colombia, y empresarios alemanes siguieron los pasos de Jorge Isaacs y exploraron en la Guajira y Urabá, y en 1920 la Texas Petroleum Company adquirió el territorio Velásquez, cerca de Puerto Boyacá, Boyacá, y desarrolló lentamente la única empresa petrolera sobre terrenos privados en Colombia (*New York Times*, 1920, 20 de febrero, 4 de septiembre; 1921, 14 de marzo, 9 de diciembre; *Wall Street Journal*, 1921, 8 de septiembre; Bell, 1921: 120; *Oil and Gas Journal*, 1925, 23 de abril: 180, 25 de junio: 58; Angarita, 1953: 117; Rippey, 1976: 115-117, 125; Isaza y Salcedo, 1991: 115-116).

En 1931 el Gobierno expidió la Ley 37 que estableció reglas generales para la explotación del petróleo, declarando al sector petróleo como de interés público y otorgando al Gobierno potestad para expropiar. La ley también hizo claridad en que los derechos particulares se respetarían obedeciendo la Constitución Nacional, y estableció los cánones que el Gobierno cobraría por arriendo de cada hectárea en territorio de exploración y por cada kilómetro de construcción de oleoducto, las tasas del impuesto o regalía de producción y de exportación. Estableció también la exención

de impuestos de exportación u otro de carácter específico durante los primeros 30 años de explotación de cualquier proyecto, dando lugar a una nueva oleada de interés en los recursos del país.

La actividad en 1930 se concentró en la región del Magdalena Medio. En 1933 la Societé Européne des Petroles obtuvo una concesión, y en 1937 se firmaron tres nuevos contratos de concesión para la exploración y explotación de petróleo en la región, en cercanías de la Concesión de Mares: uno con la Sociedad Nacional del Carare, otro con Bernardo Mora sobre el terreno que había concesionado años antes la Societé Européne des Petroles, y otro con la Compañía de Petróleos del Carare.

En 1938 se otorgó a la Compañía de Petróleo El Cóndor una concesión en Yondó, Antioquia, justo al frente de la Concesión de Mares, en el margen occidental del Magdalena. Ese mismo año la Shell Colombia y la Compañía de Petróleo El Cóndor firmaron un contrato en el cual la Shell se responsabilizó de las actividades de exploración, explotación y administración de los recursos petroleros de la concesión. En 1945 se inició la explotación y en 1951 ya producían más de 12 millones de barriles de crudo, equivalentes al 33% del crudo nacional, en su gran mayoría para la exportación (*Boletín de Minas y Petróleos*, 1933: 3, 24, 43, 48, 68, 70, 91, 96; 1935: 200-253; *Boletín de Petróleos*, 1937: 17; 1938 p. 27; Mendoza y Alvarado, 1939: 36; Angarita, 1953: 117, 133, 139; Shell, 1996: 16-22).

La exploración en otras regiones del país también tuvo éxito. Tras una larga y complicada historia, la Texaco se hizo a la Concesión Barco, que le permitió producir en 1951 aproximadamente 10 millones de barriles de crudo, cerca del 25% de la producción de crudo colombiano. El general Virgilio Barco, tras adquirir la concesión en 1905, logró interesar a inversionistas extranjeros en 1914 y realizar actividades de exploración; en 1915 traspasó la concesión a la Carib Syndicate de Estados Unidos y luego, en 1917, en circunstancias no del todo claras, la traspasó a la Compañía de Petróleo Colombia por un valor de us \$100 mil más el 15% de la producción bruta. La concesión se otorgó por 50 años desde el inicio del contrato en 1905, con pago de regalías al Gobierno equivalente al 5% de la producción bruta. La Compañía de Petróleo de Colombia fue organizada por Henry Doherty, un petrolero de Pensilvania, para poder acceder a la concesión, ante la negativa del Gobierno nacional a permitir a una empresa extranjera obtenerla. A la vez, Doherty creó la Colombian Petroleum Company en Estados Unidos, como mecanismo para controlar la propiedad de la Compañía de Petróleo de Colombia desde



Propaganda del aceite lubricante Essolube, publicada en la revista Cromos de mayo de 1948.

ese país. A finales de 1925 Doherty vendió su compañía norteamericana a la Gulf Oil Corporation, propiedad de la familia Mellon de Pensilvania (Bell, 1921: 131; *Boletín de Minas y Petróleo*, 1930: 12; Mendoza y Alvarado, 1939: 22; Andrade (s. f. 11-20).

En 1926 el Gobierno declaró nula la Concesión Barco porque no se habían iniciado trabajos en ella. Además, entre 1926 y 1927 el gobierno colombiano presionó la renegociación de las regalías pagadas por la Tropical Oil Co. y ofreció la Concesión Barco a H. Yates, británico representante de la British Petroleum Company. Las empresas petroleras norteamericanas respondieron presionando al gobierno colombiano, y en 1928 estas empresas, en cuyas juntas directivas tenían fuerte presencia los bancos norteamericanos, actuaron para que no se demandaran los bonos emitidos por entidades gubernamentales colombianas, convenciendo también al Departamento del Tesoro de Estados Unidos para emitir una circular que alertara sobre la compra de bonos del gobierno de Colombia. Este, a su vez, se encontraba altamente endeudado para finales de 1920, tras una década en la que propulsó el rápido crecimiento de la economía colombiana a través de un elevado gasto público financiado por endeudamiento externo y la compensación del gobierno norteamericano por

Atención al cliente en la estación de servicio Esso. Bogotá, 1953.

Panamá, *la prosperidad al debe*. Así, en 1928, cuando las acciones de las empresas multinacionales petroleras causaron una importante reducción del acceso a crédito al gobierno colombiano, se precipitó la crisis económica en Colombia, un año antes que el resto de América Latina, que entra en crisis cuando la caída del mercado bursátil en Nueva York en 1929 reduce el acceso a crédito a los demás países. Por otra parte, el gobierno colombiano requería capital al comenzar la gran depresión, y negoció un préstamo con el National City Bank. Andrew Mellon, Secretario del Tesoro de Estados Unidos y socio de la Gulf Oil Corporation, condicionó el préstamo a que el gobierno colombiano reconociera el derecho de esta compañía sobre la Concesión Barco. En 1931 se le reconoció a la Gulf su derecho sobre dicha concesión, y esta, en 1935 ofreció la concesión y Texaco y Mobil (Standard Oil de Nueva York, para entonces) organizaron un consorcio y la compraron; construyeron un oleoducto de los pozos en Tibú a la Costa Atlántica e iniciaron la producción en 1939 (*Wall Street Journal*, 1928, 8 de marzo; *New York Times*, 1928, 11 de junio; de la Pedraja, 1993: 32-38, 48-54).



Así, la primera mitad del siglo xx cerró con dos eventos que marcarían la segunda mitad del siglo: el primero, cuando el contrato de la Concesión de Mares revirtió a la nación, lo que señaló el fin del dominio de la Jersey y el comienzo de Ecopetrol, la empresa protagonista de la segunda mitad del siglo xx; el segundo, cuando la Shell y Texaco-Mobil iniciaron la explotación de petróleo en 1940, lo que les permitió producir el 58% del total del país en 1951, con lo cual se desconcentró la oferta del crudo y se diversificó regionalmente la producción.

Conclusión

La Jersey fue la empresa dominante del sector petrolero colombiano durante la primera mitad del siglo xx. Su entrada a Colombia y su establecimiento como empresa dominante tuvieron lugar en el contexto de una política de expansión geográfica de la compañía, consecuencia del proceso de antimonopolio que sufría en Estados Unidos. En 1911 la Corte Suprema

le asignó a la Jersey activos que le otorgaban baja capacidad de producción y elevada capacidad de refinación, e igualmente impidió la adquisición de fuentes de producción adicionales de la compañía en Estados Unidos, por lo que se vio obligada a buscar en el exterior el crudo que requería para refinar en Estados Unidos y, por temor a las autoridades antimonopolísticas en ese país, y lo delicado de los temas diplomáticos implicados al acceder a un país extranjero en busca de petróleo, el sigilo, el secreto y la propiedad indirecta fueron elementos clave en la estrategia de adquisición de reservas de crudo en el exterior.

La búsqueda de la Jersey por fuentes de petróleo se complementó con el interés de los empresarios colombianos por obtener ganancias en el negocio de la especulación de tierras con potencial petrolero. Los empresarios colombianos promovieron los potenciales yacimientos en los mercados de Estados Unidos y Europa. Las compañías multinacionales norteamericanas y europeas exploraban los terrenos. Si la exploración resultaba exitosa, las multinacionales realizaban acuerdos con los empresarios y gobierno colombianos para adquirir el derecho a explotar el petróleo. En este proceso un grupo de más de 20 empresas extranjeras visitaron el país para explorar. Mientras estas empresas exploraban, la Jersey y el gobierno norteamericano obstaculizaron la entrada a Colombia a empresas británicas y Diego Martínez desarrolló un negocio de refinación de petróleo, con crudo importado, para vender derivados del petróleo en el mercado nacional.

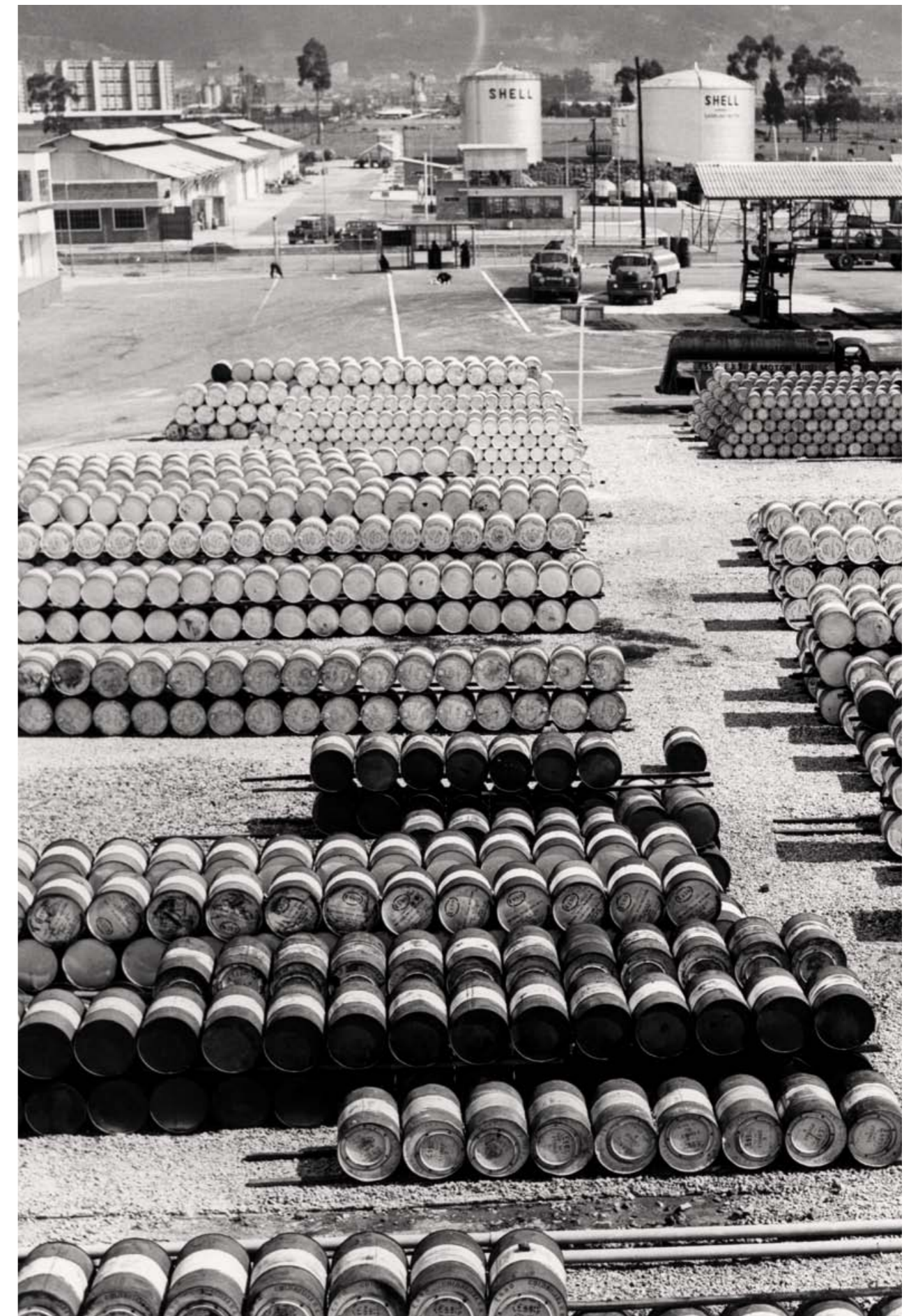
El primer éxito exploratorio, sin embargo, no lo logró la Jersey. Un grupo de empresarios costeños obtuvo la Concesión de Mares en la región de Barrancabermeja en 1905, la promocionó, y empresarios de Pensilvania, con experiencia en México, exploraron exitosamente la propiedad entre 1914 y 1916. Los empresarios colombianos entre 1916 y 1919 traspasaron la Concesión de Mares a los norteamericanos, que constituyeron la Tropical Oil Co. para explotar la concesión. La Jersey se fusionó con la Tropical Oil Co. a través de la International Petroleum Company en 1920, inauguró la planta de refinación en Barrancabermeja en 1922, inició la producción de petróleo y sus refinados, y obligó a cerrar su negocio de refinación al pionero Diego Martínez. En 1923 la Andian, filial de la Jersey, a través de la Imperial Oil, se hizo a la concesión para construir el oleoducto que le permitiría exportar el crudo de la Concesión de Mares. En 1926 el oleoducto se inauguró y la Jersey inició su dominio completo del sector petrolero. La Jersey realizaba la exploración, producción y distribución de todos los refinados para el mercado nacional, y transportaba el crudo al puerto de embarque para exportarlo.

El dominio de la Jersey se mantuvo hasta el final de la primera mitad del siglo xx; en 1940 entraron la Shell y la Texaco-Mobil a competir en la producción de crudo en Colombia, y en 1951 revirtió la Concesión de Mares a la recién creada empresa nacional de petróleos, Ecopetrol, lo cual marcó el fin del dominio de la Jersey y el comienzo de la empresa petrolera más significativa de la segunda mitad del siglo xx en Colombia.

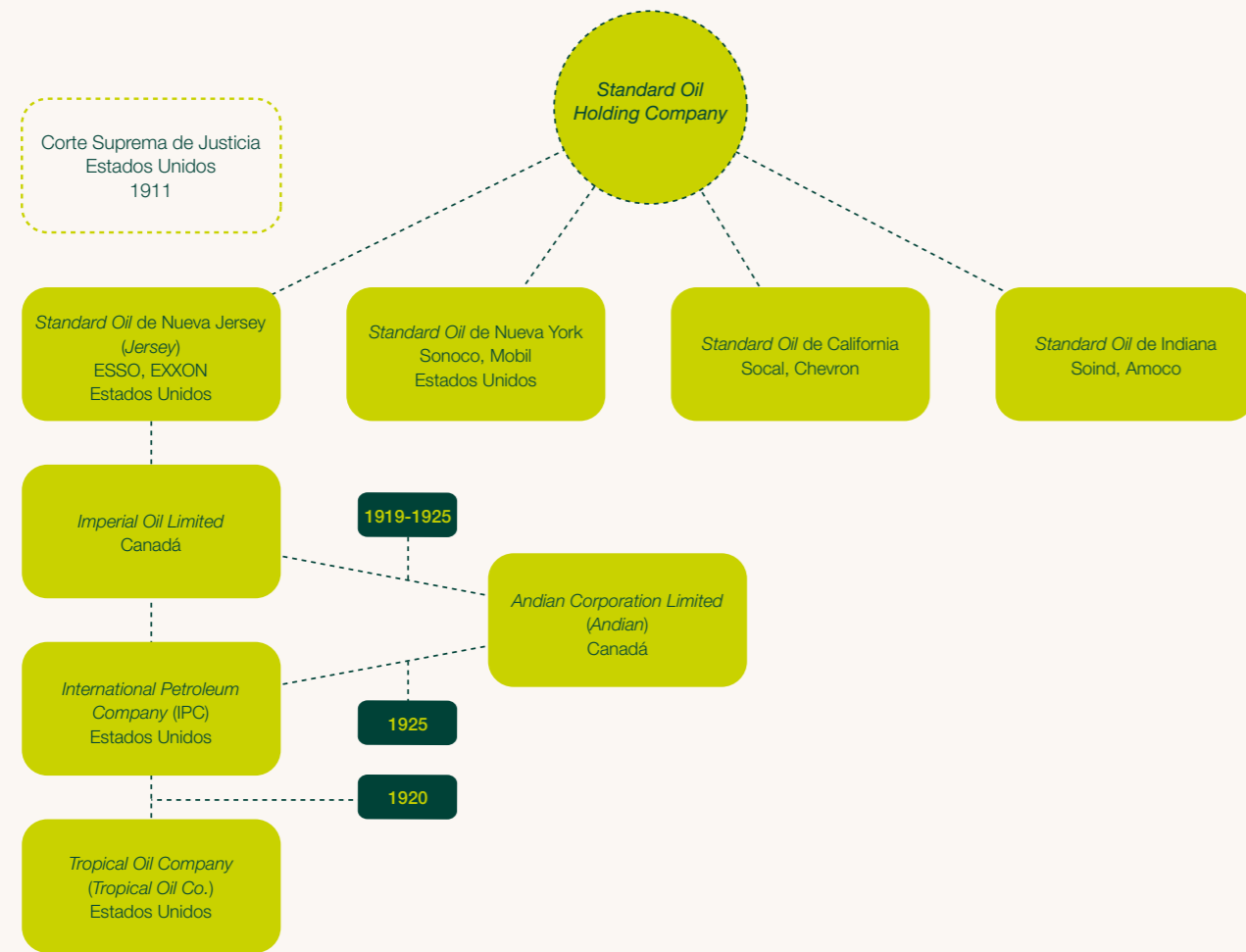
Avión de la Colombian Petroleum Company, hacia 1950.



Almacenamiento de combustible y otros productos en la sede de Shell en Bogotá, a principios de la década de 1950.

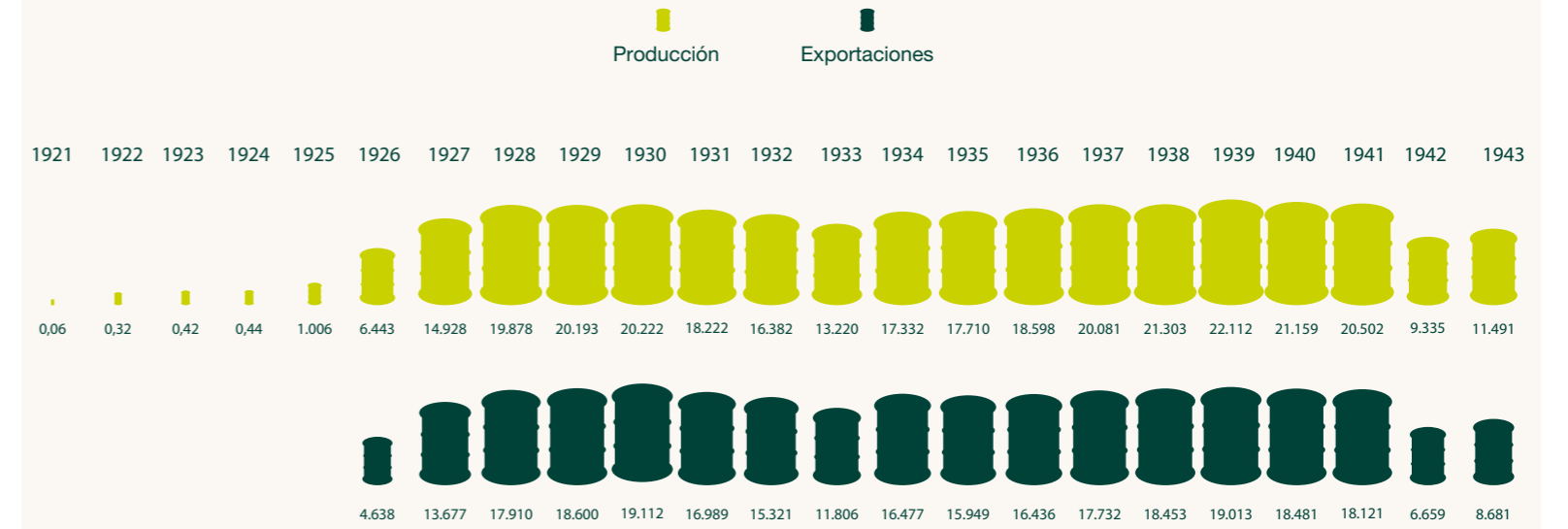


Apéndice 1
Relación entre las diferentes compañías de la Jersey Standard relacionadas con la operación en Colombia



Fuente: Gibb et al (1956: apéndice)

Apéndice 3
Producción y exportaciones de petróleo crudo en la Concesión de Mares (Millones de barriles por año)



Apéndice 2. Tabla resumen de los contratos significativos y condiciones para explotación de petróleo en Colombia, 1900-1950

Año	Nombre concesionario	Localización	Duración	Regalías
1905	Diego Martínez y la Cartagena Oil Refining Company	Cartagena, Bolívar	20 años	5% producto bruto
1905	Concesión de Virgilio Barco	Tibú, Norte de Santander	50 años	15% producto neto
1905	Concesión de Roberto de Mares	Barrancabermeja, Santander	30 años	15% producto neto
1919	Traspaso de Concesión de Mares de Roberto de Mares a la Tropical Oil Co.	Barrancabermeja, Santander	30 años	10% producto bruto
1920	Adquisición de la Tropical Oil Co. por IPC	Idénticas		
1923	Concesión Andian	Barrancabermeja-Cartagena	50 años	

Bibliografía

Alm, C et ál. 1997. *Time well spent: The declining real cost of living in America. Annual report federal reserve bank of Dallas*. Federal Reserve Bank of Dallas. Texas.

Andrade, L. I. 1931. Tratado Chaux-Folsom (s. f). Tratado Chaux-Folsom. Exposición en el Senado de la República por el doctor Luis Ignacio Andrade, senador por el departamento del Huila en las sesiones correspondientes a los días 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14 y 15 de abril de 1931.

Angarita Niño, M. J. 1953. *Economía e industria del petróleo en Colombia*. Tesis Laureada, Facultad de Economía Industrial y Comercial del Gimnasio Moderno. Biblioteca del Oficial. Volumen 32. Imprenta del Comando General de las Fuerzas Militares.

Apoderados de Martínez. 1923. *La Cartagena Oil Refining Co. en su litigio con la Nación. Alegatos de los apoderados y sentencias de la Corte Suprema de Justicia*. Editorial Cromos. Luis Tamayo y Co. Bogotá. 21 de marzo.

Atack, J et ál. 1994. *A new economic view of American history*. W. W. Norton & Co. Nueva York.

Bejarano, J. 1987. “El despegue cafetero”. En Ocampo, J. A. (ed.). *Historia Económica de Colombia*. Siglo Veintiuno Editores. Bogotá.

Bell, P. L. 1921. *Colombia: A Commercial and Industrial Handbook*. Government Printing Office. Washington, D. C.

Boletín de Minas y Petróleo. 1929. Órgano del Departamento de Minas y Petróleos del Ministerio de Industrias. (8), Bogotá.

Boletín de Minas y Petróleo. 1930. Órgano del Departamento de Minas y Petróleos del Ministerio de Industrias. (13), Bogotá.

Boletín de Minas y Petróleo. 1933. Órgano del Departamento de Minas y Petróleos del Ministerio de Industrias. (55-60), Bogotá.

Boletín de Minas y Petróleo. 1935. Órgano del Departamento de Minas y Petróleos del Ministerio de Industrias. (73-78), Bogotá.

Boletín de Petróleos. 1937. Órgano del Departamento de Minas y Petróleos del Ministerio de Industrias. Bogotá.

Boletín de Petróleos. 1938. Órgano del Departamento de Minas y Petróleos del Ministerio de Industrias. Bogotá.

Brew, R. 1977. *El desarrollo de Antioquia hasta 1920*. Editorial de la Universidad de Antioquia. Medellín.

Bucheli, M. 2008. “Negotiating under the Monroe doctrine: Weetman Pearson and the Origins of U.S. Control of Colombian Oil”. *Business History Review* 82 (3) : 529-553.

Burgos, R. 1965. *El general Burgos*. Instituto Internacional de Estudios del Caribe. Gobernación de Bolívar. Cartagena.

Cabrales, O. 2001. “La Cartagena Oil Refining Company”. En Cárdenas, D. (ed.). *El petróleo en Colombia*. Ecopetrol. Bogotá.

David, P. 1990. “The Dynamo and the Computer: An Historical Perspective on the Modern Productivity Paradox”. *The American Economic Review* 80 (2): 355-361.

De la Pedraja, R. 1985. *Historia de la energía en Colombia, 1537-1930*. El Áncora Editores. Bogotá.

De la Pedraja, R. 1993. *Petróleo, electricidad, carbón y política en Colombia*. El Áncora Editores. Bogotá.

Diario Oficial. 1905. 12359.

El Tiempo. 1918-1925. Bogotá. Varias ediciones.

Escobar, F. et ál. 1914. *Cuestión Petróleo en la Costa Atlántica*. Documentos Publicados por Disposición de la Honorable Cámara de Representantes.

Eslava, C. 1984. *El Banco de Bogotá, 114 años de historia en Colombia*. Villegas Editores. Bogotá.

Esso Colombia (s. f.). *La historia del petróleo en Colombia. Productos de petróleo Esso*. Tropical Oil Co.

Ferrier, R. et ál. 1982. *The history of British petroleum company*. Cambridge University Press. Cambridge.

Granitz, E. et ál. 1996. “Monopolization by “raising rivals’ costs: the Standard Oil case”. *Journal of Law and Economics* 39 (1): 1-47. The University of Chicago Press. Chicago.

Gibb, G. et ál. 1956. *History of the Standard Oil Company: the resurgent years, 1911-1927*. Harper & Brothers. Nueva York.

Hidy, R. W. 1952. “Development of large scale organization: The Standard Oil Company (New Jersey)”. *Journal of Economic History* 12 (4): 411-424.

Hounshell, D. 1985. *From the American system to mass production, 1800-1932: the development of manufacturing technology in the United States*. Johns Hopkins University Press. Baltimore, Maryland.

Comisión investigadora. 1925. Informe comisión investigadora y documentos relacionados con oleoducto entre el Gobierno nacional y la *Andian Corporation Limited*.

Isaza, J. F. et ál. 1991. *Sucedió en la Costa Atlántica. Los albores de la industria petrolera en Colombia*. El Áncora Editores. Bogotá.

Martínez, D. 1914. *Cuestión Petróleo*. Refutación del Informe que los Representantes Escipión Jaramillo y Felipe S. Escobar produjeron a la Honorable Cámara de Representantes en octubre de 1914, sobre exploraciones y explotaciones de Petróleo en la Costa Atlántica.

Mendoza, F. et ál. 1939. *La industria del petróleo en Colombia*. Ministerio de la Economía Nacional. Departamento de Petróleos. Editorial ABC. Bogotá.

Melo, J. O. 1987. “Las vicisitudes del modelo liberal”. En Ocampo, J. A. (ed.). *Historia Económica de Colombia*. Siglo Veintiuno Editores. Bogotá.

Ministerio de Minas y Petróleo. 1944. *Memoria de minas y petróleos al Congreso 1944*. Imprenta Nacional. Bogotá.

Molina, L. F. 2011. “*El empresario colombiano en la etapa del librecambio, 1840-1860. El caso de un empresario agroexportador*”. En Safford, F., Molina, L. F. y Meisel, A. *Visión y actuación del empresario en Colombia, 1820-1950*. Monografías, No. 106, Facultad de Administración, Universidad de los Andes. Bogotá.

Molina, L. F. 2003. “La empresa minera del Zancudo (1848-1920)”. En Dávila, C. (ed.). *Empresas y empresarios en la historia de Colombia, siglo XIX y XX*. Ediciones Uniandes. Bogotá.

***New York Times**. 1905-1935*. Nueva York. Varias ediciones.

Nordhaus, W. 1997. “Do real-output and real-wage measures capture reality? History of lighting suggests not”. En Bresnahan, T. & Gordon, R. (eds.). *The economics of new goods*. NBER. University of Chicago Press. Chicago.

Ocampo, J. A. 1984. *Colombia y la economía mundial*. Tercer Mundo Editores. Bogotá.

***Oil and Gas Journal**. 1922-1935*. Tulsa. Varias ediciones.

Palacios, M. 2009. *El café en Colombia*. El Colegio de México. México D. F.

Randall, S. 1992. *Aliados y distantes. Historia de las relaciones entre Colombia y EE. UU. Desde la independencia hasta la guerra de las drogas*. Tercer Mundo Editores. Ediciones Uniandes. CEI. Bogotá.

Ripoll, M. T. 2009. *Empresarios centenaristas en Cartagena*. Editado por la Universidad Tecnológica de Bolívar. Cartagena.

Rippy, F. 1976. *The capitalists and Colombia*. Arno Press. Nueva York.

Safford, F. 2002. *Los valores socioculturales, las estructuras y las políticas públicas en el desarrollo colombiano*. Cátedra Corona, No. 5. Universidad de los Andes, Facultad de Administración. Bogotá.

Santiago, M. 1986. *Crónica de la Concesión de Mares*. Ecopetrol. Bogotá.

Santiago, M. Á. 2001. “El primer barril de petróleo”. En Cárdenas, D. (ed.). *El petróleo en Colombia*. Ecopetrol. Bogotá.

Sáenz, E. 2002. *Colombia años 50: Industriales, política y diplomacia*. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá.

Shell. 1996. *60 años de Shell en Colombia*. Grafiq Editores. Bogotá.

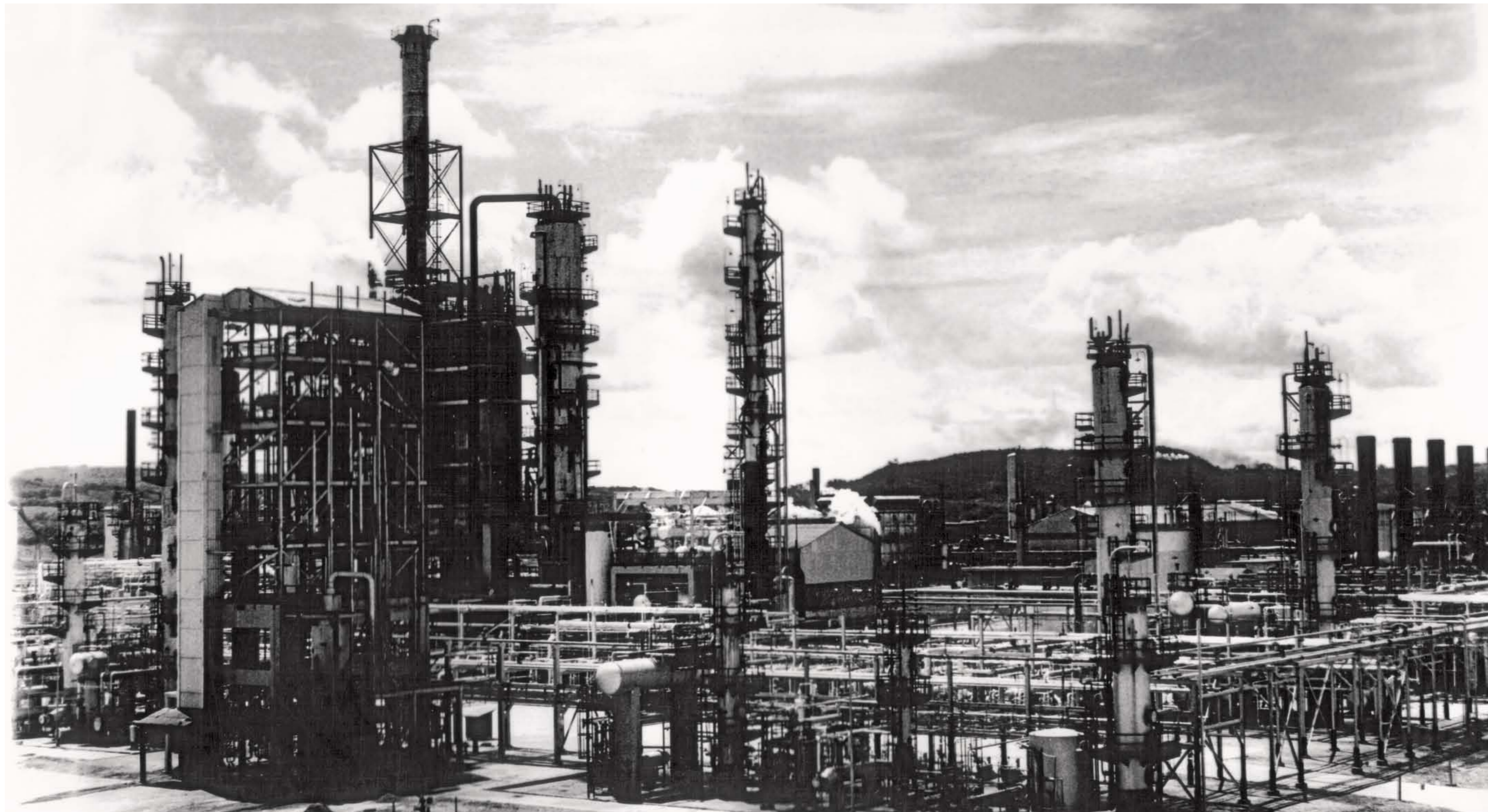
Uribe, R. 1927. Republicación. *Alegato presentado por el general Rafael Uribe Uribe para refutar el informe presentado en 1908 por el subsecretario de gobierno, señor Luciano Herrera*. Editorial Minerva. Bogotá.

Villegas, J. 1969. *Petróleo, oligarquía e imperio*. Ediciones ESE. Bogotá.

Villegas, J. 1971. *Petróleo colombiano ganancia gringa*. Cap. 2. Ediciones el Tigre de Papel. Bogotá.

***Wall Street Journal**. 1917-1935*. Nueva York. Varias ediciones.

Yergin, D. 2009. *The Prize: the Epic Quest for Oil, Money and Power*. Free Press. Nueva York.





*Páginas 60-61:
panorámica de
la refinería de
Barrancabermeja en la
década de 1950.*

Mosaico fotográfico de los actos de reversión de la Concesión de Mares en El Centro, a las 12 de la noche del 25 de agosto de 1951. Entre otros estuvieron presentes los ministros de Fomento, Educación, Higiene y Agricultura, Manuel Carvajal S., Rafael Azula Barrera, Alonso Carvajal Peralta y Alejandro Ángel Escobar; el presidente de la International Petroleum Co. de Toronto, L.P. Maier; Luis Emilio Sardi, primer gerente de la Empresa Colombiana de Petróleos; Edward Borrego, gerente de la Tropical Oil Co. hasta ese día, y Monseñor Bernardo Arango, obispo de Barrancabermeja.

Capítulo 2. LA FUNDACIÓN DE ECOPETROL O EL PRAGMATISMO DE LA CLASE DIRIGENTE COLOMBIANA

Carlos Caballero Argáez y Alfonso Amaya Parra¹

Director de la Escuela de Gobierno "Alberto Lleras Camargo" de la Universidad de los Andes y Coordinador de Posgrados de la misma Escuela, respectivamente.

Introducción

La fundación de la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) fue el acontecimiento más significativo de la historia del sector petrolero colombiano, durante la segunda mitad del siglo xx. Todo comenzó alrededor de 1905, cuando el gobierno del general Rafael Reyes otorgó una concesión para la explotación de petróleo a don Roberto de Mares, lo que marcaría la primera parte del siglo hasta la puesta en marcha de la empresa, el 25 de agosto de 1951.

El propósito de este capítulo es narrar los eventos que condujeron a la fundación de Ecopetrol y analizar las razones por las cuales la empresa se estableció como de propiedad exclusiva del Gobierno nacional. La historia es del mayor interés para los colombianos y enmarca apropiadamente las decisiones gubernamentales de 2003, que convirtieron a Ecopetrol en una sociedad anónima y que permitieron la capitalización del 10,1% de esta, por parte de inversionistas privados. Se trató de la mayor operación de colocación de acciones realizada en Colombia y, adicionalmente, se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos, con la responsabilidad de administrar el recurso petrolero y formular la política petrolera del país, decisiones que, a su vez, han sido las de mayor trascendencia en el corrido del siglo xxi hasta la fecha.

Desde finales del siglo xix y, sobre todo, a principios del xx, el petróleo se convirtió en un producto fundamental para el funcionamiento de la economía

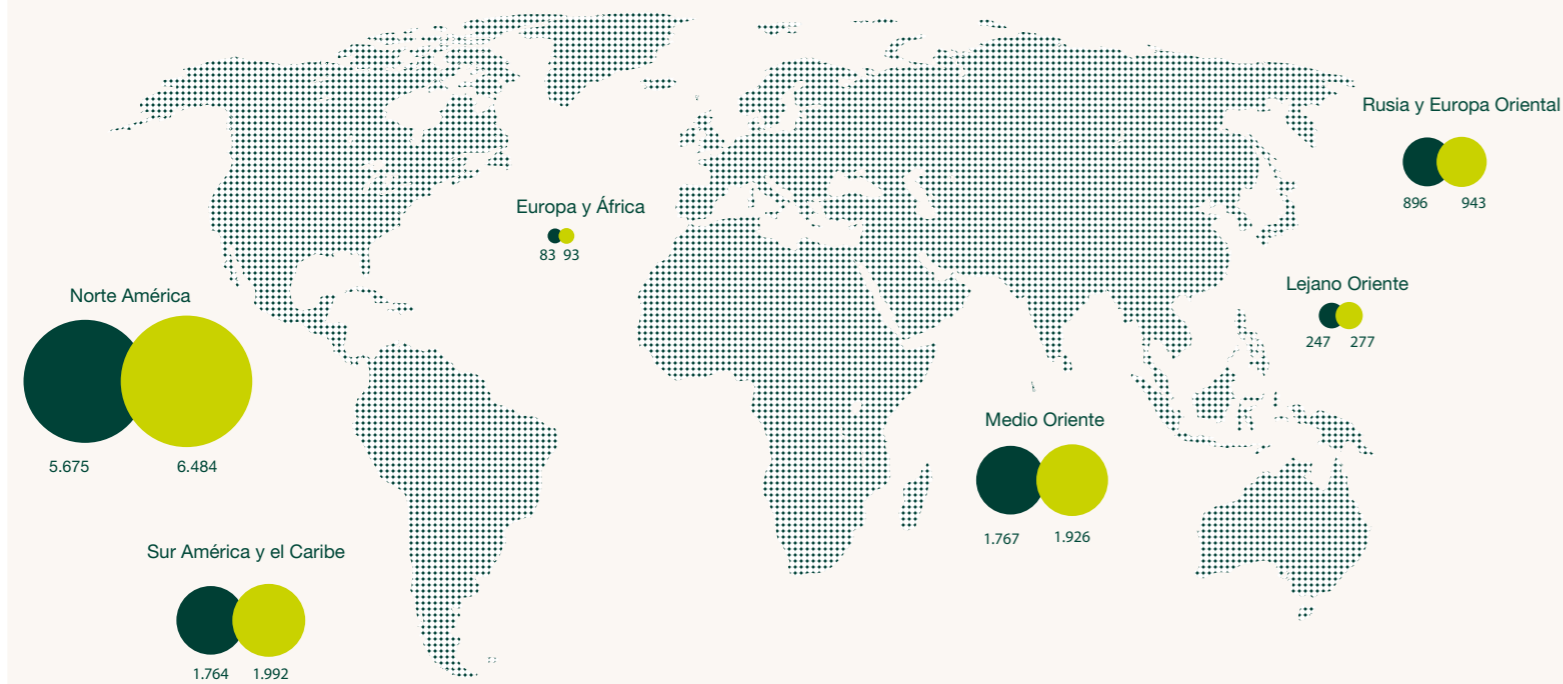
de cualquier país. Los procesos de industrialización, modernización y progreso económico empezaron a requerir un mayor consumo de energía. Sin embargo, muchos países carecían de suficientes fuentes locales y debían recurrir a la importación del crudo o de sus derivados (Tanzer, 1969: 107). Rápidamente, el petróleo adquirió una posición estratégica y una gran relevancia económica y geopolítica.

En 1950, Suramérica tenía una parte importante de la producción global, pues generaba el 17% de la oferta mundial de petróleo (ver gráfico 1, pág. 64). La importancia del petróleo trajo consigo debates y conflictos políticos y sociales en ciertos países como México, Bolivia y Chile; una de las principales discusiones fue la del carácter privado o público de la explotación: si debían mantenerse los contratos de concesión entre el Estado y las compañías privadas; si la actividad podría ser desarrollada, en conjunto, por los sectores público y privado; o si, definitivamente, el Estado debería encargarse de la totalidad de las etapas de la cadena productiva, desde la exploración hasta la distribución minorista de los combustibles. De ahí que la creación de empresas estatales hubiera surgido como uno de los temas del debate político y económico de la región.

Las expropiaciones y las restricciones o exclusiones de las empresas foráneas empezaron a ser recurrentes, por lo cual el debate se intensificó y propagó por varios países de la región. Colombia no fue la excepción; en la década de los cuarenta, se empezó a discutir la posibilidad de crear una compañía petrolera de carácter

1. Los autores agradecen la invaluable colaboración de Martha Sofía Serrano en la recolección de cierta documentación histórica para la elaboración de este capítulo.

Gráfico 1
Producción mundial de petróleo crudo
(Miles de barriles por día)
• 1950 - 1951 •



Fuente: Boletín de Minas y Petróleos (1952a)

estatal. En cada país la discusión y los procesos institucionales tuvieron diferencias y similitudes. Como lo señala George Philip, la literatura sobre el asunto se cobija básicamente en dos tendencias:

Por un lado, existe la perspectiva que interpreta los hechos como un conflicto tecnocrático y coyuntural entre gobiernos y empresas petroleras extranjeras. Ambos —gobiernos y empresas— buscaban maximizar sus ingresos y tenían intereses tanto en común como en conflicto, razón por la cual las negociaciones dependían del balance de costos y beneficios para cada una de las partes (Philip, 1982: 159-161).

Por otro, está la interpretación de la línea marxista. En esta aproximación el principal elemento es que los Estados no buscan maximizar beneficios sino que desarrollan estrategias económicas y políticas que entran en conflicto con intereses foráneos o nacionales. Bajo la presión popular las decisiones de política que se adoptan terminan por proteger los intereses

nacionales y, en el caso de la política petrolera, las nacionalizaciones habrían resultado de la presión popular para que defendieran los intereses locales (Philip, 1982: 159-161).

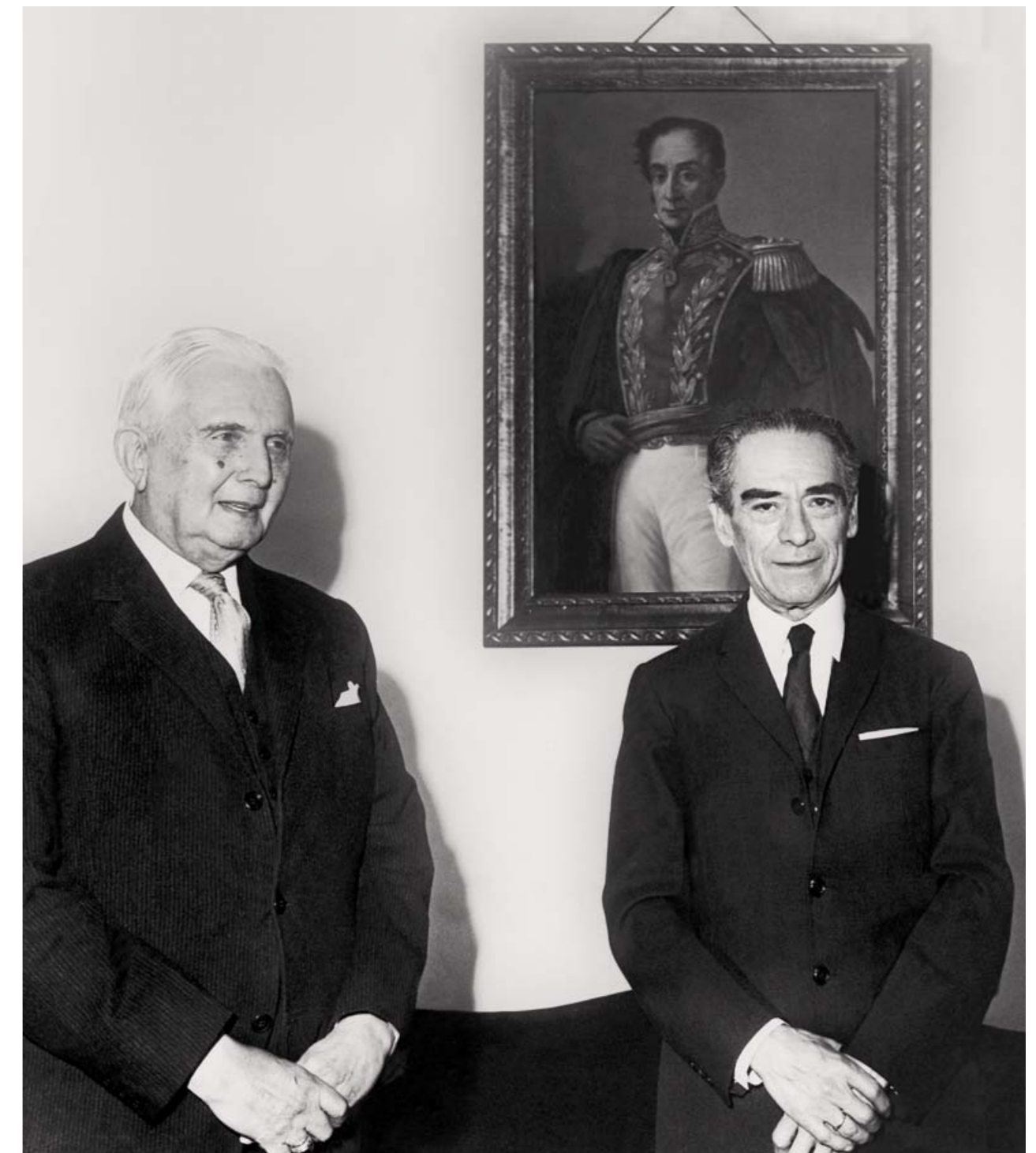
Los estudios sobre la historia petrolera de Colombia no han sido muchos (Bucheli, 2010: 348). De la fundación de Ecopetrol como compañía estatal, varios autores se han centrado y han destacado la presión popular como factor determinante. De acuerdo, por ejemplo, con el historiador René de la Pedraja, la huelga de enero de 1948, a raíz del despido de 500 trabajadores por parte de la Tropical Oil Co., fue esencial para la creación de la empresa (De la Pedraja, 1993: 81). La exigencia de los trabajadores de crear una empresa estatal incidió en que el presidente Ospina Pérez constituyera el Consejo Nacional de Petróleos y empezara a discutirse esta idea. De manera similar, Jorge Villegas asegura que la huelga hizo posible la reversión de la Concesión de Mares y que, de no haber sido por ella, el gobierno de Ospina Pérez habría

*Mariano Ospina Pérez
y su ministro de Minas,
José Elías del Hierro.*

otorgado una prórroga de dicha concesión a la Tropical Oil Co. (Villegas, 1976: 118). Montaña (1976) y Vega et ál. (2009) siguen la misma línea de análisis; sin embargo, Eduardo Sáenz Rovner, al evaluar el papel de los industriales en la política nacional en la década de los cincuenta, se distancia del papel de las masas laborales y de cierta forma destaca la negociación con la Tropical Oil Co. y la tendencia del gobierno colombiano a buscar maximizar la inversión petrolera en el

país (Sáenz, 2002: 65). Paralelamente, George Philip asegura que Colombia logró resolver varios conflictos con las transnacionales petroleras mediante negociaciones, a diferencia de otros países de la región, como Perú (Philip, 1994: 70-73).

En este capítulo, en lugar de analizar con detalle estas tendencias, se narran ciertos hechos que condujeron a la decisión de crear la empresa estatal de petróleo en Colombia en el marco de los eventos petroleros



en el país y de la coyuntura nacional e internacional de finales de los años cuarenta.

Aunque el fenómeno laboral y popular fue relevante, y la importancia geopolítica y estratégica de Estados Unidos para Colombia incidió en la toma de decisiones, sobresale el pragmatismo de los dirigentes nacionales, en particular, el de los dos Presidentes de la República de la época y de los ministros de Minas y Petróleos, José Elías del Hierro y Manuel Carvajal Sinisterra, ambos pertenecientes al partido conservador e integrantes de gobiernos conservadores. Todo ello en medio de una situación política de extrema complejidad, signada por el conflicto violento entre los partidos que dio lugar, incluso, al cierre del Congreso Nacional en 1949.

La creación de Ecopetrol como empresa estatal fue el resultado de las negociaciones del Gobierno, dentro un contexto político y social difícil, con las empresas multinacionales y los empresarios locales. Aunque el Gobierno no estaba dispuesto a asumir la operación de la concesión, las empresas multinacionales y los empresarios locales tampoco lo estaban; la única alternativa que quedó disponible fue que el Estado asumiera la concesión y contratara los servicios de la multinacional International Petroleum en aspectos como el ensanche y la modernización de la refinería.

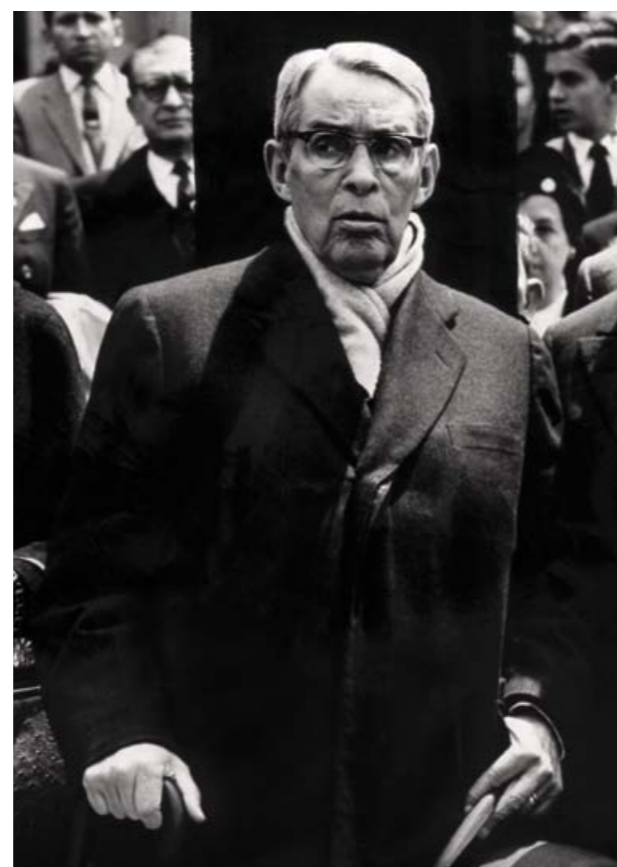
A continuación se realizará una breve descripción del entorno internacional en el cual tuvo lugar la fundación de la empresa, para después adelantar el recuento, en varias secciones, de los hechos que la originaron y de los actos mismos de la fundación y de la reversión al Estado colombiano de la Concesión de Mares. Se concluirá con unos sucintos comentarios finales.

El sector petrolero, la inversión de Estados Unidos y las empresas estatales en América Latina

La nacionalización de la industria del petróleo en México, en 1938, despertó el interés político en toda América Latina sobre la forma en la cual deberían organizarse y conducirse los asuntos petroleros en los diferentes países. El 18 de marzo de 1938, por medio de un decreto del Ejecutivo Federal, se expropió la totalidad de los activos pertenecientes a compañías petroleras extranjeras que operaban en México, por haberse negado a acatar un laudo arbitral en materia laboral. Unos meses más tarde, el 7 de junio de 1938, se creó la compañía estatal Petróleos Mexicanos, que tendría a

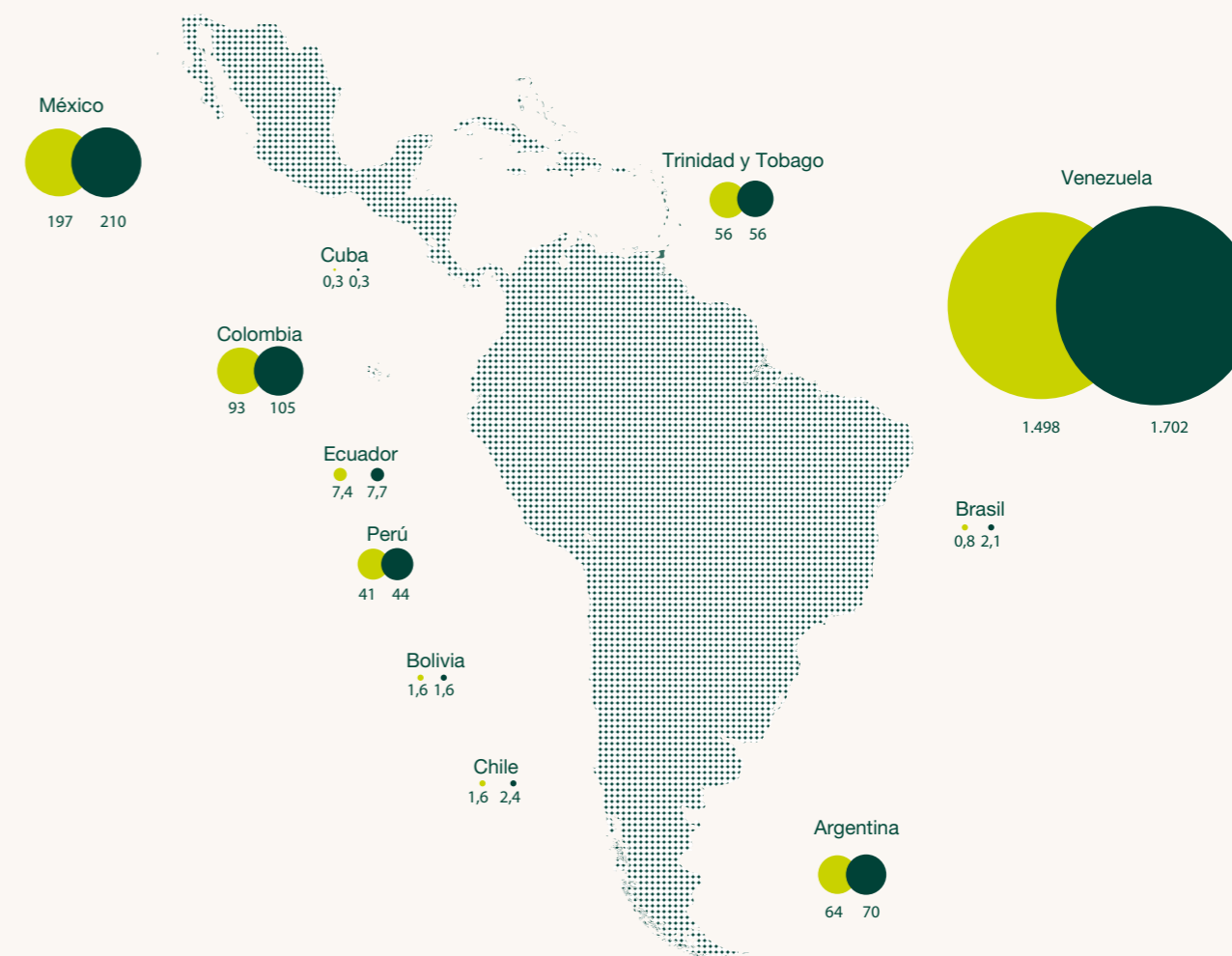
su cargo la totalidad de las actividades relacionadas con la industria del petróleo en ese país. La nacionalización del petróleo en México fue observada cuidadosamente por la clase dirigente colombiana y atizó el debate en el país (De la Pedraja, 1993: 70), pues México era el segundo mayor productor de América Latina, después de Venezuela; sin embargo, Colombia no tenía una posición del todo despreciable, pues estaba en tercer lugar (ver gráfico 2, página opuesta).

Después de la nacionalización, en 1940, la inversión de Estados Unidos en el sector petrolero de México tuvo una contracción significativa; por ello, Colombia se situó como el segundo país de mayor inversión en el sector, después de Venezuela (ver gráfico 3, pág. 68). El consumo de petróleo en el mundo comenzó a crecer aceleradamente al estallar la Segunda Guerra Mundial; el petróleo se convirtió, durante estos años, en un recurso estratégico para las potencias mundiales interesadas en asegurar su abastecimiento, no solamente para satisfacer las demandas de una actividad económica en expansión, sino también para fines bélicos y luego para la reconstrucción, por lo que las compañías petroleras internacionales se vieron forzadas, a raíz de la expropiación mexicana, a enfrentar los riesgos políticos que les traía consigo operar en países localizados en diferentes



*Eduardo Santos,
presidente de la
República en el período
1938-1942.*

Gráfico 2
Producción de petróleo crudo en América Latina
(Miles de barriles por día)
● 1950 - 1951 ●



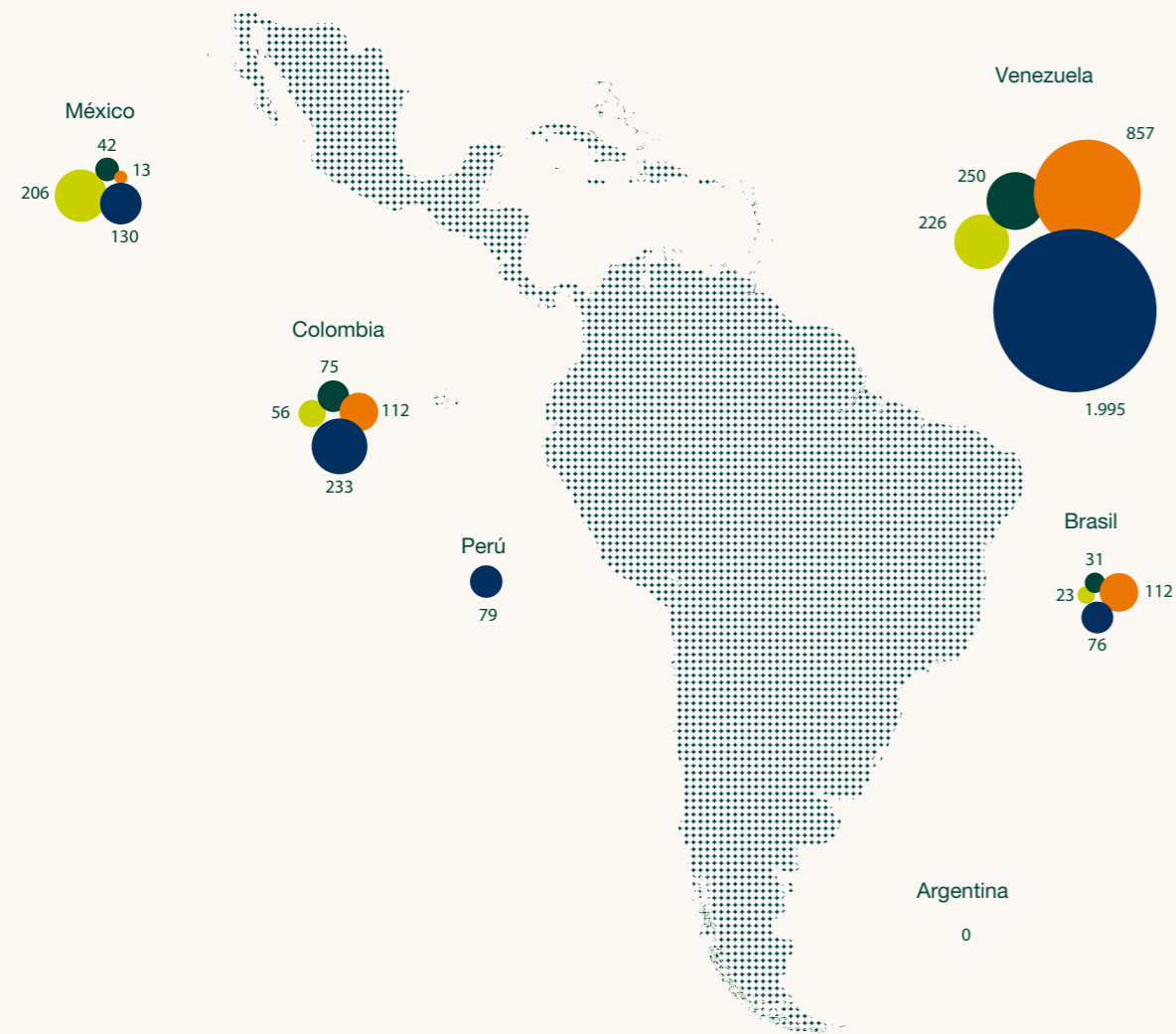
regiones del planeta, con regímenes políticos variados (*Revista del Petróleo*, 1952a: 35-36).

En 1951, México, Bolivia, Chile, Uruguay y Argentina tenían empresas estatales que dominaban los mercados locales; incluso en algunos casos tenían el monopolio del mercado. Brasil, bajo el gobierno de Getúlio Vargas, debatía en el Congreso el proyecto de ley para crear la estatal petrolera, Petrobras (*Revista del Petróleo*, 1952c: 11), pues el país experimentaba problemas para atraer inversiones extranjeras al sector y su consumo local aumentaba a un ritmo significativo. La propuesta era crear una empresa controlada por el Estado, en un 51%; y por los privados, en un 49% (Philip, 1982: 239).

Colombia, Perú y Venezuela mantenían un preponderante sector privado y buscaban incentivar las inversiones foráneas en el sector; sin embargo, Venezuela era el único país cuyo sector petrolero era totalmente privado y representaba la mayor parte de la producción de la región (ver tabla 1, pág. 69).

De acuerdo con el historiador René de la Pedraja, los colombianos extrajeron tres lecciones importantes de lo sucedido en México: que las empresas estatales podían manejar con eficacia las operaciones petroleras; que las compañías multinacionales no eran tan omnipotentes como se pensaba y que los países podían desafiarlas; y que la existencia de una empresa estatal no significaba

Gráfico 3
Inversiones de Estados Unidos en la industria petrolera de América Latina
(Millones de dólares)
1929 - 1940 - 1950 - 1960



la nacionalización de todo el sector privado (De la Pedraja, 1993: 70). Sin embargo, Estados Unidos no solo tenía importantes inversiones en el sector petrolero colombiano, sino que también era el principal consumidor de las exportaciones de petróleo crudo, tenía la principal refinería del país y contaba con la tecnología y buena parte del capital humano capacitado. En 1949, Colombia enviaba a Estados Unidos el 48% del petróleo crudo que exportaba (ver tabla 2, página opuesta).

Adicionalmente, Estados Unidos tenía la capacidad financiera para desarrollar el negocio, que usualmente

era requerida por los gobiernos de la región. En los años treinta y cuarenta del siglo xx, algunos países enfrentaron dificultades financieras y solicitaron apoyo de Estados Unidos; a Chile, Argentina y México se les negó para temas petroleros (Philip, 1982: 72-78). En Colombia, las discusiones sobre el período de la Concesión Barco, en 1926, tuvieron consecuencias en el comportamiento de la banca de Estados Unidos con respecto al crédito al país (Philip, 1994: 73).

El debate petrolero en Colombia, durante la primera mitad del siglo xx, fue álgido. Con posterioridad a

Tabla 1. Organización de la industria petrolera en países latinoamericanos en 1951

País	Nombre del organismo	Estatuto legal con relación a la exploración del petróleo	Producción de crudo en 1951 (millares de ton. métricas)			Observaciones
			Estatal	Privada	Total	
México	Petróleos Mexicanos (P.E.M.E.X.)	Monopolio virtual	10.934	-	10.934	Se nacionaliza la industria en 1938.
Bolivia	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (Y.P.F.B.)	Exclusiva de explotación	71	-	71	Se expropiaron los bienes de las compañías extranjeras en 1938.
Brasil	Consejo Nacional de Petróleo (C.N.P.)	Exclusiva de explotación	73	-	73	Se debate en el Congreso el proyecto de ley presentado por el presidente Vargas para crear Petrobras con derechos monopolizadores en exploración y explotación.
Chile	Empresa Nacional del Petróleo (E.N.A.P.)	Monopolio	110	-	110	También monopoliza el refino.
Uruguay	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (A.N.C.A.P.)	Monopolio	-	-	-	También monopoliza el refino.
Argentina	Yacimientos Petrolíferos Fiscales (Y.P.F.)	Monopolio virtual	2.789	770	3.559	Las autoridades se niegan a otorgar nuevas concesiones a extranjeros.
Colombia	Empresa Colombiana de Petróleos	Coexistencia con compañías privadas	630 (Sept.-Dic.)	4.743	5.373	Se hace cargo de la Concesión de Mares, que se revierte al Estado el 26 de agosto de 1951.
Perú	Empresa Petrolera Fiscal (E.P.F.)	Coexistencia con compañías privadas	28	2.270	2.558	Se mejoran las condiciones fijadas para la exploración y no se discrimina contra el capital extranjero.
Venezuela		Solo privados		89.000		

Fuente: *Revista del Petróleo* (1952, es una copia literal de la que se publicó en la revista)

Tabla 2. Exportaciones de barriles de petróleo crudo en 1949

Exportaciones de barriles de petróleo crudo en 1949		
Destino	Porcentaje	Barriles exportados
Estados Unidos	48%	11.509.266
Canadá	2%	540.281
Curazao	26%	6.218.699
Otros países	8%	2.002.875
Trinidad	16%	3.895.740
Total		24.166.861

Fuente: *Boletín de Minas y Petróleos* (1950a)

1905, el país había iniciado un proceso de modernización que implicó, forzosamente, el surgimiento de nuevos grupos sociales, como los trabajadores de los puertos, las navieras, las empresas manufactureras y las actividades relacionadas con la explotación, el transporte y la refinación del petróleo. Estos años estuvieron

signados, además, por un proceso de reformas sociales, económicas, políticas e institucionales que era objeto de controversia ideológica, de la cual el debate petrolero no podía estar ausente.

Por otra parte, el papel de Estados Unidos en el sector petrolero colombiano era importante y trascendía



Contribución del pueblo mexicano a la expropiación petrolera, grabado de Elisabeth Catlett en Imagen de México, Salvat editores, México, 1976.

Eduardo Santos con su gabinete ministerial en pleno.

2. En la resolución del 13 de junio de 1921 quedó consignado que la concesión tendría un término de 30 años, "contados desde la fecha en que se dé principio a los trabajos de explotación", y que "empezará a contarse desde el 25 de agosto del año en curso, fecha en que debió empezarse tal explotación" (Santiago, 1986: 26).

el escenario político; era relevante en tecnología de refinación, inversión, exportaciones, capital humano calificado y apoyo crediticio. La decisión de crear una estatal petrolera era compleja por la relación del país con Estados Unidos, por el entorno sociopolítico de Colombia y la región, y por la estructura de la industria que se empezó a constituir desde que se otorgó la Concesión de Mares.

La Concesión de Mares y sus litigios

La historia de la fundación de Ecopetrol se confunde con la de la reversión de la Concesión de Mares y su cesión formal a la Tropical Oil Co., en agosto de 1919. La Tropical Oil Co. se constituyó unos años antes de la cesión de la concesión en Wilmington, Delaware, en Estados Unidos, y en 1920 fue comprada, a través de la International Petroleum Company, por la Standard Oil de Nueva Jersey. Al finalizar 1949, la Concesión de Mares era la más representativa del país: había perforado 1.373 pozos, de los cuales 1.297 se encontraban en producción y representaban el 77% de los pozos productores totales del país (ver tabla 3, pág. 72).

En términos de producción la diferencia entre la Concesión de Mares, la Concesión Barco y la de Yondó no era muy significativa; sin embargo, la Concesión de Mares mantenía su preeminencia (ver tabla 4, pág. 72).

Mediante una resolución de junio de 1921, el gobierno colombiano aprobó la solicitud formulada meses atrás por parte de la Tropical Oil Co. para ampliar en dos años la iniciación del período de la concesión. En dicha resolución se estableció que la concesión empezaría a correr desde el 25 de agosto de 1921, fecha en que debería comenzar la explotación en el área por la Tropical.² Sin embargo, el contrato no dejó explícito qué significaba que se iniciaran trabajos, y entre 1905 y 1921 la Concesión de Mares fue traspasada a diversas personas naturales y jurídicas, nacionales y extranjeras, antes de que finalmente el contrato se cediera a la Tropical Oil Co. y que, en las autorizaciones respectivas del Gobierno, se fijara la fecha de inicio como aquella en la cual se pusieran en marcha los trabajos de explotación, lo que dio lugar a un permanente litigio jurídico entre la Tropical Oil y el Estado, que solamente se aclaró en 1944 (Santiago, 1986: 24-26).

La diferencia se planteaba entre si el período de la concesión debería contarse a partir del 14 de junio de



Tabla 3. Pozos terminados en Colombia hasta el 31 de diciembre de 1949

Concesión	Perforados	En producción	Abandono	Pies perforados
Concesión de Mares	1.373	1.297	76	3'763.926
Concesión Barco	288	216	72	911.911
Concesión Yondó	145	139	6	580.832
Concesión El Dificil	28	20	8	169.110
Concesión Cantagallo	14	5	9	71.212
P.P. Guataquí-Terán	6	3	3	49.102

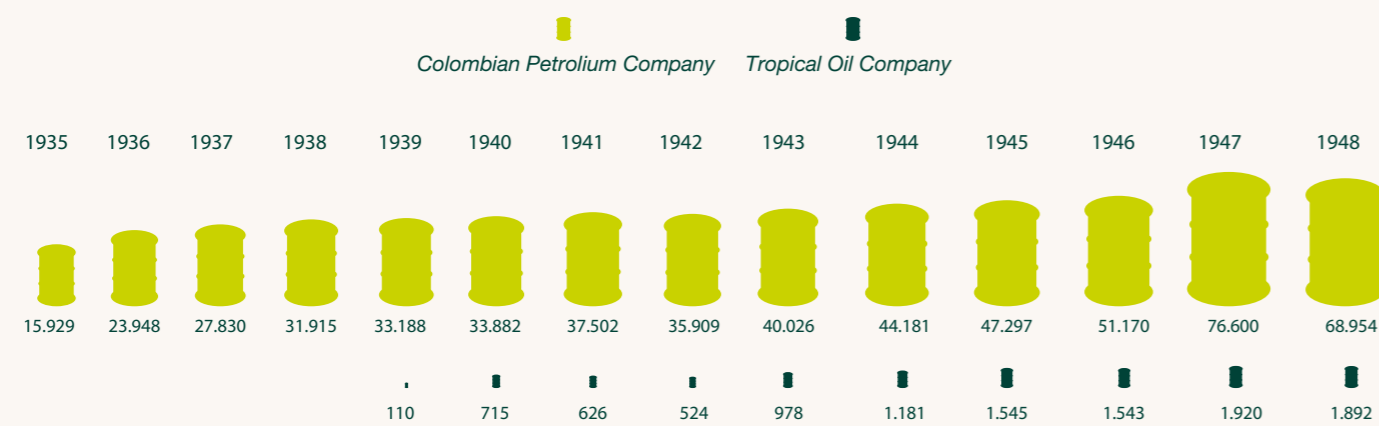
Fuente: Boletín de Minas y Petróleos (1950a)

Tabla 4. Producción total de barriles en 1951

Concesión	Producción
Concesión de Mares	13.845,71
Concesión Barco	10.103,74
Concesión Yondó	12.832,91
Concesión El Dificil	725.143,00
Concesión Cantagallo	429.272,00
P.P. Guataquí-Terán	461.328,00

Fuente: Angarita (1953)

Gráfico 4
Refinación de petróleo en Colombia por año
(Miles de barriles por día)



Fuente: Boletín de Minas y Petróleos (1950a)

Radiotelegrama y marconigrama sobre importación de material para las instalaciones petroleras de la Concesión Barco, 1940.

1916, fecha en la cual se debía iniciar el trabajo por parte de De Mares, quien actuaba como operador de la Tropical Oil Co., o el 25 de agosto de 1921. En este día, la Tropical Oil Co., como concesionaria, debía iniciar la explotación de la refinería de Barrancabermeja (Santiago, 1986: 25). Durante varios años, esta fue la única refinería y, a pesar de la apertura de la refinería de la Colombian Petroleum Co., a finales de la década de los treinta, su preeminencia fue indiscutible (ver gráfico 4, página opuesta).

La Tropical Oil Co. no solo tenía la principal concesión del país, sino la refinería más importante. El litigio jurídico con el Estado, por los cinco años de diferencia del fin de la concesión, implicaba que un cuantioso valor económico podía quedar bajo el control del Estado (Montaña, 1976: 63).³

El Gobierno se involucró, de inmediato, en la discusión sobre la fecha de expiración de la Concesión de Mares. El presidente Eduardo Santos había creado, en mayo de 1940, el Ministerio de Minas y Petróleos y concentró en este el tratamiento de los asuntos petroleros que, hasta ese momento, habían estado bajo el Ministerio de Industrias (De la Pedraja, 1993: 70-71).

El Gobierno y la Corte Suprema de Justicia frente a la reversión de la Concesión de Mares

Transcurrieron más de 20 años a lo largo de los cuales se debatió intensamente el día y el año en que la Concesión de Mares finalizaba y si, en el momento mismo de su terminación, esta debería revertir al Estado colombiano o podría extenderse a los concesionarios. El punto inicial del debate estaba en cuál de

las partes se apropiaría del producido de la concesión entre 1946 y 1951. En cuanto a la reversión propiamente dicha, el presidente Santos tenía una posición flexible que incluía la posibilidad de extender la concesión a cambio de una mejora en los términos de esta para el Estado (Spruille, 1971: 219).

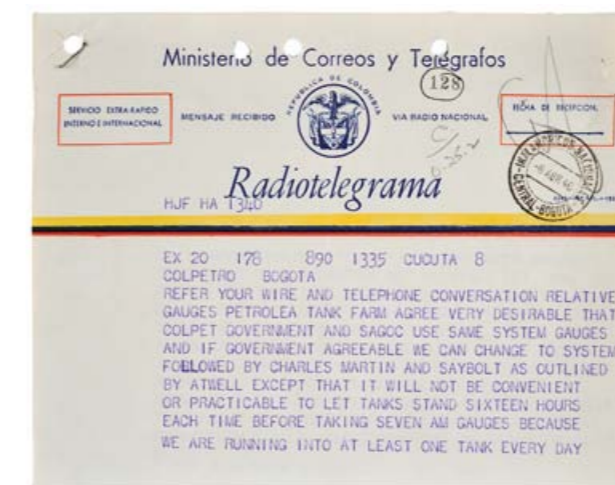
La discusión sobre la fecha de inicio de la Concesión de Mares se agudizó en 1937, cuando se denunció ante el Ministerio de Hacienda, como ‘bien oculto’, el término de los cinco años que habían transcurrido desde 1916 hasta 1921; se argumentaba que la concesión realmente había empezado su vigencia en 1916 y que en 1921 tan solo se había realizado un traspaso de esta y no una nueva contratación.⁴ Al resolver la denuncia, el ministro de Hacienda rechazó la pretensión de que los cinco años se trataran de un ‘bien oculto’, pero declaró que la Concesión de Mares debería expirar el 14 de junio de 1946. El asunto se trasladó a la Cámara de Representantes, la cual, en diciembre de 1940, declaró que los nuevos hechos, puestos a su consideración, no modificaban la fecha de 25 de agosto de 1921 como el inicio de la concesión (Montaña, 1976: 64).

En abril de 1941, el Gobierno notificó a la Tropical Oil Co. que sus derechos como concesionaria terminarían el 25 de agosto de 1946, actuación que fue rechazada por la compañía un mes más tarde. Ante esta situación, el presidente Santos y su ministro de Minas y Petróleos, Juan Pablo Manotas, decidieron solicitar a la Procuraduría General de la Nación que iniciara, ante la Corte Suprema de Justicia,

[...] la acción o acciones necesarias para obtener la declaración judicial de que el contrato celebrado con don Roberto de Mares el 6 de diciembre de 1905 sobre la explotación de petróleos de propiedad nacional, que fue traspasado a la

3. Montaña (1976), el activista y analista de los problemas petroleros, en especial del movimiento sindicalista, estimó que el término de la concesión en 1951 “representó un lucro cesante para la Nación de us\$100 millones”.

4. Según Velásquez (2000) los bienes ocultos son aquellos abandonados por la Nación o que tienen una titulación confusa y es necesario tener un proceso judicial para definir su estado legal.





Tropical Oil Company el 25 de agosto de 1919 [...] termina naturalmente, con expiración del término señalado para su duración, el día catorce de junio de mil novecientos cuarenta y seis, y que, en consecuencia, ese mismo día, o sea el catorce de junio de mil novecientos cuarenta y seis [...] la concesión aludida con todos los elementos de explotación y refinación que estén a su servicio deberá volver a poder del Estado a título de reversión gratuita (*Boletín de Minas y Petróleos*, 1945: 6-7).⁵

Unos meses después de presentada la demanda ante la Corte Suprema de Justicia, el embajador de Estados Unidos en Colombia, Spruille Braden, quien había hecho una buena amistad con el presidente Santos, conversó sobre el asunto con este y su ministro de Minas y Petróleos. Este último se mostró dispuesto a extender el plazo de la concesión 15, 20 o 25 años, lo que quisiera la Tropical Oil Co., siempre y cuando se llegara a un nuevo acuerdo entre el Gobierno y la compañía. Manifestó que se debería llegar a unas bases “razonables” de entendimiento, que hicieran presentable ante la opinión pública cualquier nuevo trato, en razón de la agitación causada por la prensa con respecto al punto de la terminación de

la concesión. El embajador procedió a comunicarse inmediatamente con el representante de la Tropical Oil Co., quien no estuvo de acuerdo con la propuesta gubernamental, razón por la cual Braden le sugirió que consultara con la casa matriz sobre el tema. Unos días más tarde, el representante le informó que, en Nueva York, también se había rechazado la propuesta del Gobierno (Braden, 1971: 219).

La posición del gobierno colombiano habría sido la de buscar un contrato mediante el cual la Tropical Oil Co. obtuviera una extensión de la concesión por 25 años, o por un período más prolongado, a cambio de que la compañía entregara al Gobierno una suma de al menos us \$10 millones, se incrementara en un 1 o 2% el pago de regalías y se devolviera una parte ‘simbólica’ del área de la concesión al Estado, aquella sobre la cual no se había explorado (De la Pedraja, 1993: 71). Según el embajador Braden, el representante de la Standard Oil Co., Dodson, jamás consultó con sus jefes en Nueva York la propuesta del Gobierno y, supuestamente por incompetente, fue asignado más tarde a una posición inferior dentro de la compañía. Braden insistió con otro amigo suyo, el gerente del oleoducto que comunicaba a

Autobús con trabajadores de la refinería de Cartagena hacia 1945.

5. Según Montaña (1976: 64), “El gobierno del presidente Santos para no verse expuesto a sospechas de ser agente de la Standard Oil, de que era apoderado Alfonso Villegas Restrepo, cuñado del Presidente, dio orden al Procurador General de la Nación para que demandara la solución del problema por la vía jurisdiccional”.

Equipo de béisbol de la Tropical Oil Company, hacia 1948.

Equipo de fútbol Condor Shell en 1946.



Barrancabermeja con Cartagena, operado por la Andian Oil —otra subsidiaria de la Standard Oil— sin tener ningún éxito en su gestión. Su conclusión, entonces, fue la de que “la estupidez en los Estados Unidos y la falta de autoridad o la incompetencia en los campos de petróleo en el exterior tuvieron como consecuencia expropiaciones innecesarias por parte de los gobiernos” (Braden, 1971: 219).⁶

El problema lo heredó la segunda administración de Alfonso López Pumarejo. Además del debate sobre la reversión, la discusión política sobre el papel del Estado en la industria petrolera se agudizó; el presidente López lamentaba en público que los colombianos hubieran permitido que empresas extranjeras dominaran la explotación de sus recursos naturales (Murray, 1995: 213). En 1941, en un debate en el Congreso de la República, el senador Laureano Gómez argumentaba que el precio del petróleo en Colombia era “inicuo” y que las compañías hacían ganancias “ilícitas”. Según Gómez, el país no debía pagar precios internacionales por los combustibles, el costo del transporte a Nueva York se debía descontar del precio de venta local y el Gobierno debía actuar y modificar la normatividad, así esta estuviera consignada en un contrato que debía respetarse (Gómez, 1981: 662-663).⁷

La administración López Pumarejo presentó en 1942 un proyecto de ley sobre petróleos al Congreso. Este consagraba, en su artículo 1º, la intervención del Estado en la industria del petróleo, en desarrollo del artículo 28 de la Constitución Nacional, producto de la reforma constitucional de 1936, sin desconocer la propiedad particular sobre algunos yacimientos petrolíferos. El proyecto aclaraba las formas de contratación con el Estado para la producción, distribución y consumo del petróleo y sus derivados, y fue objeto de un interesante debate en la Comisión V de la Cámara de Representantes (*Boletín de Minas y Petróleos*, 1943: 99-139). De acuerdo con el ministro de Minas y Petróleos, Néstor Pineda, la intervención del Estado era necesaria para racionalizar la industria del petróleo y producir estabilidad y uniformidad. Los representantes Aurelio Caviedes y Enrique de Narváez, del Partido Conservador, firmaron un informe de minoría en el cual se argumentó que el ministro estaba retomando ideas abandonadas y que la intervención del Estado no podía llegar a esos extremos (*Boletín de Minas y Petróleos*, 1943: 141).

Mientras seguían las discusiones sobre el papel del Estado en la industria petrolera, el 20 de septiembre de 1944 se produjo el esperado fallo de la Corte Suprema de Justicia, en providencia del magistrado Víctor Cock:

Calcutt No. 6-12-28-10-30 sheet
Campamento Petrolero
Fecha Octubre 11-1940
YO VICENTE CHONA declaro: que el día de hoy he recibido de la Colombian Petroleum Company la suma de (SESTE PESOS M/025.) correspondiente a 7 días de trabajo del 7 al 13 de Octubre a razón de \$ 1.25 diarios, menos \$ 0,25 por alimentación, ~~mas valor del pasaje en el ferrocarril hasta Casabé, (el hay derecho)~~. Declaro que ésta incluye y representa el pago total por el tiempo que como trabajador se me adeudaba, de manera que no tengo ni tendré reclamación alguna que hacer a la **COLOMBIAN PETROLEUM COMPANY** por concepto de jornales, o costo de alimentación o transporte. * por ningún concepto.**
Testigo (Fdo.) [Signature]
Testigo (Fdo.) [Signature]
Group Leader [Signature]
* For sick men.
** For all others (Strike out line which does not apply)

[...] a la expiración del contrato, o sea, el veinticinco (25) de agosto de mil novecientos cincuenta y uno (1951) quedarán de propiedad de la Nación, a título gratuito, todas las obras, edificios, máquinas, aparatos, cables aéreos, herramientas, y en general, todos los elementos de explotación, incluidos en estos los correspondientes a la refinación, y todos los medios de comunicación empleados por dicha Compañía contratista demandada, en el estado en que se encuentren (*Boletín de Minas y Petróleos*, 1945: 5-85).

Hubo polémica sobre quiénes habían sido los ganadores y los perdedores del fallo de la Corte Suprema. Un editorial de *El Tiempo* aseguró que el triunfo de la compañía había sido en último término el triunfo de la Nación, por el prestigio que ganaba la institucionalidad; pero, por otro lado, el editorial de *El Liberal* afirmó que el fallo constituía un revés para la economía y para los intereses de la Nación, aunque reconocía que el Estado había ganado parte del debate por cuanto recibiría gratuitamente todos los elementos de la concesión, incluyendo la refinería (Ospina Racines, 1947: 60). Según De la Pedraja, se trató de una “sorpresa” para el público colombiano, una “pérdida” para Colombia y una “victoria agrídulce” para la Tropical Oil Co., “pues ahora lamentaba no haber aceptado las reiteradas ofertas de Eduardo Santos, que hubiera prolongado la concesión durante veinticinco años” (De la Pedraja, 1993: 74). El asunto había quedado resuelto definitivamente, y el Gobierno tenía que prepararse para saber qué hacer el 25 de agosto de 1951, cuando se venciera el término de la Concesión de Mares.

Recibo de pago de salario de un trabajador de la Colombian Petroleum Company, 1940.

6. Traducción libre.

7. Para Laureano Gómez, el gobierno colombiano podía presentarse “a la Embajada Americana, a la compañía respectiva y decirles: ‘es cierto que aquí está la cláusula, pero es una cláusula inusitada, infundada y hay que convenir en que no se le puede exigir al pueblo colombiano que pague un servicio que no se le presta; y si el petróleo está aquí, ¿por qué tenemos que pagar el costo de transporte a Nueva York cuando no se transporta?’”.

Paz y salvo laboral de un trabajador, cocinero, de la Shell, 1943.

Cambio de gobierno y agitación sindical

Al gobierno del conservador Mariano Ospina Pérez, quien se posesionó el 7 de agosto de 1946, correspondería sentar las bases para que pudiera lograrse una reversión sin traumatismos de la Concesión de Mares, si bien esta tendría lugar en el mandato presidencial que se iniciaría en agosto de 1950.

El nuevo Gobierno comenzó a explorar las diferentes opciones frente a la reversión: la constitución de una compañía enteramente privada, de una compañía con capital mixto o de una compañía de propiedad estatal exclusiva. Los empresarios preferían, en principio, adoptar la primera de estas alternativas, aunque la falta de recursos de capital para invertir los inclinaba también a la posibilidad de escoger la segunda de ellas; sin embargo, los ingenieros jóvenes que laboraban en el

Ministerio de Minas y Energía empezaron a presionar, desde 1942, para la creación de una compañía nacional de petróleo, de propiedad exclusiva del Estado (De la Pedraja, 1993: 77).

El ambiente laboral en los campos petroleros se enrareció a lo largo de 1946, año en el cual, según los sindicatos petroleros, debía revertir a la Nación la Concesión de Mares. Se alegaba, igualmente, que la Tropical Oil Co. había incumplido los pactos laborales acordados con el sindicato a finales de 1945 —en lo relacionado con los precios de los productos que se vendían en los comisariatos—, lo cual dio lugar a una serie de paros escalonados, no solo en la Concesión de Mares, sino en otros puntos de actividad petrolera en el país.

La tensión entre la Tropical Oil Co. y su sindicato se reflejó en el Congreso Nacional. Según De la Pedraja, en el Congreso era muy fuerte el sentimiento nacionalista, lo mismo que el respaldo a los sindicatos petroleros. El ambiente era tal que “la renovación de la Concesión de Barrancabermeja no tenía las menores posibilidades de ser aprobada” (De la Pedraja, 1993: 77). Por el contrario, en octubre de 1946, el senador Peñaranda presentó un proyecto de ley que tenía por objeto nacionalizar las bombas de gasolina, argumentando que:

[...] mientras los ciudadanos colombianos debían pagar impuestos por el consumo de gasolina, la compañía estadounidense además de estar exonerada del mismo, era la encargada de su cobro sin ningún control oficial, gozando también del privilegio de no pagar impuestos por la importación de productos, cosa que tampoco sucedía con los colombianos (Vega et ál., 2009: 263).

El malestar laboral y la movilización política condujeron, después de varias conversaciones entre los sindicatos y el Gobierno, a una huelga general que estalló al mediodía del 28 de octubre de 1946, cuando los obreros de las empresas petroleras dejaron de trabajar. La huelga se extendió por varias semanas y generó una situación de escasez de combustibles en el país, por lo que el presidente Ospina Pérez se vio forzado a declarar la producción petrolera como un “servicio público” y a asumir temporalmente el transporte fluvial y terrestre de petróleo y sus derivados, al igual o que la distribución de los combustibles refinados en el país y de los importados por la Tropical Oil Co. (Vega et ál., 2009: 269-286). Bajo la presión de la huelga, el Gobierno propuso en noviembre la conformación de un tribunal de arbitramento entre la Tropical Oil Co. y la uso

14 Form L-5
COMPANIA DE PETROLEO SHELL DE COLOMBIA
CERTIFICADO PARA TRABAJADORES
En cumplimiento de lo dispuesto por la Ley No. 133 de 1931 y el Decreto Ejecutivo No. 800 de 1932,
CERTIFICAMOS:
Que el Sr. Senón CHINO, con cédula de ciudadanía número Extr. 1718 R. S. expedida en Barrancabermeja, ha sido retirado del servicio de esta Compañía (Oficina o Comisión MANTENIMIENTO DE CAMPO - Casabé) el día 28 de Agosto de 1943, por el siguiente motivo:
"RETIRO VOLUNTARIO"
NOTA: Prestaba sus servicios como Cocinero Capataz, con jornal de Ps. 3,30
OBSERVACIONES:
El trabajador declara haber recibido a su entera satisfacción el valor de sus jornales y sobretiempo hasta el día 29 de Agosto/43 inclusive. - Trabajó en la Empresa desde el día 30 de Marzo de 1943. Queda la Compañía a paz y salvo para con él por todo concepto.
Recibí el original que encuentro conforme.
EL TRABAJADOR Senón Chino COMPANIA DE PETROLEO SHELL DE COLOMBIA
Senón CHINO. P. W. LINTON Superintendente
Esta forma debe llenarse por triplicado.
ORIGINAL, para el trabajador.
DUPLICADO, para el Depto. Labor, Bogotá.
TRIPPLICADO, para la oficina que lo expide.
Tip. Nacional

GOLPET No 10-10-38-1000

Padres: Marcos Chona y Corina Perez

COLOMBIAN PETROLEUM COMPANY
CUCUTA

Nombre (completo) CHONA PEREZ VICENTE Rata de salario \$1-25

Nacionalidad Colombiano Ciudad CHINACOTA Depto. N. de S.

Capacidad Peón Campamento Tres Bocas

Estado civil soltero Edad 31 años-Nó tiene Lib. de serv.

Número y origen de Cédula de Ciudadanía — No. 562328-Chinacota

* * * * * Extranjería — No.

Número del Certificado de Seguro de Vida 5063

Nombre del beneficiario Victoria Chona

Parentesco con el asegurado Prima hermana.

Dirección del beneficiario Chinacota- Fracción de "Chitacomar"

Declaro que los datos consignados en esta tarjeta son exactos; y en constancia firmo ante dos testigos.

(TESTIGOS) (FIRMA) *Vicente Chona*

* For sick men.
**For all others (Strike out line which does not apply)

A	- sueldo anual a razón de \$	mensuales	\$
B	- sueldo anual a razón de \$ 1,25	diarios (365 días)	\$ 456,25.
C	- sueldo anual a razón de \$	promedio trimestral	\$
D	- Sueldo anual que pasa de \$ 2.400 sin exceder de \$ 4.200. Según el artículo 4º del Decreto N° 800 de Mayo 4 de 1932 se asegura por		\$

Toda variación de sueldo o jornal impone la obligación de cambiar de certificado.

El asegurado ordena que en caso de su muerte la cantidad asegurada se reparta así:

NOMBRE	DIRECCION	
A Victoria Chona.	Chinacota.	la suma de \$ 456,25.
A		la suma de "
A		la suma de "
A		la suma de "
A		la suma de "
A		la suma de "
A		la suma de "
A		la suma de "
		TOTAL \$ 456,25.

LITOGRAFIA COLOMBIA - BOGOTA TRV.

Carpeta laboral de un trabajador de la Colombian Petroleum Company, 1940.

(Unión Sindical Obrera), iniciativa que fue aprobada por la Tropical Oil Co. (Vega et ál., 2009: 269-286).

A pesar del arreglo de la huelga —a regañadientes, por cuanto los obreros no quedaron satisfechos con el fallo del tribunal de arbitramento—, la agitación laboral se agudizó. En diciembre de 1947 la

secretaría general de los sindicatos de la Tropical Oil Co. envió una carta a los miembros de la comisión de investigación, nombrada por el Ministerio de Trabajo, en la que protestaban porque la compañía planeaba retirar 266 empleados y transferiría de lugar de trabajo a varios empleados, con ajustes

Logotipos de las compañías petroleras Esso y Shell.



salariales. Los sindicatos sugerían que, para evitar la desocupación, el Gobierno nacional iniciara la toma de la concesión, con Ecopetrol —cuya creación ya se discutía en el Congreso de la República—, hiciera un contrato con la Tropical Oil Co. o la indemnizara por las ganancias que dejaría de recibir en los tres años que faltaban para la caducidad (Archivo General de la Nación, 1948: 13-15). La Tropical Oil Co. retiró a 107 trabajadores por la suspensión de las perforaciones en ciertos terrenos de la concesión y se precipitó una huelga que duró 50 días. El cese de actividades se superó con el anuncio de la creación de un tribunal de arbitramento, convocado por medio del Decreto 675 del 23 de febrero de 1948; el fallo favoreció a los trabajadores y la compañía tuvo que recibir a los empleados despedidos (*Boletín de Minas y Petróleos*, 1950a: 59). Adicionalmente, la compañía tuvo que continuar con los planes de inversión sin tener en cuenta el plazo muy corto que faltaba para la reversión de la Concesión de Mares.

Poco después del fallo sobrevendría el asesinato de Jorge Eliecer Gaitán, el 9 de abril de 1948, que generó fuertes disturbios del orden público en diversas ciudades del país y particularmente en Barrancabermeja. Las revueltas y manifestaciones nacionalistas en la región de la Concesión de Mares fueron intensas (Urrutia, 2011: 6).⁸ Como lo reconoce Urrutia (2011) y lo destacan Pecaut (1973) y Vega et ál. (2009), luego vendrían la represión y el debilitamiento del movimiento sindical; muchos líderes fueron asesinados o encarcelados y otros pasaron a engrosar las líneas de las guerrillas.⁹ La tendencia gaitanista del partido liberal desapareció y la Confederación de Trabajadores de Colombia, formalizada en 1943 —la única con cierto carácter nacional—, perdió casi toda su notoriedad política (Pecaut, 1973: 250).

El 9 de julio de 1950, la Tropical Oil Co. le notificó a la Unión Sindical Obrera el despido de 476 empleados por razones económicas y técnicas. El sindicato se declaró inconforme y después de acercamientos con funcionarios de la compañía dirigió sus cuestionamientos al Ministerio de Minas y Petróleos. En este caso, el fallo arbitral favoreció a la compañía y se autorizó a la Tropical a hacer el despido colectivo (*Boletín de Minas y Petróleos*, 1950a: 59-60).

La Concesión de Mares fue la más importante, en términos extractivos, de la industria petrolera nacional en la primera mitad del siglo xx y estaba en manos de una importante compañía norteamericana. La fecha de la reversión, la intervención estatal en el sector y la agitación sindical interna fueron centrales para la economía nacional y delinearon el entorno para la creación de la compañía estatal petrolera.

El Consejo Nacional de Petróleos, la Ley 165 de 1948, la junta promotora de Ecopetrol y la reversión de la Concesión de Mares

Al tiempo de la huelga de 1946, el Gobierno presentó al Congreso un proyecto de ley para crear el Consejo Nacional de Petróleos. Este dio lugar a la expedición de la Ley 31 del 5 de diciembre de 1946, mediante la cual se autorizó su creación como un organismo técnico del Gobierno, anexo al Ministerio de Minas y Petróleos, cuyo propósito era orientar y ejecutar los planes, estrategias y actividades de la industria del petróleo en el país (Archivo del Ministerio de Minas y Energía, Ley 31 de 1946). El Consejo estaría conformado por cinco miembros, uno nombrado por el Senado, otro por la Cámara de Representantes, dos

nombrados por el Gobierno y otro designado por el Consejo de Estado. La función primordial del Consejo era la de servir de organismo técnico y consultivo del Gobierno en materia de petróleos y, específicamente, “asesorar al Gobierno sobre la mejor orientación de la política del petróleo en lo económico, administrativo, fiscal y comercial, teniendo en cuenta las circunstancias de orden interno e internacional que contemple la industria” (Archivo del Ministerio de Minas y Energía, Ley 31 de 1946).

El Consejo Nacional de Petróleos comenzó a reunirse en febrero de 1947, pero su proceso de organización fue lento. A esto se atribuye que en la Cámara de Representantes se hubiera adelantado y aprobado un proyecto de ley, a finales de 1947, que autorizaba la creación de una empresa nacional de petróleos con capital estatal (De la Pedraja, 1993: 80). Las compañías petroleras no se quedaron atrás y presentaron un proyecto alternativo. Eduardo López Pumarejo, hermano del expresidente Alfonso López Pumarejo, hizo al Gobierno una propuesta para que los yacimientos de la Concesión de Mares fueran explotados, con posterioridad a agosto de 1951, en asociación con algunas compañías estadounidenses (De la Pedraja, 1993: 81).

Las primeras actividades del Consejo se centraron en el estudio de las alternativas institucionales para que el Estado asumiera la reversión de la Concesión de Mares en 1951. Simultáneamente, en la legislatura de 1948, el Congreso Nacional constituyó la Comisión Interparlamentaria y Ministerial de Petróleos; esta elaboró el proyecto de ley presentado formalmente al Congreso por Alonso Aragón Quintero quien, a la sazón, se desempeñaba como ministro de Minas y Petróleos. Debe resaltarse que la Comisión Interparlamentaria estaba conformada por parlamentarios conservadores y liberales, y que en ella participaron además los ministros de ambos partidos designados por el presidente Ospina Pérez, inmediatamente después del 9 de abril de 1948, encabezados por Darío Echandía (Revista del Petróleo, 1950a: 1).

Este proyecto se convirtió en la Ley 165 del 27 de diciembre de 1948 y autorizó al Gobierno para “promover la organización de la empresa colombiana de petróleos con participación de la Nación y del capital privado nacional y extranjero” (Ministerio de Minas y Energía, 1986: 469-471). A su vez, estableció claramente que, si no fuera posible la creación de una empresa de economía mixta, el Gobierno podría organizarla como una empresa “netamente” oficial

y fue explícita en aclarar que la suma del aporte de la Nación, más el de los particulares colombianos, debería “cubrir por lo menos el 51% de las acciones de la empresa” (De la Pedraja, 1993: 82).¹⁰ La nueva empresa, además, no explotaría solamente la Concesión de Mares, sino el conjunto de aquellos bienes que llegaran a revertir al Estado provenientes de otros contratos.

Igualmente, se determinó que el Consejo Nacional de Petróleos continuaría

[...] adelantando todos los estudios técnicos y económicos referentes a la Concesión de Mares y asesoraría al Gobierno en todas las operaciones relacionadas con la reversión de la concesión: en la prevención, estudio y solución de los conflictos laborales que pudieran presentarse con motivo de la liquidación de prestaciones sociales que los actuales concesionarios deben realizar al tiempo de la reversión; en la entrega que de la concesión haga el Gobierno a la empresa que se funde y en la elaboración del

Carnet de identificación de Carlos van der Dijs, mecánico de motores de la Shell, en 1945.

Página opuesta: carnet de identificación de Zenón Ching, cocinero capataz de la Shell, en 1943.

10. De acuerdo con De la Pedraja (1993), Juan José Turbay defendía vehementemente la idea de que la compañía debería ser de carácter estatal y aparentemente su influencia predominó para que se pusiera límite a la participación extranjera.

Forma L-1
No. 11622 R. S.
Exp. en: 3/Quilla.

OFICINA DE LABOR

NOMBRE COMPLETO: Carlos Arturo HERSHUISIUS VAN DER DIJS.
Nacionalidad y Lugar de Nacimiento: *Williamstad - Curaçao*
Estado Civil: Soltero.
Instrucción: *Sabe leer y escribir*
Edad: 19 A. Beneficiario del Seguro: *Gertrudis Catalina VAN DER DIJS*
Mecánica de motores
Dirección del Beneficiario: *Coveñas*
HIJOS (legítimos/naturales): *No*
IDENTIFICACION PERSONAL: Color de la piel: *Bianco rosado*. Estatura: 1.79. Peso: 71 Kg
Color del cabello: *Castaño*. Color de los ojos: *Pardos*. Defectos físicos visibles: *Ninguno*
Nombre y dirección de los padres: *Padre HERSHUISIUS y G. G. VAN DER DIJS, Coveñas*

Fecha de empleo	Departamento	Salario	Ocupación	Fecha de retiro
Febr 17/45	TRANSPORTES CAPAZ	\$2.30	MED. AVTE.	Agosto 30/45

11. Textualmente la cláusula decía: “La Compañía se obliga a establecer dentro de los límites de la concesión y en el curso de dos años, contados desde la aprobación del traspaso, una refinería de capacidad suficiente para atender el consumo del país, y se obliga a vender en todo el tiempo, en el lugar de producción, el petróleo crudo y los productos de la refinería a precios que no excedan de aquellos que tengan el petróleo crudo y los mismos productos en la ciudad de Nueva York” (Revista del Petróleo, 1950a: 7).

Año	Producción en galones	Importación en galones
1946	51'821.994	25'425.555
1947	71'880.648	34'065.620
1948	60'197.676	64'558.495
1949	80'636.892	-

Fuente: Boletín de Minas y Petróleos (1950b)

contrato o contratos que se celebren, especialmente en lo relativo a la fijación de regalías, y a la participación que en el futuro se les reconozca a los trabajadores colombianos en las utilidades de la empresa (Ministerio de Minas y Energía, 1986: 471).

En 1949, José Elías del Hierro fue nombrado ministro de Minas y Petróleos. Una de sus primeras tareas fue reglamentar el artículo 1º de la Ley 165 de 1948 y conformar una Junta Promotora de la Empresa

Forma L-1
No. Extr. 1718 R.E.
Exp. en: B/Bermesa.

OFICINA DE LABOR

NOMBRE COMPLETO: Zenón CHING/
Nacionalidad y Lugar de Nacimiento: *antón China.*
Estado Civil: *Casado*. Instrucción: *Primaria*.
Edad: 47 A. Beneficiario del Seguro: *Ching Chong. (primo hermano)*
Dirección del Beneficiario: *Barrancabermeja Restaurante Colombia.*
HIJOS (legítimos/naturales): *Po Wing (legítimo)*
IDENTIFICACION PERSONAL: Color de la piel: *Amarillo*. Estatura: 1.65. Peso: 61Kls
Color del Cabello: *Castaño oscuro*. Color de los ojos: *Pardos*. Defectos físicos visibles: *Ninguno*
Nombre y dirección de los padres: *Mon Yu (muerto) y NG Ce (madre) - Li Ce (esposa) Canton China.*

Fecha de empleo	Departamento	Salario	Ocupación	Fecha de retiro
Mar 30/43	ADMINISTRACION	\$2.50	Cocinero 2º	Agosto 29/43
Spere. 23/43	" Mr. Scott	\$3.30	Cocinero Capataz	Septre 28/43

Colombiana de Petróleos con los señores Martín del Corral y Fernando Salazar, junto con el Ministro de Minas y Petróleos (Boletín de Minas y Petróleos, 1952b: 195). El mandato para la junta era conversar con inversionistas extranjeros y nacionales para explorar la posibilidad de constituir, con su participación, una empresa de capital mixto.

Al tiempo con las labores de la Junta Promotora, el Consejo Nacional de Petróleos continuó el estudio de la reversión, tal como lo mandaba la Ley 165, en aspectos tales como el cálculo de las reservas remanentes en la concesión una vez se produjera la reversión; el avalúo de los equipos que se recibirían; el problema de los colonos en algunas áreas de la Concesión de Mares; las regalías que debería pagar la futura empresa de petróleos sobre la producción de crudos; la estimación del valor de los inventarios al producirse la reversión; los planes de sustitución de personal extranjero por colombiano; y los asuntos relacionados con la refinación de crudos y con el transporte de los combustibles refinados a los diferentes centros urbanos del país. Las actas de las reuniones del Consejo —infortunadamente incompletas— dan cuenta del gran número de reuniones sostenidas por los consejeros entre 1948 y 1950 (Archivo Ministerio de Minas y Energía, Consejo Nacional de Petróleos, Actas 1949-1950).

Uno de los temas que ocupó la atención prioritaria del Consejo fue el de la refinación de los crudos y el abastecimiento interno de combustibles para satisfacer el consumo nacional. El cumplimiento de las obligaciones contractuales en materia de construcción de refinerías, por parte de la Tropical Oil Co., siempre fue objeto de debate político. La cláusula segunda del contrato de concesión obligó a dicha empresa a construir “una refinería de capacidad suficiente para atender el consumo del país” (Revista del Petróleo, 1950a: 7-9). Por esta razón, en 1949, el Consejo Nacional de Petróleos fue requerido por la Cámara de Representantes para que emitiera su concepto sobre el incumplimiento de dichas obligaciones.¹¹ Para el Consejo, la Tropical Oil Co. había interpretado el contrato en el sentido de proceder a los ensanches de la refinería de Barrancabermeja de manera gradual, en la medida en que el consumo fuera incrementándose y los sucesivos gobiernos habían aceptado la interpretación dada por esta empresa a la cláusula segunda del contrato. Por tanto, resultaba urgente proceder a la expansión de la refinería de Barrancabermeja en el momento en que

expirara el contrato con dicha compañía (*Revista del Petróleo*, 1950a: 7-9).¹²

En 1948, menos del 50% del consumo nacional se atendía con productos refinados en Colombia (ver tabla 5, pág. 81). De acuerdo con las proyecciones de crecimiento de la economía colombiana en los años cincuenta y de incremento de la demanda nacional de derivados del petróleo, las necesidades de importación de combustibles impondrían una fuerte carga sobre la balanza de pagos del país en esa década. De ahí que el Consejo recomendará, a finales de 1949, “proceder a financiar sin dilaciones el ensanche de la planta refinadora de Barrancabermeja, bien sea directamente por medio de crédito interno o externo, o bien por medio de la futura empresa colombiana de petróleos que se organice de acuerdo con la Ley 165 de 1948” (*Revista del Petróleo*, 1950a: 9).

De la lectura de las actas del Consejo Nacional de Petróleos se percibe cierta tensión entre los miembros de la Junta Promotora y los del Consejo Nacional de Petróleos; incluso, en febrero de 1950, sin estar presente el ministro Del Hierro, el Consejo recibió a los ministros de Gobierno, de Hacienda y de Relaciones Exteriores, “quienes estaban interesados en aclarar y conciliar criterios respecto a los planes de promoción de la Empresa Colombiana de Petróleos” (Archivo Ministerio de Minas y Energía, Consejo Nacional de Petróleos Acta 162, 1950). Aparentemente, los miembros de la Junta Promotora de Ecopetrol habían conversado con los industriales de Medellín para que estos se vincularan a la empresa, y les habían presentando cifras que podían interpretarse de manera diferente a como lo hacía el Consejo Nacional de Petróleos, por no incluir de una manera clara el “aspecto rentable” de la operación de la nueva empresa (Archivo Ministerio de Minas y Energía, Consejo Nacional de Petróleos Acta 162, 1950). La discusión sobre los elementos económicos de la futura producción de petróleo y de gasolina de la Concesión de Mares pasó a un primer lugar en la agenda de las reuniones del Consejo y se mantuvo a lo largo del primer semestre de 1950.

Por su parte, el Gobierno, en cabeza del ministro de Minas y Petróleos, celebró el 29 de septiembre de 1949 un acuerdo con la Tropical Oil Co. para facilitar la transición en la administración de la concesión, el 25 de agosto de 1951. El acuerdo creó una comisión mixta integrada por un representante del Gobierno, otro autorizado por la Tropical Oil Co. y un secretario. La idea era que la Comisión colaborara



Alonso Aragón Quintero, ministro de Minas y Petróleos de Mariano Ospina Pérez.

con el Ministerio y con el Consejo Nacional de Petróleos en el estudio y la solución de todos los problemas que llegaran a presentarse con motivo de la reversión, entre ellos los de carácter laboral y aquellos relacionados con la preparación del personal directivo de la concesión, una vez operara la reversión. Por este acuerdo, la Tropical Oil Co. se comprometió a ocupar, “de forma gradual y progresiva, empleados colombianos en puestos superiores en las distintas dependencias de la concesión” (*Boletín de Minas y Petróleos*, 1950a: 97-99). La Comisión quedó conformada por dos ingenieros expertos, Severiano Cadavid, en representación de la Tropical Oil Co., y Jaime Toro Gómez, funcionario del Ministerio de Minas y Petróleos, en representación del Gobierno.

Por otro lado, en enero de 1950 el Gobierno nacional expidió el Decreto Extraordinario No. 10, mediante el cual se pretendía “estimular las inversiones encaminadas a buscar nuevas fuentes o yacimientos de petróleos”, a través de incentivos de tipo tributario. Este decreto, en su artículo 1°, estableció que la inversión en la industria del petróleo no estaría sujeta al impuesto de patrimonio y, en el 2°, que para el cálculo de la renta líquida proveniente de la

12. De acuerdo con la interpretación de la cláusula segunda del contrato de concesión, montar una refinería con capacidad para abastecer el consumo nacional en cualquier momento durante la vida de la concesión habría “requerido, previamente, la construcción de una red de oleoductos y sistemas de distribución que hicieran económicamente aprovechable para los departamentos del occidente, el transporte de todos los derivados procedentes de las explotaciones de la Concesión de Mares” (*Revista del Petróleo*, 1950a: 9).

Eduardo López Pumarejo propuso la asociación del gobierno y algunas compañías norteamericanas para la explotación de la Concesión de Mares.

explotación petrolera se deduciría “el agotamiento o consunción del yacimiento que se explota” (*Revista del Petróleo*, 1950c: 18-28). Las nuevas reglas generaron un ambiente propicio para la inversión extranjera. Entre 1950 y 1960, las inversiones de Estados Unidos en el sector petrolero se incrementaron y, después de Venezuela, el país resultó ser el mayor receptor de recursos en la región.

Las conversaciones en búsqueda de inversionistas extranjeros y nacionales

La Junta Promotora de Ecopetrol procedió inicialmente a contactar y a conversar con inversionistas extranjeros para explorar la posibilidad de que participaran con sus recursos en el capital de la nueva empresa (*Boletín de Minas y Petróleos*, 1952b: 194-196).¹³ Todas las compañías con representación en el país, con excepción de la Tropical Oil Co., rechazaron la invitación del Gobierno.

De acuerdo con el relato del ministro Del Hierro, los directores de la Tropical adelantaron,

13. De acuerdo con De la Pedraja (1993), Félix Mendoza, miembro del Consejo Nacional de Petróleos, fue enviado a Nueva York y a Toronto en enero de 1949 para que informara a la casa matriz de la Tropical sobre la intención del Gobierno de crear Ecopetrol, en forma tal que el capital extranjero pudiera estar representado en su capital hasta en un 49%. Aunque la International Petroleum Company no rechazó de plano la propuesta, sí manifestó que no acostumbraba entrar en este tipo de asociaciones sin tener el control total de la administración y con una participación inferior al 50% (De la Pedraja, 1993: 84).

14. A finales de los años setenta, además, la Standard Oil (Exxon) constituyó la subsidiaria Intercol y se asoció con el Estado colombiano para explotar los yacimientos carboníferos de El Cerrejón en la Guajira.



[...] conversaciones extensas con el Comité Promotor [...] A la compañía se le llegó a ofrecer que el Gobierno presentaría al Congreso un proyecto de ley en busca de la reforma de la Ley 165 de 1948, para concederles igualdad de acciones en el capital social. Igualmente se sentaron algunas bases para la organización de la empresa; pero en el momento menos pensado se interrumpieron las conversaciones y en el mes de octubre fui avisado por el Gerente de la International Petroleum Co., casa principal de la Tropical Oil Co., de que la compañía no tenía interés en participar en la empresa, aviso que fue seguido de una comunicación en los diarios de esta ciudad, donde la compañía declara que por razones concernientes a su política internacional y por la situación laboral de la concesión no podía participar en ninguna forma en la explotación de Mares, una vez vencido el término de la concesión (*Boletín de Minas y Petróleos*, 1952b: 195).

A pesar de lo anterior, en junio de 1950 se anunció por parte de la Standard Oil de Nueva Jersey que la International Petroleum Co. —su subsidiaria accionista de la Tropical Oil Co.— establecería en el país la compañía Esso Colombiana S. A., la cual se encargaría del transporte, distribución y venta al por menor de combustibles. Esta compañía recibió, como aporte, activos de la Tropical Oil Co. del área de distribución y ventas. Fue una muestra de que, a pesar de la reversión de la Concesión de Mares, la compañía encontraba atractivo permanecer en Colombia. Lejos de abandonar el país, la Standard Oil permaneció en Colombia y la Esso Colombiana S. A. junto con la International Petroleum Co. (Colombia), Intercol, se convertirían en los años cincuenta y sesenta en unas de las más importantes empresas que operaban en Colombia tanto en el negocio de distribución de combustibles como en el de exploración, producción, transporte y refinación de petróleos (Andrade, 2011, 22 de febrero).¹⁴

La compañía que operaba el oleoducto Barrancabermeja-Cartagena —la Andian National Corporation— no sería objeto de la reversión. Esta compañía se creó una vez la Tropical Oil Co. firmó el contrato con el Estado colombiano para explotar la Concesión de Mares y no formó parte de la concesión. Su propósito fue construir y operar el oleoducto que conectó los yacimientos de El Centro e Infantas, cerca de Barrancabermeja, con la zona de Mamonal en Cartagena, el puerto en el Caribe escogido como terminal para la exportación del petróleo. El contrato para la construcción del oleoducto se firmó el 31 de agosto de 1924 y este entró en funcionamiento en 1926, antes



Rafael Delgado Barreneche, esquina superior derecha, con Hernando Agudelo Villa, Guillermo Hernández Rodríguez y Carlos Lleras Restrepo en una sesión del Congreso. Delgado firmó como ministro de Hacienda el Decreto n.º 30 de 1951 por el cual se estableció que Ecopetrol podría transformarse en sociedad anónima cuando, a juicio del Gobierno, se dieran las condiciones para ello.

15. Las actividades de la Andian desde los años veinte hasta los cincuenta del siglo xx tuvieron un enorme impacto en el desarrollo de la ciudad, no solamente en términos urbanísticos y de servicios, sino también económicos. El oleoducto revirtió a la Nación y pasó a Ecopetrol en 1974, al vencerse el término del contrato de concesión.

16. Para completar las complicaciones de la Standard Oil, De la Pedraja relata que “en mayo de 1950 los nacionalistas enviaron a la prensa bogotana evidencias que demostraban que el presidente del Consejo Nacional de Petróleos, Félix Mendoza, había sido un agente de las compañías petroleras extranjeras durante muchos años. Mendoza intentó aferrarse a su cargo, pero el clamor público lo obligó a renunciar, la cual fue aceptada el 22 de mayo de 1950” (De la Pedraja, 1993: 86).

de terminar la administración del presidente Pedro Nel Ospina. Con posterioridad a la reversión de la Concesión de Mares, el oleoducto continuaría bajo operación por parte de la Andian, empresa que, en 1957, se fusionaría con la Intercol (Ripoll et ál., 2001: 60).¹⁵

Nunca fueron claras las razones que motivaron la decisión de la Standard Oil para rechazar la participación en el capital de la empresa colombiana de petróleos, sobre todo si se tiene en cuenta que el Gobierno, como lo mencionó el ministro Del Hierro en su informe, estuvo dispuesto a buscar una modificación de la Ley 165 de 1948 para permitir que esa participación pudiera ser del 50% del capital, puesto que la política oficial generalmente buscó incentivar la presencia del capital extranjero en el sector petrolero. En un artículo de la *Revista del Petróleo* firmado bajo el seudónimo de “Economicus”, se hace referencia a la decisión de la Standard Oil de la siguiente manera:

No sabemos exactamente lo que haya en el fondo de esta negativa a participar con el Estado en la explotación de los petróleos. Pero por algún comunicado aparecido a fines del año pasado (1949) y dado a conocer por una de las empresas petroleras de mayor prestigio que vienen funcionando en el país se adivinan, más que se deducen, algunas de las razones que determinaron aquella decisión negativa: repugnancia del capital extranjero a asociarse con el Estado en la industria del petróleo;

condición minoritaria en que se le coloca en la nueva empresa; situación general del país; política del petróleo traducida en leyes y decretos ejecutivos y que de tiempo atrás se considera como poco estimulante para la inversión del capital extranjero; ciclo económico del mercado mundial del petróleo desfavorable a nuevas inversiones (*Revista del Petróleo*, 1950b: 13).

Para De la Pedraja, la Standard Oil no tuvo éxito en la campaña que emprendió para buscar que el gobierno de los Estados Unidos presionara al colombiano a través del Export-Import Bank y del Banco Mundial, condicionando la aprobación de créditos a Colombia a la aceptación de las exigencias de la multinacional petrolera para participar en la nueva empresa de petróleos (De la Pedraja, 1993: 86).¹⁶

Ante la imposibilidad de lograr que el capital extranjero invirtiera en Ecopetrol, el Gobierno intentó atraer la participación del capital colombiano. Según Del Hierro, era necesario que la empresa tuviera mayoría de capital privado para que la política, que le había causado grandes perjuicios a las compañías estatales, no interfiriera en la iniciativa (Del Hierro, 1995: 180). Con este propósito, el ministro Del Hierro fue a Medellín a conversar con miembros de la Asociación Nacional de Industriales (Andi), que se había creado en septiembre de 1944. Según el propio Del Hierro:

En 1950, Manuel Carvajal Sinisterra, que se encontraba al frente de Carvajal y Compañía, fue nombrado por el recién posesionado presidente Laureano Gómez como ministro de Minas y Petróleos.

Solicitamos la intervención de los capitalistas y hombres de negocios para resolver este problema nacional. Tanto los capitalistas de Medellín como los de esta ciudad (Bogotá) han comprendido el verdadero sentido de esta invitación, que no es otro que el de buscar una solución aceptable a un problema que incide en toda la economía del país y de cuya buena fortuna tienen que estar pendientes todos los hombres de trabajo y los buenos patriotas de Colombia [...]

Con el Comité, nombrado por los interesados particulares, que se halla integrado por los doctores Cipriano Restrepo Jaramillo, doctor Bernardo Restrepo Ochoa, don Salvador Camacho Roldán, don Gregorio Obregón y don Eduardo Cuéllar, han tenido el ministro y los miembros del Consejo Nacional de Petróleos numerosas conferencias, encaminadas a sentar las bases de una sociedad, con acciones de bajo valor, que luego se ofrecerán a la suscripción pública para que las obtengan todos los que deseen intervenir en este negocio.

Hasta el momento de escribir esta información se ha convenido en que el capital privado tenga mayoría de acciones en la sociedad, y que esta se maneje con un criterio independiente, que asegure el éxito del negocio y la buena marcha de la empresa.



Hemos considerado que un capital de treinta millones de pesos sea suficiente para continuar los trabajos de explotación, mejorar la refinería y administrar el oleoducto de Barrancabermeja-Puerto Berrío; así como para desarrollar un programa de perforaciones dentro de las áreas conocidas de la Concesión (*Boletín de Minas y Petróleos*, 1952b: 196).

La idea de que era necesario el concurso del capital privado para asegurar el buen desarrollo de la nueva empresa era compartida por dirigentes interesados en los problemas del petróleo en Colombia. Por ejemplo, el abogado Argemiro Martínez Vega, quien como representante a la Cámara había formado parte de la Comisión Interparlamentaria y Ministerial de Petróleos en la legislatura de 1949 y, posteriormente, publicó y dirigió la *Revista del Petróleo*, escribió en el primer número de esta, en mayo de 1950, que el nivel de desarrollo económico del país no permitía, en ese momento, asegurar que el Estado, con sus propios recursos, estuviera en capacidad de explotar el petróleo, por lo cual se necesitaba el capital privado extranjero (*Revista del Petróleo*, 1950a: 1-3). En mayo de 1950, cuando era ya claro que la Tropical Oil Co. no entraría con sus recursos a constituir el capital de la empresa, el mismo Martínez Vega defendió la participación del capital privado colombiano en ella y, además, consideró indispensable su democratización, pues añadió que era indispensable “que cada habitante del territorio pueda tener todas las facilidades de acceso a la incorporación de sus pequeños o grandes capitales a la organización y funcionamiento de esa futura sociedad anónima” para lo cual se requería que,

[...] el valor nominal de las acciones estuviera al alcance de todos los que sientan anhelos de vigorizar el capital de esa empresa que no debe ser manejada con criterio regional —por poderosos que fuesen los núcleos económicos que así lo anhelaran— sino una empresa netamente colombiana y popular en la que se sientan vinculadas con adhesión irrevocable todas las capas económicas de la sociedad colombiana (*Revista del Petróleo*, 1950b: 2).

La posesión de Laureano Gómez el 7 de agosto de 1950 implicó el cambio del ministro de Minas y Petróleos. El presidente Gómez designó a Manuel Carvajal Sinisterra, un caleño de 34 años quien se encontraba al mando de Carvajal y Cía. El nombramiento tomó por sorpresa al mismo Carvajal, quien no conocía al nuevo Presidente de la República (Alfredo Carvajal, comunicación personal, 17 de

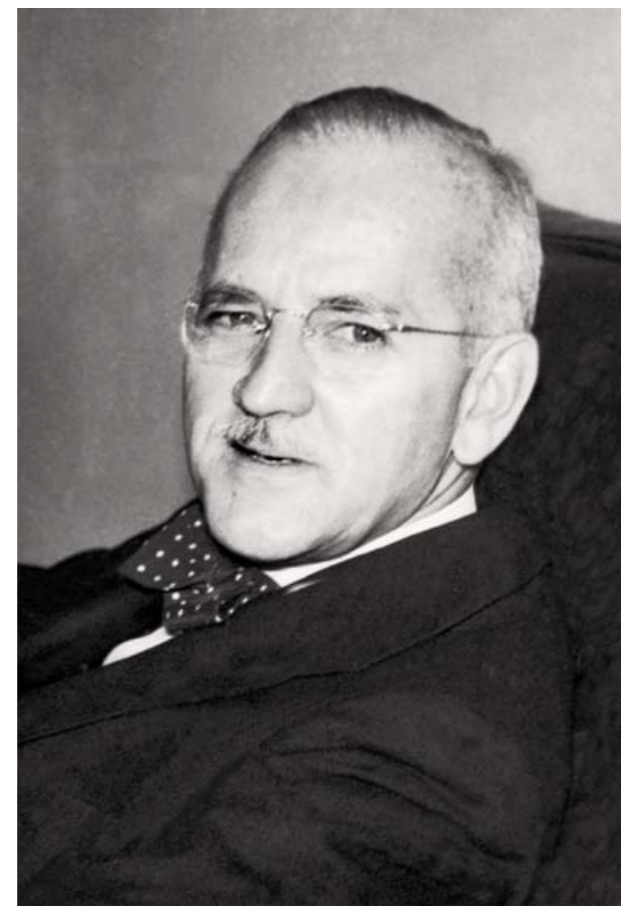
febrero de 2011). Al posesionarse del cargo a los pocos días de su designación, después de entregar el mando en Carvajal y Cía. y viajar a Bogotá, el nuevo ministro se encontró con un ambiente polarizado y confuso para él. Un grupo aspiraba a que se prorrogara el contrato con la Tropical Oil Co. en vista de la incapacidad e inexperiencia de los colombianos en materia de petróleos; otro buscaba que el manejo y la explotación del petróleo quedaran en manos de los nacionales (*Normanoticias*, 1990: 4). El ministro se vio entonces asediado por los intereses que giraban alrededor de la reversión de la Concesión de Mares y por el debate público en los medios de comunicación de la época.

En agosto, el presidente Gómez recibió de la casa matriz de la Tropical Oil Co., la International Petroleum Co., registrada en Toronto, una propuesta para celebrar un contrato de asesoría y administración técnica de la explotación de petróleo en el área de la concesión, al igual que para ensanchar y modernizar la refinería de Barrancabermeja. Para este propósito, además, la compañía “prestaria al Gobierno hasta veinte millones de pesos y asumiría desde el 25 de agosto de 1951 el goce, uso y manejo de la actual refinería y su expansión por un período de diez años” (Sáenz, 2002: 68). En septiembre, por otra parte, el doctor Cipriano Restrepo Jaramillo, en representación del Comité Promotor de Ecopetrol, le presentó al nuevo ministro Carvajal la propuesta del Comité y, según Sáenz Rovner, atacó la propuesta de la International y resaltó que, de aceptarse, se mantendría el *status quo* sin permitir, ni al capital ni al recurso humano colombiano, participar en el manejo y la dirección de la nueva empresa (Sáenz, 2002: 68).

Tanto el Consejo Nacional de Petróleos como el ministro Carvajal evaluaron las dos propuestas, la de la International Petroleum Co. y la de los industriales antioqueños. El ministro tenía dudas sobre la posibilidad de que los colombianos pudieran obtener los recursos de capital que una empresa de esta naturaleza requeriría, y señaló, igualmente, los aspectos negativos de la propuesta de la International —particularmente la solicitud de participar en el 50% de las utilidades líquidas y mantener el monopolio de la refinación—, pero reconoció como una ventaja de esta alternativa “la facilidad para conseguir el empréstito para la ampliación de la refinería y su experiencia en la administración del negocio petrolero” (Sáenz, 2002: 70). De esta manera, concluyó que la propuesta del Comité Promotor era “la más conveniente por todos los aspectos, con excepción de

la seguridad en el período de transición y la financiación de la planta de *cracking*” (Sáenz, 2002: 70). La preocupación del ministro y de los miembros del Consejo Nacional de Petróleos era la falta de conocimiento técnico de los colombianos en materia de refinación del crudo; era claro que existía la pericia técnica en la explotación, y aun en la exploración, pero no en la refinación por no estar al día en la tecnología que esta requería (Alfredo Carvajal, 2011).¹⁷

Al tiempo que el ministro Carvajal evaluaba las propuestas que se le habían presentado, el Consejo Nacional de Petróleos discutía, con su presencia, un estudio realizado por el doctor Juan José Turbay que incluyó un borrador del articulado del decreto mediante el cual se crearía la empresa “que sería un organismo autónomo regido por la Ley 165 de 1948 y por los estatutos que reglamentarían su funcionamiento” (Archivo del Ministerio de Minas y Energía, Consejo Nacional de Petróleos Acta No. 195, septiembre 13 de 1950). En este borrador, aprobado unánimemente por el Consejo, no se estableció el origen del capital inicial de la empresa, aunque en el artículo 15 se estipuló textualmente que la empresa cuya creación se autorizaba,



Lauchlin Currie, director de la Misión sobre Reorganización de la Administración Pública, propuso al gobierno la eliminación del Ministerio de Minas y Petróleos y la creación de un Ministerio de Comercio, Industrias y Combustibles, recomendación que el gobierno hizo realidad con el Ministerio de Fomento, para el cual nombró a Manuel Carvajal Sinisterra, 1951.

17. Alfredo Carvajal Sinisterra, hermano del ministro y quien sería en los años ochenta presidente de Ecopetrol, recordó la preocupación del ministro respecto al tema de la refinación en razón de los avances tecnológicos que estaban teniendo lugar y de los cuales no había conocimiento en el país.

Resello sobre una estampilla de tema petrolero que celebra la reversión de la Concesión de Mares.

[...] podrá transformarse en sociedad anónima, cuando a juicio del Gobierno se ofrecieren por parte de inversionistas nacionales y extranjeros las condiciones exigidas en los artículos 1.2 y 3 de la Ley 165 de 1948 para la constitución de la sociedad de economía mixta prevista en los mencionados artículos (Archivo del Ministerio de Minas y Energía, Consejo Nacional de Petróleos Acta No. 195, septiembre 13 de 1950).

Un mes más tarde, el presidente del Comité Promotor, Cipriano Restrepo Jaramillo, participó en una sesión extraordinaria de la Junta Directiva de la Asociación Nacional de Industriales (Andi) en Medellín y puso en consideración de los industriales la necesidad urgente de conseguir \$14 millones de capital para la nueva empresa y para el ensanche de la refinería de Barrancabermeja. Su llamado, sin embargo, no tuvo éxito; los industriales no mostraron interés en suscribir el capital de la nueva empresa y la junta de la Asociación simplemente felicitó a Restrepo Jaramillo por las gestiones que había realizado (Sáenz, 2002: 70-71).¹⁸ En el departamento de Santander también se manifestó cierto interés por parte de líderes locales quienes recalcan la importancia de la industria petrolera para la economía regional (*Revista del Petróleo*, 1950c: 3-4): el político liberal Augusto Espinosa Valderrama señalaba que un aspecto de particular importancia para el futuro era la participación que le correspondería a Santander, y resaltaba que el ministro se había reunido con capitalistas antioqueños y bogotanos y que a los santandereanos no les habían llegado noticias (*Revista del Petróleo*, 1950c: 11). Aunque no se concretó una participación específica de Santander, se debe recalcar que, hasta 2011, la mayoría de presidentes de Ecopetrol fueron santandereanos (Benavides, 2011: 4).

Era común que los empresarios aprovecharan elementos de inestabilidad política para articular sus intereses con elementos del Estado (Dávila, 1991: 66). A pesar de que la actividad empresarial se originó en diversas regiones del país, los antioqueños tuvieron cierta preeminencia en este escenario durante una parte importante de los siglos XIX y XX, con productos como el oro y el café (Dávila, 1991: 20). La negativa de los industriales antioqueños a participar con sus recursos en el capital de Ecopetrol despejó el campo para que esta empresa se conformara únicamente con capital estatal. Sin embargo, era necesario asegurar la expansión de la refinería de Barrancabermeja,



lo que hacía ineludible negociar con la International Petroleum Co. sobre la base de la propuesta que su vicepresidente había presentado directamente al presidente Gómez. Para el ministro Carvajal,

[...] el aumento en la capacidad de refinación estaba ligado con la determinación que se tomara sobre la administración de la Concesión de Mares, al operarse la reversión, puesto que, tanto por la localización de los campos como por los sistemas de transporte por oleoducto y otros medios, no había duda de que el aumento en la producción de refinados tenía que hacerse mediante la modernización y ampliación de la refinería de Barrancabermeja (*Revista Lámpara*, 1968: 3).

Según el Gobierno, los extranjeros debían rebajar sus exageradas aspiraciones económicas —la participación del 50% sobre las utilidades— y la Esso Colombiana S. A. —que se encargaría de la distribución de los combustibles a nivel minorista— debería emitir acciones para permitir que los inversionistas nacionales participaran en su capital (Sáenz, 2002: 71).¹⁹ La International Petroleum aceptó ambas condiciones y el 13 de enero de 1950 el ministro Carvajal declaró ante la prensa que el precio pactado había sido del 25% sobre la utilidad bruta, una vez se dedujeran los barriles del fondo de reserva para la depreciación de los equipos. Además, se acordó que esta compañía

18. Sáenz (2002) cita una carta del embajador de Estados Unidos en Colombia, William Beaulac, al Departamento de Estado, del 14 de febrero de 1950, en la cual comentaba: “El capital privado está más dispuesto a invertir en propiedad raíz o en empresas comerciales o industriales que comúnmente producen dividendos de hasta 25% por año, que a invertir en el negocio petrolero” (Sáenz, 2002: 71).

manejaría la refinería de Barrancabermeja por diez años, desde el momento en que empezara a operar la planta de *cracking*; daría asesoría técnica a la empresa en la explotación de los campos de la Concesión de Mares durante tres años —que podrían prorrogarse por dos más—; y le prestaría a Ecopetrol un monto no superior a us \$20 millones, con intereses del 4% anual (*El Tiempo*, 13 de enero de 1951: 3). Igualmente, la International podría tener acceso a nuevas concesiones y explotar petróleo proveniente de otros yacimientos. Era un escenario rentable y mucho más seguro para la International Petroleum, pues no tenía que hacer las inversiones que exigía el Gobierno para la ampliación de la refinería ni asumir incrementos en las regalías. Bajo el nuevo contrato, la compañía participaba en las utilidades por varios años y se desligaba de los riesgos operativos, que con la frecuencia de las huelgas, no eran despreciables. La multinacional no estuvo interesada en reinvertir recursos en la refinería, pero estuvo dispuesta a prestar los recursos. El acuerdo era un buen negocio para la International Petroleum y a finales de 1950 fue firmado por el presidente Gómez.

La fundación de Ecopetrol

Para ese momento el ministro Carvajal posiblemente había reafirmado su concepto sobre lo que era necesario realizar en el tiempo que restaba para la reversión de la Concesión de Mares. De acuerdo con uno de sus colegas en el gabinete ministerial, en una sesión del Consejo de Ministros el ministro Carvajal impresionó al Presidente y a los ministros por la claridad de criterio con la cual planteó su perspectiva:

Revertir significa devolver una cosa a su primer dueño. De acuerdo con la legislación colombiana, el Estado, como propietario del subsuelo, otorga a una persona o compañía el derecho a explorar en busca de petróleo o de otros minerales y a explotarlos, cuando los encuentre, por un período determinado, al final del cual se devuelve al Gobierno la zona con todos los bienes y elementos que en ella se encuentran. Esto es lo que debemos cumplir con la Concesión de Mares y por ello la nación colombiana recibirá una empresa en plena producción, con todo lo que allí haya a las doce de la noche del 25 de agosto de 1951 [...] Sobre esto no existen antecedentes y el día en que se lleva a cabo tendrá una importancia no solo nacional sino internacional (*Normanoticias*, 1990: 6).



El presidente Laureano Gómez Castro, bajo cuyo mandato se llevaron a cabo la reversión de la Concesión de Mares y la fundación de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol.

Según el exministro Álvarez Restrepo, la discusión en el Consejo de Ministros tomó un ambiente de casi solemnidad y las intervenciones de los demás ministros le permitieron a Carvajal ahondar todavía más en el tema. En un momento dado, el presidente Gómez, aún escéptico, interrumpió al ministro Carvajal y le formuló la siguiente pregunta: “Señor ministro, dígame una cosa: ¿usted me puede garantizar que nosotros saldremos adelante con este negocio, en la forma como usted lo propone?” (*Normanoticias*, 1990: 6), a lo cual el ministro respondió:

Yo lo garantizo. Deme usted vía libre y yo le garantizo que le organizo, con elementos nacionales, con recursos nacionales, tal vez con alguno que otro consultor extranjero, una empresa de petróleos para Colombia. Es más, señor Presidente, el país debe liberarse de tanta dependencia como la que ha tenido a través de los años, sobre todo en materia de petróleos, de la técnica, de la capacidad y del capital americano. Haga usted esto, señor Presidente, y su nombre pasará a la historia como el hombre que creyó más en Colombia que en los peligros que pudiera correr al dar un paso de esta clase (*Normanoticias*, 1990: 6).

Reloj que mantiene la hora 12 p. m. del 25 de agosto de 1951, en la cual se llevó a cabo la reversión de la Concesión de Mares. Museo del Petróleo, Barrancabermeja.

Página 90: dos aspectos de la ceremonia oficial del 25 de agosto de 1951. Abajo, entre los periodistas que asistieron al evento, aparecen el subdirector de la revista Semana, Belisario Betancur Cuartas; José Salgar de El Espectador; y Alberto Galindo, exdirector de El Liberal.

20. En este mismo artículo se estableció que el inventario se llevaría a cabo con “la presencia de representantes del Gobierno y del Consejo Nacional de Petróleos de conformidad con lo dispuesto en el artículo 8 de la Ley 165 de 1948” (Ministerio de Minas y Energía, 1986: 472).

21. La Junta quedó conformada por Rafael Delgado Barreneche, Juan de Dios Ceballos y Juan José Turbay.

El presidente Gómez entonces le contestó:

Haga usted lo que estime mejor. Vamos a hacer una empresa colombiana. Escuchando al doctor Carvajal con una convicción tan profunda como la que ha demostrado, no tengo ninguna vacilación. Estoy dispuesto a que nos sometamos en el camino que él nos señala con toda decisión (*Normanoticias*, 1990: 6).

Al día siguiente se reveló al país la decisión adoptada por el Gobierno: se crearía una empresa estatal petrolera. A pesar de la convicción que manifestaba el ministro, la compañía necesitó del apoyo de la industria privada en mucho más que un consultor. La nueva compañía recibiría la Concesión de Mares el 25 de agosto de 1951, lo que cumplía con el mandato de la Ley 165 de 1948 y de la Corte Suprema de Justicia (*Normanoticias*, 1990: 6).

El 9 de enero de 1951, el Gobierno nacional expidió el Decreto No. 30 de 1951 mediante el cual se creó la Empresa Colombiana de Petróleos. En los artículos cuarto y décimo de este decreto, se estableció, con absoluta claridad, que el Gobierno procedería,

[...] una vez operada la reversión, a hacer entrega a la empresa que se crea por el presente decreto, y por inventario riguroso, de la totalidad de los bienes comprendidos en la Concesión de Mares, como son los equipos, transporte, instalaciones, inmuebles, materias primas y toda clase de elementos que se encuentren al término de la expiración del actual contrato de concesión.²⁰ [...] El capital de la empresa estaría conformado por el valor de los bienes revertidos, de acuerdo con los inventarios y avalúos que se practiquen al operarse la reversión, más la suma de quinientos mil pesos (\$500.000.00) moneda corriente, en dinero efectivo que el Gobierno entregará a la empresa, dentro de la presente vigencia, para atender los gastos iniciales de su organización (Ministerio de Minas y Energía, 1986: 472-475).

Por último —y muy importante a la luz de la conversión de la empresa en sociedad anónima en 2003, cuando pasó a denominarse Ecopetrol S. A.—, el artículo 12 del Decreto No. 30 de 1951 estableció que Ecopetrol podría “transformarse en sociedad anónima, cuando a juicio del Gobierno, se ofrecieran por parte de los inversionistas nacionales y extranjeros las condiciones exigidas en los artículos 1, 2 y 3 de la Ley 165 de 1948 para la constitución de la sociedad de economía mixta prevista en los mencionados artículos” (Ministerio de Minas y Energía, 1986: 475).

El decreto lleva la firma del presidente de la República, Laureano Gómez, del ministro de Hacienda y Crédito Público, Rafael Delgado Barreneche, y de Manuel Carvajal Sinisterra, ministro de Minas y Petróleos.

El 27 de febrero de 1951, el Gobierno nacional expidió el Decreto 459 y designó la primera Junta Directiva de la Empresa Colombiana de Petróleos.²¹ Mediante la misma disposición se nombró como gerente de la empresa al ingeniero caleño Luis Emilio Sardi, al contralor Fermín Paba y al auditor Mario Galán Gómez, quien años más tarde ocuparía la gerencia de la empresa (Santiago, 1986: 106). Sardi había estudiado Ingeniería Civil en la Universidad de Londres y, becado por la compañía petrolera Shell, había realizado estudios de Ingeniería de Producción de Petróleos en Rumania. Por un tiempo, trabajó para la Shell, antes de regresar a Colombia (Santiago, 1986: 106).

Una vez Luis Emilio Sardi se posesionó como gerente de Ecopetrol, el Gobierno, mediante la expedición del Decreto 1124, aprobó los estatutos de la nueva empresa el 18 de mayo de 1951. En estos se estipuló que su capital autorizado sería de \$100 millones suscritos por el Estado, incluyendo el valor de los bienes que revertieran al Estado, y los \$500 mil que ya habían sido aportados por el Gobierno nacional (Ministerio de Minas y Energía, 1986: 475).

Por su parte, el trabajo para organizar la reversión y traspasar el manejo de la concesión de la Tropical Oil Co. a Ecopetrol comenzó a avanzar de manera rápida desde marzo de 1951, cuando se nombró como superintendente general del distrito de Mares al



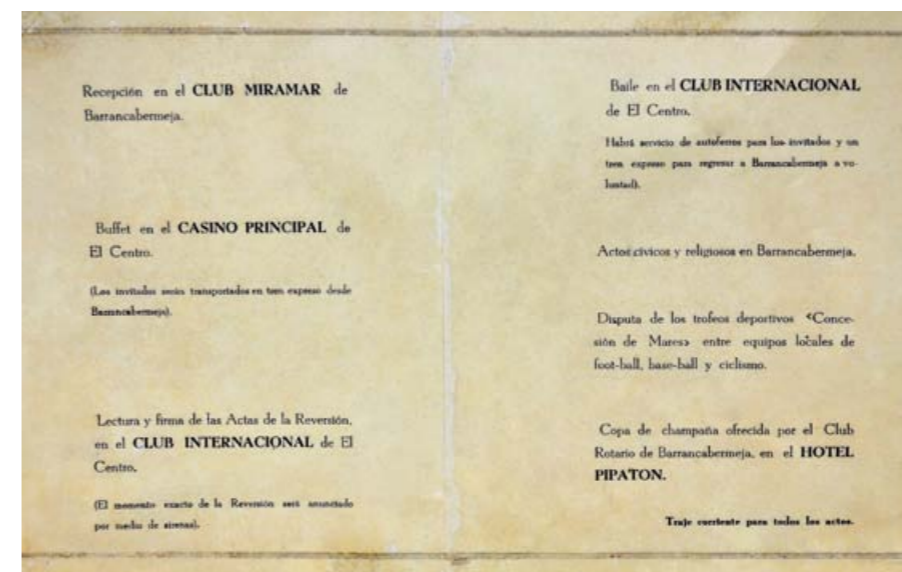
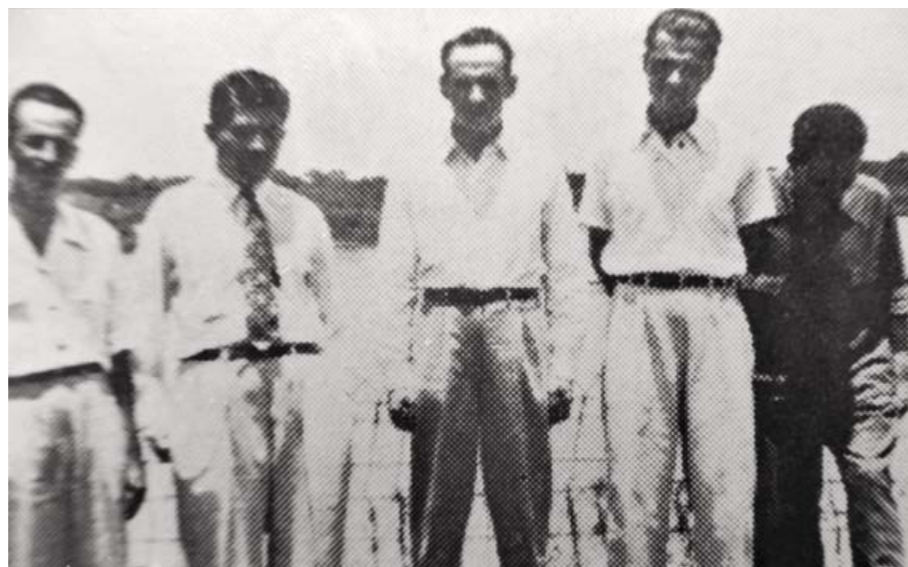
ingeniero Severiano Cadavid, que aún era empleado de la Tropical Oil Co. y quien, junto con Jaime Toro Gómez, habían tenido a su cargo, hasta la creación de la empresa, la asesoría técnica para el proceso de reversión. Según el relato del ingeniero Cadavid, inmediatamente se le encargó de la Superintendencia, comenzó a organizar su equipo de colaboradores reclutando antiguos ingenieros colombianos que habían pasado por la Tropical Oil Co. y a funcionarios de la misma compañía. Todos estos individuos fueron entrenados por la Tropical, lo cual facilitó considerablemente la reversión (Santiago, 1986: 107-110).²²

En cuanto al acuerdo firmado por el Gobierno nacional con la International Petroleum Co., en un período breve de tiempo se formalizaron los contratos de asesoría técnica para la explotación de lo que había sido la Concesión de Mares, el de administración y manejo de la refinería de Barrancabermeja y el de empréstito por la suma de us \$10 millones, que se celebró con la International Petroleum (Colombia) Limited de Toronto para financiar la expansión y la modernización de la refinería de Barrancabermeja. Adicionalmente, para completar la financiación del ensanche y la modernización de la refinería, se obtuvo un crédito del Chemical Bank & Trust Co. de Nueva York por us \$8 millones (*Revista del Petróleo*, 1952b: 8-9).

Como se observa, los primeros pasos de la Junta Directiva y de la gerencia de la empresa se orientaron, aun antes de la reversión propiamente dicha, a asegurar la expansión y modernización de la refinería de Barrancabermeja. Sin embargo, no era solamente el problema de la falta de capacidad de oferta de la refinería; según el relato del ingeniero Cadavid arriba citado,

[...] el gran problema que surgía en ese entonces era la refinería porque allí no había colombianos en la parte directiva, todo lo manejaban los gringos. Además, la refinería estaba en muy mal estado y era insuficiente, era un terror, no había gente preparada para recibirla y sobre todo la empresa se acababa de fundar y no tenía cinco centavos. ¿Con qué se iba a modernizar la refinería? (Santiago, 1986: 108).

De acuerdo con Sardi, la inversión total en este proyecto era de \$75 millones (us \$30 millones), de los cuales el 40% se obtuvo mediante crédito y el restante con los recursos propios de la empresa (*Revista del Petróleo*, 1952a: 5-6). Los detalles técnicos del proyecto fueron estudiados conjuntamente entre el Gobierno y la International Petroleum Limited y la Junta Directiva de la empresa seleccionó para



Programa de los distintos actos celebrados con motivo de la reversión de la Concesión de Mares. Museo del Petróleo, Barrancabermeja.

22. En su relato Cadavid comentó que la Tropical Oil Co. pagó el sueldo de todas las personas reclutadas para encargarse de la operación de los campos hasta el 25 de agosto de 1951, “de modo que allí hasta el día de la reversión ni yo mismo, ni nadie devengó un centavo de la Empresa Colombiana de Petróleos” (Santiago, 1986: 108).

23. La reorganización duró pocos meses; el 21 de febrero de 1952 se restableció el Ministerio de Minas y Petróleos también mediante otro decreto presidencial —el 481 de 1952—, pero en esta oportunidad no del presidente Gómez sino del presidente encargado Roberto Urdaneta Arbeláez (*Revista del Petróleo*, 1952a: 27).

llevarlo a cabo a la firma estadounidense Foster Wheeler Corporation. Debe recordarse que el Consejo Nacional de Petróleos había manifestado desde 1948 la necesidad de expandir la refinería de Barrancabermeja e, incluso, la de montar una unidad de refinación en la Costa Atlántica con posterioridad a la reversión de la Concesión de Mares para evitar la importación creciente de gasolina con el consecuente impacto negativo sobre la balanza de pagos del país. El Consejo había realizado estudios y planes tendientes a asegurar la expansión de la refinería para resolver el problema del abastecimiento de combustibles a partir de 1951 (*Revista del Petróleo*, 1952b: 8-9).

Mientras se avanzaba en el proceso de la reversión de la concesión se presentó un curioso incidente institucional. El 12 de febrero de 1951 la Misión sobre Reorganización de la Administración Pública que dirigía el doctor Lauchlin Currie —y que en realidad fue un subproducto de la Misión del Banco Mundial sobre Colombia de 1949— entregó su informe sobre la manera de reorganizar la rama ejecutiva del Estado proponiendo la eliminación del Ministerio de Minas y Petróleos y la creación del Ministerio de Comercio, Industrias y Combustibles. Estas recomendaciones fueron acogidas por el Gobierno y, mediante un decreto de principios de abril de 1951, se creó el ministerio sugerido por Currie, bajo la denominación de Ministerio de Fomento, al cual se vincularon una serie de dependencias del antiguo Ministerio de Minas y Petróleos. Manuel Carvajal fue designado entonces como ministro de Fomento y en calidad de tal continuó siendo responsable de la reversión de la Concesión de Mares (*Revista Semana*, 1951: 7-11).²³

La reversión de la Concesión de Mares

A las doce de la noche del 25 de agosto de 1951 se formalizó la reversión de la Concesión de Mares. Las sirenas de los barcos y los establecimientos petroleros, los pitos de los buses y automóviles, indicaron a las doce en punto que el país recibía las grandes reservas. Al mismo tiempo, una orquesta empezó a tocar el himno nacional (*El Tiempo*, 1951, agosto: 1).

Acto seguido se leyó el Acta de Reversión de la Concesión, la cual fue firmada por el ministro de Fomento, Manuel Carvajal Sinisterra, por Edward Borrego, en representación de la Tropical Oil Co., por Juan José Turbay, en representación del Consejo Nacional de Petróleos y por Guillermo Pardo Venegas, en su calidad de jefe del Departamento Legal de la Tropical Oil Co. (Santiago, 1986: 111). Se acondicionó el Club Miramar de Barrancabermeja para la primera recepción a las 6:00 p. m. y asistieron numerosas personalidades civiles y militares (*El Tiempo*, 26 de agosto de 1951: 1).

Además de Manuel Carvajal Sinisterra, se hicieron presentes varios ministros del gabinete del presidente Gómez, entre ellos el de Educación, Rafael Azula Barrera; el de Higiene, Alonso Carvajal Peralta; y el de Agricultura, Alejandro Ángel Escobar, al igual que el presidente de la International Petroleum Co. de Toronto, señor L. P. Maier, y los directivos de la Tropical Oil Co., de la Andian National Corporation y de la Esso Colombiana S. A. Varios periodistas nacionales y extranjeros estuvieron en la ceremonia, entre otros, el subdirector de la revista *Semana*, Belisario Betancur Cuartas, José Salgar de *El Espectador*, y Alberto Galindo, exdirector de *El Liberal* (Santiago, 1986: 110-111).

De las palabras pronunciadas por el señor Maier para celebrar la reversión, hay que destacar las siguientes:

Hasta donde yo tengo conocimiento, esta es la primera vez, en la historia de la industria del petróleo, en que una importante propiedad, desarrollada por el capital privado bajo concesión, regresa al patrimonio de ese Estado en virtud de la expiración, estrictamente jurídica, del período especificado en el contrato. La reversión de la Concesión de Mares ha ocurrido de conformidad con los términos acordados, hace muchos años, entre representantes del Gobierno de Colombia y gentes provenientes del exterior, que comprometieron su capital y su esfuerzo para cumplir,

armónicamente, una vasta y difícil tarea. Este hecho, demuestra que esos términos de la Concesión de Mares han sido cumplidos por las partes. Y prueba que la comprensión y la buena voluntad lograron alcanzar, en estos treinta años, muchos beneficios para Colombia y para la compañía (Santiago, 1986: 112).²⁴

A su turno, el ministro Carvajal Sinisterra respondió:

Como muy acertadamente lo ha dicho el señor Maier, el acontecimiento que hoy celebramos es de trascendencia mundial. Distinta ha sido la suerte de contratos de explotación de petróleos en otros países. Un nacionalismo mal entendido, una sobreestimación de las capacidades para el manejo de una industria muy compleja, han causado conmociones internacionales y crisis políticas en otros hemisferios para lograr el mismo fin que Colombia ha obtenido cumpliendo estrictamente los compromisos adquiridos. En esta forma pacífica y jurídica se ha obtenido la incorporación al patrimonio nacional de esta gran riqueza petrolífera que en adelante será explotada por la naciente Empresa Colombiana de Petróleos.

Y más adelante añadió:

Las palabras del señor Maier y, más que sus palabras, la vinculación efectiva de su compañía al futuro de la concesión son una demostración clara de los beneficios que el trato justo y equitativo dado por Colombia a los inversionistas extranjeros se refleja en la confianza y en la fe que estos mismos inversionistas han depositado en el futuro de nuestro país. Puede decirse que la expiración del contrato de concesión con la Tropical Oil Co. marca solo la primera etapa en la vida de esta concesión [...]

La capacidad de la inteligencia y la destreza colombianas, probada en otros campos de actividad económica, va a demostrar de cuánto es capaz en la industria del petróleo dirigida y manejada como empresa nacional (Santiago, 1986: 110-113).

En la ceremonia también se firmó el Acta de Reversión del Oleoducto Barrancabermeja-Cantimplora (frente a Puerto Berrío sobre el río Magdalena). Cumplidos todos estos actos protocolarios, el ministro Carvajal, el señor Maier, Luis Emilio Sardi, Edward Borrego —gerente hasta ese momento de la Tropical Oil Co.— Guillermo Pardo Vanegas y Severiano Cadavid se reunieron con los trabajadores de la concesión en el Club Unión en El Centro para informarles de

los detalles cumplidos en el acto de reversión de la Concesión de Mares. Y después —no podía faltar— se inició el baile con una orquesta traída especialmente desde Bucaramanga para el evento (Santiago, 1986: 114).²⁵

El 26 de agosto a las seis de la mañana, Ecopetrol inició sus actividades de producción. El 30 de agosto, el ministro Carvajal entregó al Presidente de la República las actas de traspaso de la Concesión de Mares; en esta oportunidad, repitió ante el presidente Gómez lo excepcional que resultaba en el ámbito mundial la terminación amistosa de un contrato de concesión en la industria del petróleo y el orgullo que podía sentirse de que Colombia hubiera “cumplido los anhelos de nacionalización de esta importante explotación en forma amistosa mediante el cumplimiento de todos los compromisos” (Revista *Lámpara*, 1968: 5).

Desde la configuración de la ley que estableció la creación de Ecopetrol, se contempló la participación del sector privado. El Consejo Nacional de Petróleos y la Junta Promotora de la Ecopetrol buscaron con ímpetu la participación de empresarios foráneos y locales. Inicialmente, se tuvieron acercamientos con las empresas petroleras extranjeras y luego con los industriales nacionales. Las negativas por parte de los potenciales inversionistas llevaron a que se nacionalizara la principal explotación del país y a que se negociara un contrato con la International Petroleum Co. para superar las restricciones tecnológicas, de capital humano capacitado y de crédito del Gobierno nacional.

A manera de conclusión

Laureano Gómez se separó de la presidencia a principios de 1952 y Roberto Urdaneta Arbeláez asumió como designado encargado de la Presidencia de la República; el ministro Carvajal renunció a su cargo y regresó a Cali; y lo propio hizo el gerente de la recién constituida Empresa Colombiana de Petróleos, Luis Emilio Sardi, el 21 de abril de 1952.

La empresa estaba operando los campos y las instalaciones recibidas de la Tropical Oil Co., y en el presupuesto del año se había previsto la realización de un programa de inversiones para sostener la producción en 37 mil barriles diarios de petróleo. Ya se había firmado, además, el contrato con la Foster Wheeler Corporation para modernizar y ensanchar la refinería de Barrancabermeja, proyecto que terminó en 1954, sin que para ese momento fuera posible abastecer con ella la totalidad del consumo

Páginas 93, 94, 95, 97 y 99: reseña de la reversión en diferentes periódicos y revistas: El Espectador, la revista Semana y El Tiempo. Museo del Petróleo, Barrancabermeja, agosto de 1951.

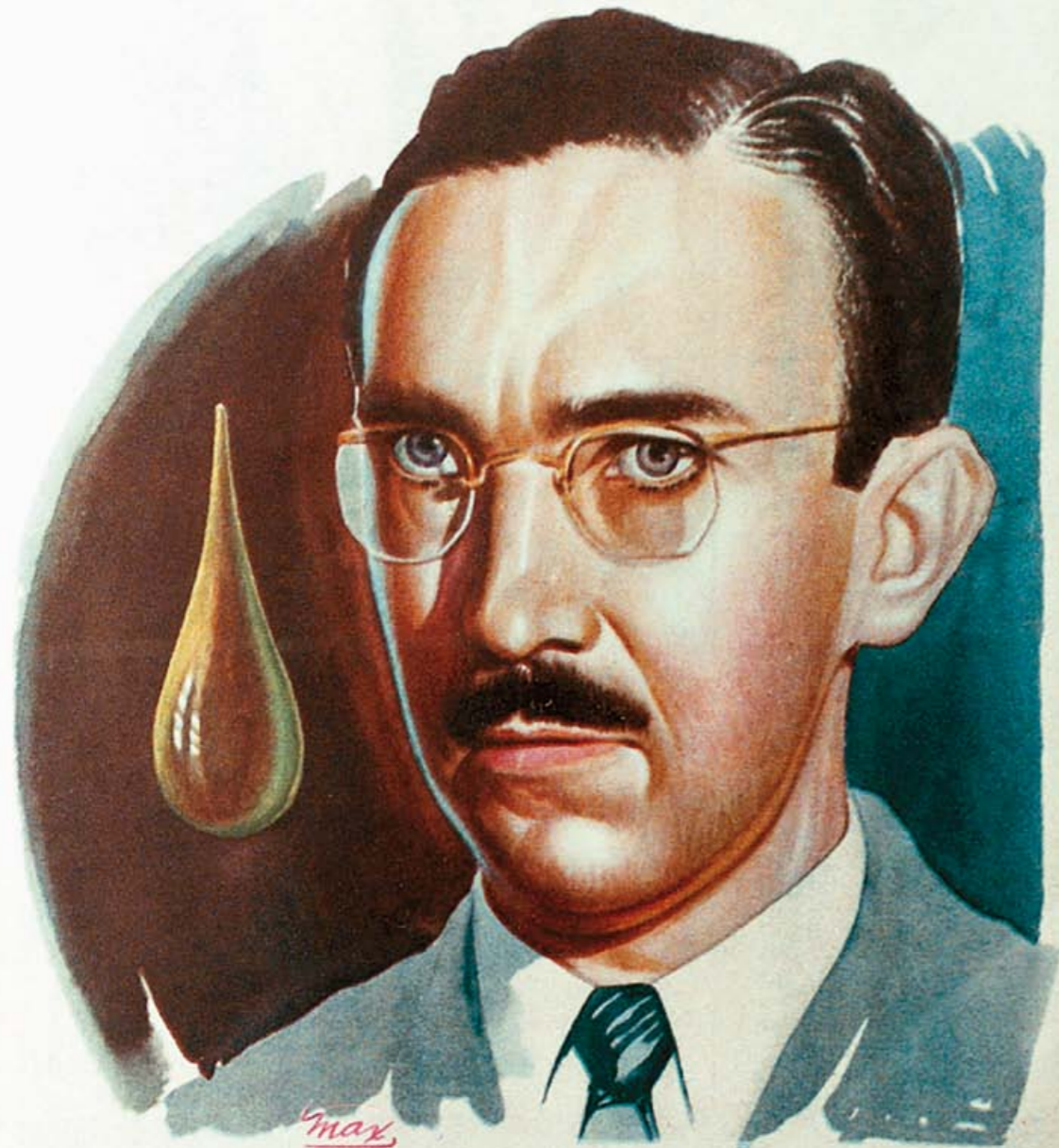
24. El señor Maier también reconoció los servicios prestados por el personal técnico vinculado a la compañía y dijo: “Quiero expresar a la Gerencia de la Empresa Colombiana de Petróleos que uno de los activos más valiosos que en estos instantes va a recibir, está constituido por la capacidad y las habilidades de esos técnicos y trabajadores. A los técnicos y trabajadores mismos quiero reiterarles nuestra gratitud, y desearles el más franco de los éxitos en los años venideros” (Santiago, 1986: 112).

25. Según Vega et ál. (2009), fue “sintomático que mientras los funcionarios de la Tropical Oil Co., que habían desagrado durante 35 años el patrimonio energético del país, celebraban junto con la administración laureanista, en el Club Internacional de El Centro —un lugar exclusivo de los estadounidenses, y con un claro sabor de élite—, los empleados medios de la Tropical estuvieron en el Club Unión, cantando el himno nacional, y la población humilde del puerto, entre ellos los obreros, soportaban la represión chulavita en carne propia” (Vega et ál., 2009: 344).

semana del 25 de Agosto de 1951

semana

UNA REVISTA DE HECHOS Y GENTES DE COLOMBIA Y DEL MUNDO



MAX HENRIQUEZ
LUIS E. SARDI, GERENTE DE LA COLOMBIANA DE PETROLEOS
Hacia la independencia económica. (VEASE LA NACION)

VOLUMEN X - No. 233 TARIFA POSTAL REDUCIDA - LIC. 1988

semana del 14 de Abril de 1951

semana

UNA REVISTA DE HECHOS Y GENTES DE COLOMBIA Y DEL MUNDO



MAX HENRIQUEZ
EL MINISTRO CARVAJAL SINISTERRA
La acción intrépida en la economía.

VOLUMEN X - No. 234 TARIFA POSTAL REDUCIDA - LIC. 1988 PRECIO: \$ 0.50 EN TODO EL PAIS

nacional de combustibles. Dentro de los planes de inversión, se incluía la extensión de los oleoductos para abaratar el transporte de los combustibles a las distintas ciudades y zonas del país, y se le habían repartido dividendos a la Nación con base en utilidades de \$15'202.126 en el ejercicio de 1951, después de apropiarse reservas para los fondos contemplados en los estatutos (*Revista del Petróleo*, 1952b: 5-7). Aunque el sector privado no estuvo dispuesto a participar en la nueva compañía, y la Unión Sindical Obrera era realmente la principal entidad interesada en la estatización, hubo utilidades importantes.

Los temas petroleros que habían ocupado la atención de los dirigentes colombianos por 30 años cambiaron de naturaleza. Pronto se planteó la necesidad de una segunda refinería por localizarse en la Costa Caribe, proyecto que nuevamente generó una polémica interesante por cuanto el Informe de la Misión del Banco Mundial había sido enfático en rechazar la justificación de esta inversión, en razón de la escasez de reservas de petróleo en el país (*Revista del Petróleo*, 1950d: 7). Sin embargo la Intercol, la compañía que tenía a su cargo la expansión de la refinería de Barrancabermeja y su operación hasta 1961, propuso al Gobierno el montaje de una refinería en Mamonal, en la Bahía de Cartagena, en un lote adyacente al terminal del oleoducto de la Andian National Corporation, sin la participación de la Empresa Colombiana de Petróleos. Este proyecto se llevó a cabo entre 1955 y 1957, con un costo total de us \$33 millones (Ripoll et al., 2001: 56-57).

La creación de la Empresa Colombiana de Petróleos —que los colombianos han conocido a lo largo de sesenta años como Ecopetrol— y la reversión de la Concesión de Mares fueron eventos trascendentales en la historia económica, institucional, jurídica y política del país. Muestran la forma en que un grupo de dirigentes colombianos actuó para resolver un contrato de concesión entre el Estado y la subsidiaria de una corporación extranjera, enfrentando los diversos intereses, nacionales e internacionales, evaluando los diferentes escenarios posibles de la reversión en forma pragmática y en un ambiente político y social especialmente

complejo, como fue el de Colombia a mediados del siglo xx; dejando de lado elementos ideológicos y partidistas para crear a Ecopetrol como una compañía estatal, de carácter mixto, con multinacionales y con el sector privado local; después del rechazo de las multinacionales y de la retirada de los empresarios locales, el gobierno de Laureano Gómez decidió que fuera una compañía con capital totalmente público y firmó un contrato de operación, por varios años, con la International Petroleum. Mientras en otros países de la región la creación de empresas estatales fue políticamente agitada, polarizada, y significó la disminución de la inversión de Estados Unidos en el sector, en Colombia fue comparativamente más moderada y la inversión incluso se incrementó (ver gráfico 3, pág 68). Para la década de los sesenta, Colombia era el segundo país que más recibía recursos norteamericanos en el sector petrolero (Tarasov, 1985: 42).

La creación de la estatal petrolera se logró sin enfrentamientos. La International Petroleum siguió con la operación de la refinería de Barrancabermeja por diez años y logró un contrato muy beneficioso sin los riesgos operativos que tenía con la concesión e incluso, en la actualidad, operan en Colombia tanto en el negocio de distribución de combustibles bajo la Esso Colombiana S. A., así como en la actividad exploratoria en búsqueda de petróleo, como Exxon. Por otro lado, el Estado recibió dividendos en 1951 y los trabajadores de la USO continuaron siendo un pilar importante de la compañía.

La solución satisfizo, de cierta forma, intereses locales y extranjeros, y fue vista como transitoria por la ley que dio origen a Ecopetrol, por cuanto claramente se estipuló que esta podría transformarse en una sociedad anónima con participación de capital privado nacional y extranjero, cuando se dieran las condiciones para convertirla en una empresa de economía mixta. Esas circunstancias se presentaron y se aprovecharon a principios del siglo XXI; por eso, Ecopetrol llega a sus sesenta años renovada, con un capital mixto y con una nueva cara ante Colombia y el mundo.

La Reversión de la Concesión de Mares

La Empresa de Petróleos
UNA RECUPERACION NACIONAL

El Consejo de Petróleos fue un Factor Decisivo en la Reversión
El Congreso de 1948 interpretó el esfuerzo de varias ciudades... Las industrias no aceptaron el plato de los hechos de... Una entidad de cien millones de pesos y sus posibilidades.



Doctor Gabriel Castro Ariza, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor Juan José Toranzo, miembro del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor José Benavente Gudiño, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor Manuel Camacho Salazar, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor Rafael C. Borrero, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor Luis Emilio Soto, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor Luis Emilio Soto, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor Luis Emilio Soto, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor Luis Emilio Soto, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor Luis Emilio Soto, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor Luis Emilio Soto, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor Luis Emilio Soto, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor Luis Emilio Soto, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor Luis Emilio Soto, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



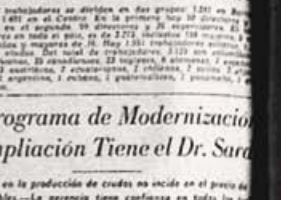
Doctor Luis Emilio Soto, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor Luis Emilio Soto, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor Luis Emilio Soto, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor Luis Emilio Soto, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor Luis Emilio Soto, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.



Doctor Luis Emilio Soto, ex- presidente del Consejo de Petróleos, quien presidió la Comisión de Reversión de la Concesión de Mares.

403.371.602 Barriles Produjo la Concesión de Mares en 29 Años

En esta concesión se han producido 403.371.602 barriles de petróleo, lo que equivale a 10 años de producción para el país. Este hecho demuestra la importancia de la explotación petrolera en Colombia y el mundo.

Abstención
En la reunión de los señores...
TRATAMIENTO SINTOMÁTICO ASMÁTICOS EN LOS ACCESOS
Alivia Inmediata con Aspirin al Puro de Himrod
HIMROD
Nuestra 80ª Año

La Concesión Tiene Hoy 3.273 Servidores y Principio con 215

El costo de vida en la concesión es el de 1.938

Un Programa de Modernización y Ampliación Tiene el Dr. Soto

El aumento en la producción de crudo no se da en el precio de los combustibles...

El costo de vida en la concesión es el de 1.938. Esto significa que los precios de los bienes y servicios dentro de la concesión son equivalentes a los de hace unos años. El programa de modernización y ampliación tiene el Dr. Soto...

El aumento en la producción de crudo no se da en el precio de los combustibles. La garantía tiene confianza en todos los países y está por sus condiciones económicas...



Plantación de la concesión de 'El Centro' puede ser el primer paso en el grupo de zonas de petróleo de reciente explotación, realizada por el Dr. Soto.

Bibliografía

Fuentes primarias

- Archivo General de la Nación.** 1948. *Presidencia de la República, Secretaría General.* Caja 270, Carpeta 12. Bogotá.
- Archivo del Ministerio de Minas y Energía.** Ley 31 de 1946. Bogotá.
- Archivo del Ministerio de Minas y Energía,** Consejo Nacional de Petróleos, Actas 1949-1950. Bogotá.
- Boletín de Minas y Petróleos.** 1943. 146. Talleres Gráficos Al Día. Bogotá.
- Boletín de Minas y Petróleos.** 1945. 150. Talleres Gráficos Al Día. Bogotá.
- Boletín de Minas y Petróleos.** 1950a. Marzo. 153. Litografía y Editorial "Cahur". Bogotá.
- Boletín de Minas y Petróleos.** 1950b. Agosto. 154. Imprenta Nacional. Bogotá.
- Boletín de Minas y Petróleos.** 1952a. 12. Impreso en Minfomento. Bogotá
- Boletín de Minas y Petróleos.** 1952b. 154. Imprenta Nacional. Bogotá
- Braden, S.** 1971. *Diplomats and Demagogues- The memoirs of Spruille Braden.* Arlington House. Nueva York.
- El Tiempo.** 1951. 13 de enero. "El Ministro Carvajal S. Habla Sobre el Valor del Acuerdo con la Internacional".
- Entrevista con Enrique Andrade,** expresidente de la ESSO en Colombia. 2011. 22 de febrero. Bogotá.
- Entrevista con María Eugenia Carvajal,** hija de Manuel Carvajal. 2011. 17 de febrero. Cali.
- Entrevista con Alfredo Carvajal,** hermano de Manuel Carvajal. 2011. 17 de febrero. Cali.
- Gómez, L.** 1981. *Obras selectas, primera parte.* Cámara de Representantes. Bogotá.
- Ministerio de Minas y Energía.** 1986. *Código de Petróleos y Recopilación de las Normas que lo Adicionan.* Ministerio de Minas y Energía. Bogotá.
- Revista Lámpara.** 1968. 7(58). "Entrevista a Manuel Carvajal". International Petroleum Limited (Colombia), Intercol. Bogotá.
- Revista del Petróleo.** 1950a. 1. Marzo.
- Revista del Petróleo.** 1950b. 2. Mayo.
- Revista del Petróleo.** 1950c. 3. Junio.
- Revista del Petróleo.** 1950d. 5. Agosto.
- Revista del Petróleo.** 1952a. 15. Enero.

- Revista del Petróleo.** 1952b. 16. Febrero.
- Revista del Petróleo.** 1952c. 18. Mayo.

Fuentes secundarias

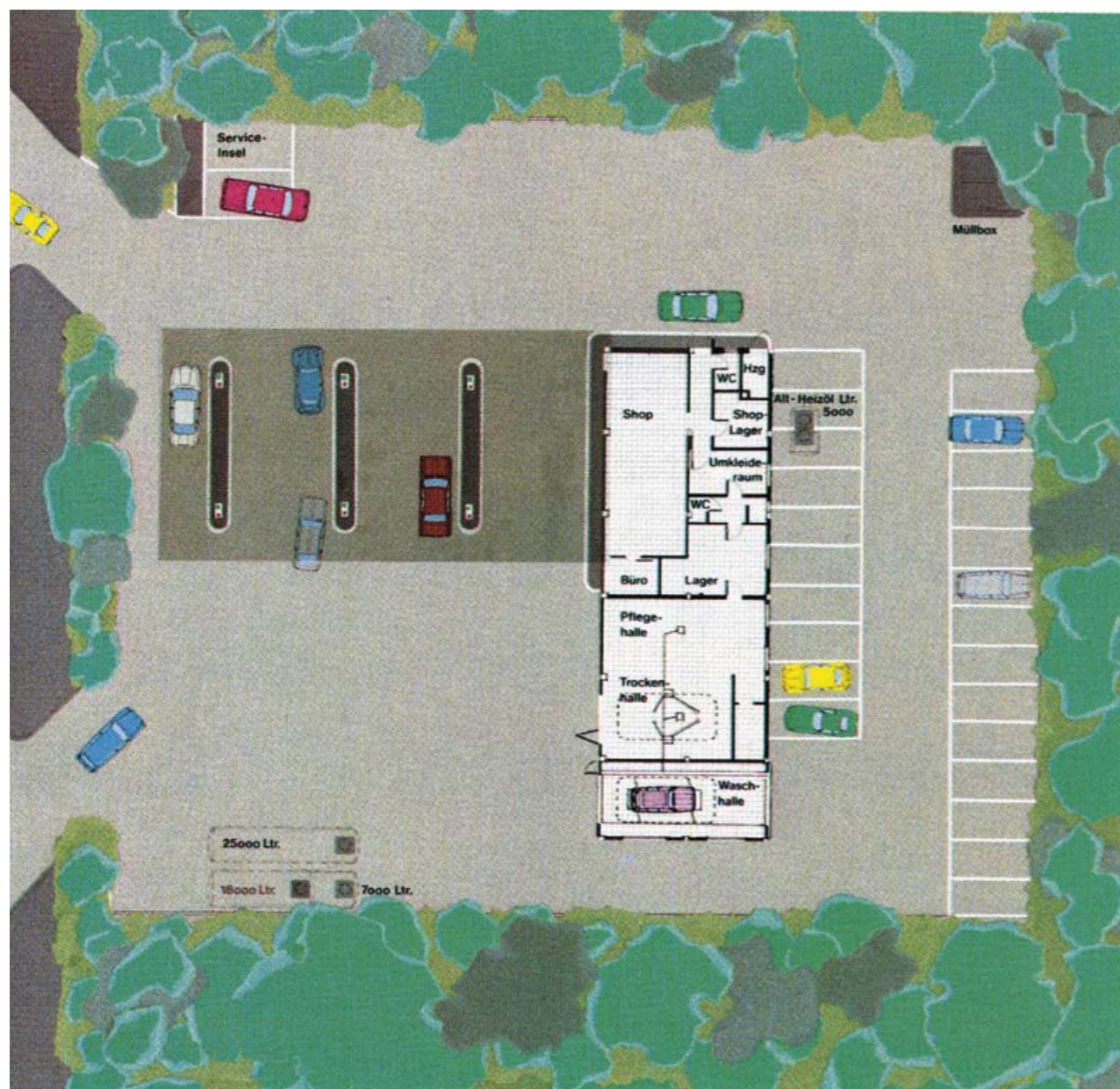
- Angarita, M.** 1953. *Economía e industria del petróleo en Colombia.* Imprenta del Comando General de las Fuerzas Militares. Bogotá.
- Benavides, J.** 2011. "Los presidentes de Ecopetrol". Capítulo 3 en el presente libro.
- Bucheli, M.** 2010. "Major trends in the historiography of the Latin American Oil Industry". *Business History Review* 84. Boston.
- Dávila, C.** 1991. *Historia empresarial de Colombia: Estudios, problemas y perspectivas.* Monografías, No, 20, Facultad de Administración, Universidad de los Andes. Bogotá.
- De la Pedraja, R.** 1993. *Petróleo, electricidad, carbón y política en Colombia.* El Áncora Editores. Bogotá.
- Del Hierro, C.** 1995. *Del Hierro, un forjador de historia.* Cargraphics S. A. Bogotá.
- El Tiempo.** 1951. 26 de agosto. "Más de 140 millones de barriles recibió ayer el Estado".
- Montaña, D.** 1976. *Patriotismo Burgués-Nacionalismo Proletario.* Ediciones La Chispa. Bogotá.
- Murray, P.** 1995. "Know-how and Nationalism: Colombia's first Geological and Petroleum Experts c, 1940-1970". *The Americas* 52(2). Academy of American Franciscan History. Washington.
- Normanoticias.** 1990. 50. Diciembre. "Don Manuel Carvajal y la creación de Ecopetrol: una actuación histórica".
- Ospina Racines, E.** 1947. *La economía del petróleo en Colombia.* CEDE. Bogotá.
- Philip, G.** 1982. *Oil and politics in Latin America.* Cambridge University Press. Cambridge.
- Philip, G.** 1994. *The political economy of international oil.* Edinburgh University Press. Edimburgo.
- Revista Semana.** 1951. 14 de abril. "Fomento: cartera grande". Bogotá.
- Ripoll, M. T.** et ál. 2001. *Desarrollo industrial y cultura empresarial en Cartagena: La Andian National Corporation y la Refinería de Mamonal, 1920-2000,* Fundación Universidad de Bogotá Jorge Tadeo Lozano. Bogotá.
- Sáenz, E.** 2002. *Colombia años 50: Industriales, política y diplomacia.* Universidad Nacional de Colombia. Bogotá.

- Santiago, M. Á.** 1986. *Crónica de la Concesión de Mares.* Empresa Colombiana de Petróleos. Bogotá.
- Tanzer, M.** 1969. *The political economy of international oil and the underdeveloped countries.* Beacon Press. Boston.
- Tarasov, K.** 1985. "Expansión de las corporaciones trasnacionales". En Academia de Ciencias de la URSS (ed.). *América Latina: petróleo y política.* Academia de Ciencias de la URSS. Moscú.
- Urrutia, M.** 2011. "El reto de las relaciones industriales en Ecopetrol. Capítulo 6 en el presente libro.

- Vega, R.** et ál. 2009. *Petróleo y protesta obrera: La uso y los trabajadores petroleros en Colombia. Tomo 1: En tiempos de la Tropical.* Corporación Aury Sará Marrugo. Bogotá.
- Velásquez, L. G.** 2000. *Bienes.* 8ª ed. Temis. Bogotá.
- Villegas, J.** 1976. *Petróleo colombiano ganancia gringa.* Ediciones Peñaloza y Cía. Ltda. Bogotá.

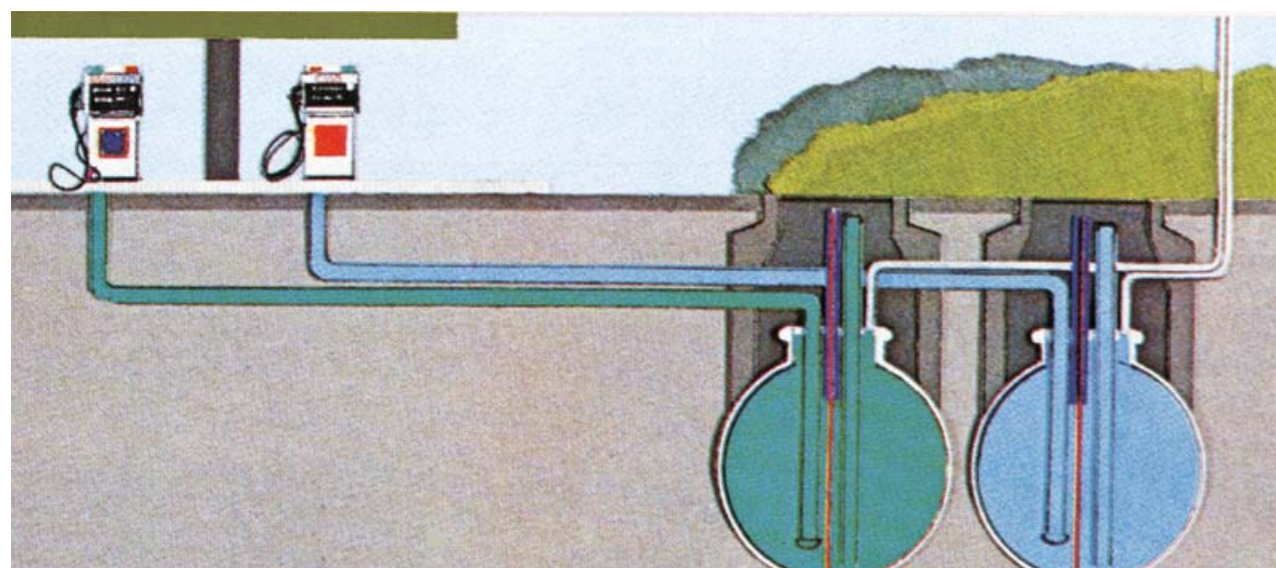






Páginas 100-101: vista general de la refinería de Barrancabermeja en 1995.

Ilustración de J. Patzschke, 1981. Revista Lámpara.



Capítulo 3. LOS PRESIDENTES DE ECOPETROL

Juan Benavides¹

Profesor Asociado de la Facultad de Administración,
Universidad de los Andes.

Introducción

Este capítulo presenta testimonios, en su mayoría autobiográficos, y reseñas sobre la obra de los presidentes de Ecopetrol dentro del contexto de las oportunidades y restricciones institucionales, fiscales y políticas del país, así como de las condiciones del negocio y de las ideologías en boga. También discute las relaciones entre los nombramientos y el ciclo político y, cuando la información lo permite, los estilos gerenciales y eventos que ilustran la complejidad de los asuntos enfrentados.

Ecopetrol ha tenido 22 presidentes en 60 años de existencia. Los 21 presidentes que la empresa tuvo hasta 2007 estuvieron a cargo de gestionar el recurso y dictar su política dentro de los parámetros de la política fiscal y macroeconómica de su momento: generación de ingresos fiscales y autoabastecimiento. Ecopetrol nació para recibir las reversiones de unas concesiones antiguas; no por decisión estratégica sobre la explotación del recurso. Inició su vida empresarial con unos niveles de reservas y producción dentro de la escena mundial que no eran notables, pero que fueron suficientes para convertirla en la primera empresa (por activos y otros indicadores financieros) de un país no petrolero, poco industrializado y con una baja y distorsionada tributación.

Colombia no cayó en una espiral negativa de la depredación e inestabilidad social y política que pueden generar las pugnas redistributivas entre regiones o

intereses especiales. El ingreso petrolero no ha causado fractura del poder central del Estado ni ha desatado guerras civiles, como tiende a suceder en otras latitudes en proporción al peso de las exportaciones de los recursos naturales dentro del producto interno bruto (PIB) (fenómeno discutido por Paul Collier, 2003). A pesar de que la institucionalidad del país no sobresale en todos sus componentes, como es previsible en un país con un largo y complejo conflicto armado, el país preservó nichos de excelencia en el nivel central del Gobierno. Ecopetrol, Planeación Nacional y los Ministerios de Hacienda y de Minas y Energía (de Minas y Petróleos) han sido entidades dirigidas tradicionalmente por élites técnicas que interactuaban frecuentemente, y que la mayor parte de tiempo moderaron el alcance de las aspiraciones redistributivas del Gobierno central, las regiones y otros actores interesados, legales o ilegales.

Reflejando este arreglo, se observa como *primera regularidad* que los presidentes de Ecopetrol han pertenecido en general a una élite proveniente de tres canteras que no se excluyen y que a veces coinciden en una misma persona: 1) ingenieros que ascendieron dentro de la jerarquía empresarial y culminaron su carrera profesional como presidentes; 2) técnicos con experiencia en la conducción de otras entidades del sector público; 3) empresarios con “vocación de servicio público”. La mayoría de los presidentes se han graduado en ingeniería, economía o administración y realizaron estudios en el exterior. Muchos de ellos han ocupado, antes

1. El autor agradece a Martha Sofía Serrano por agendar y participar en las entrevistas con los presidentes, y su consejo permanente. A Manuel Pinilla por su asistencia y recursividad para hallar y condensar información. A Miguel Ángel Santiago por aportar su archivo personal. A Natalia Vega y Hernando Zerda por su apoyo continuo. Astrid Martínez y Carlos Dávila hicieron observaciones que mejoraron la calidad del producto final.

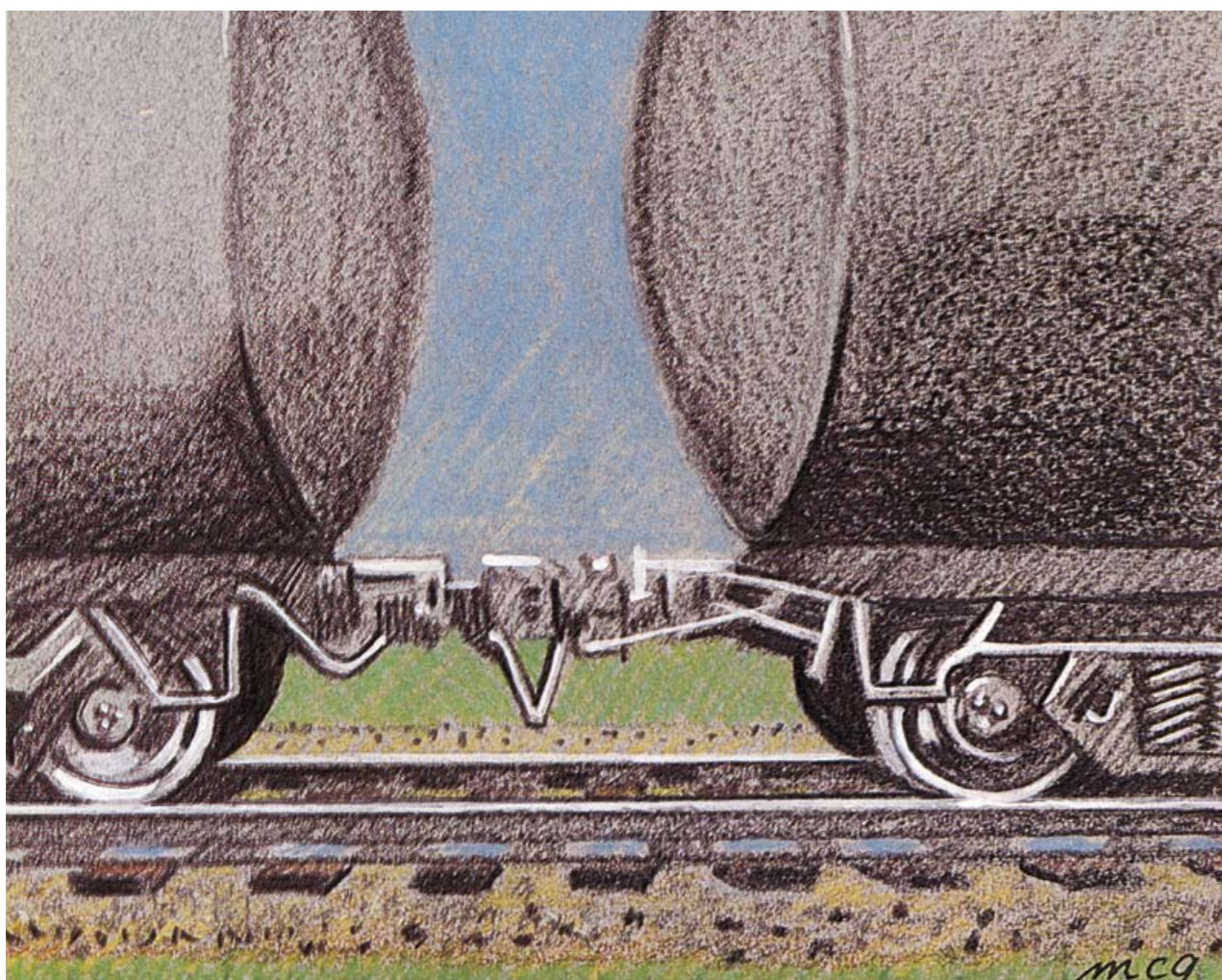


Ilustración de María Clara Gómez, 1987. Revista Lámpara.

o después de ser presidentes de la empresa, cargos de dirección empresarial y en el sector público.

La continuidad de capital humano en la dirección de la empresa ayudó a que el “aprendizaje mientras se trabaja” avanzara dentro de las restricciones de no poder crecer y transformarse en una empresa competitiva de carácter global. Diez años después de la reversión de la Concesión de Mares, la empresa disponía de las habilidades para manejar el negocio de refinación. Posteriormente, Ecopetrol incursionó en los negocios de gas natural, distribución de líquidos y, después de los hallazgos de Caño Limón, Cusiana y Cupiagua, en la comercialización internacional.

Esto no implica que la empresa estuviera aislada del ciclo político: en Colombia, como en cualquier país del mundo, a los puestos de mando del Estado no llegan técnicos que no estén relacionados de alguna manera personal o partidaria con el Presidente de la República o con personalidades decisivas de la coalición de Gobierno. Se preservó un estilo meritocrático (originado en parte en el estilo de las compañías que

gestionaban las Concesiones de Mares y Barco). El nivel de injerencia de la política regional fue moderado por tener una junta directiva con control del Gobierno central y sin poder de veto del poder legislativo. Los presidentes de la empresa fueron conservadores desde su fundación hasta la llegada de Mario Galán Gómez (liberal), quien, durante el período del Frente Nacional, estuvo más tiempo como presidente durante mandatos conservadores. En adelante, las filiaciones políticas de los Presidentes de la República coinciden con las de los presidentes, salvo Javier Gutiérrez, que se puede considerar como desafiado de la política partidaria, ya que llega de largos años como servidor público en Interconexión Eléctrica S. A, ISA. Desde 1974, han ocurrido traslapes de período presidencial en Ecopetrol con período presidencial del país en los casos de Andrés Restrepo, Juan María Rendón y Javier Gutiérrez.

El papel de los recursos fiscales y en la vida nacional hacía de Ecopetrol un instrumento clave en el manejo del poder político. Las empresas petroleras, con los

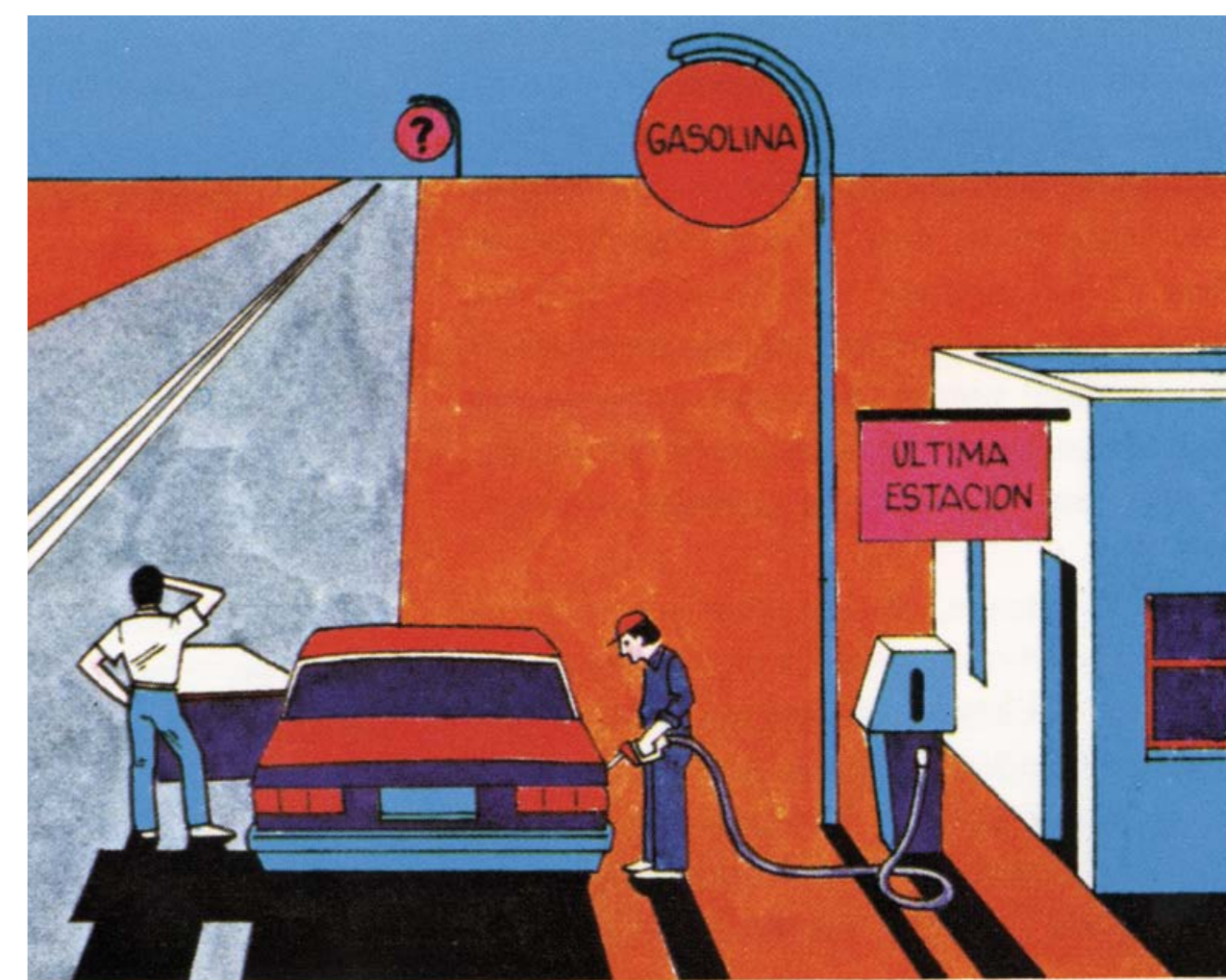


Ilustración de Guy Billout, 1981. Revista Lámpara.

problemas propios de cualquier jerarquía administrativa, tienden a desempeñarse reflejando el juego de intereses, que incluye la burocracia establecida. Las firmas estatales y las firmas sujetas al régimen podrían diferenciarse por el horizonte temporal de sus decisiones (Hartley y Medlock III, 2008). Normalmente, las firmas estatales tienen un horizonte más corto que las privadas. El valor del dinero para los gobernantes tiene una alta tasa de descuento, pues deben mostrar resultados dentro de su período de mandato. Los Gobiernos pueden usar los rendimientos de las empresas petroleras estatales con diferentes fines de política pública, a costa de la rentabilidad y la expansión de la empresa petrolera (Wolf, 2009).

Las presiones redistributivas pueden llevar a una empresa petrolera estatal a su colapso o a ahogar a otros operadores con exigencias mayores de *government take*. Ecopetrol puede haber bordeado esta frontera porque las reformas del Estado de 1968 y la reforma constitucional de 1991 aumentaron los derechos de la población sin aumentos sustanciales del régimen tributario.

La duración de los presidentes de la empresa en su cargo se convierte en una medida de los intereses de control de la firma. La *segunda regularidad* encontrada es que la duración más frecuente de un presidente en su cargo antes de 2003, año del cambio de gobierno corporativo, fue de dos años; y cinco presidentes tuvieron períodos de un año o inferiores a un año (períodos muy breves). Las duraciones más largas estuvieron asociadas a la coincidencia de afinidades con el o los Presidente(s) de la República y la junta directiva, así como con el encargo de la definición o consolidación de grandes decisiones o procesos. Los ejemplos más claros son: 1) el período de Mario Galán (once años, durante los gobiernos de Guillermo León Valencia, Carlos Lleras y Misael Pastrana), durante el cual se produjeron grandes reestructuraciones internas y la empresa se extendió en cobertura regional y de negocios, más allá de las regiones tradicionalmente petroleras de Santander y Norte de Santander; 2) el período de Juan Francisco Villarreal (cuatro años, durante el gobierno de Alfonso López Michelsen), quien tuvo a

cargo la revisión e implantación del contrato de asociación como respuesta al efecto de los altos precios sobre la balanza comercial del país, dado que Colombia había pasado a ser importador; 3) el período de Andrés Restrepo (cuatro años compartidos entre los gobiernos de Virgilio Barco y César Gaviria), durante el cual se profundizó la comercialización internacional de los crudos de Caño Limón, Cusiana y Cupiagua; 4) el período de Isaac Yanovich (cinco años, durante la primera presidencia de Álvaro Uribe y el comienzo de su segunda administración), quien lideró la reforma sectorial que dio origen a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) como regulador del sector; 5) el período de Javier Gutiérrez (cuatro años hasta el momento, con posterioridad a Isaac Yanovich), durante los tres últimos años de la segunda administración de Álvaro Uribe, líder de la transformación de Ecopetrol en empresa listada mediante el proceso de capitalización.

Otra manera de examinar la relación de los nombramientos con el ciclo político es a través de la proporción de presidentes nacidos en Santander o que alcanzaron posiciones de liderazgo dentro de la empresa. Estos nombramientos reflejan la forma en que el poder central negoció las aspiraciones de la región de origen de la empresa. La *tercera regularidad* encontrada es que la mayoría de los presidentes de Ecopetrol han sido santandereanos (8 de 22) y han dirigido la empresa por un total de 27 años, casi la mitad de la vida de Ecopetrol hasta 2011. Francisco Puyana (entre 1953 y 1957, durante la presidencia de Gustavo Rojas Pinilla y la Junta Militar de Gobierno) había ocupado, antes de su nombramiento en Ecopetrol, cargos en el primer nivel del sector público: fue nombrado ministro de Agricultura y Comercio en 1938 y ministro de Minas en 1942. Samuel Arango (entre 1960 y 1963, al final de la Junta Militar de Gobierno y la primera parte de la administración de Guillermo León Valencia) había sido ministro de Justicia y Gobernador de Santander. Mario Galán había desempeñado un papel en la vida regional (incluyendo la creación de la Universidad Industrial de Santander en 1948) y la vida nacional (entre otros cargos, Vicecontralor General de la República). Juan Francisco Villarreal (entre 1974 y 1978, durante el gobierno de Alfonso López Michelsen) había sido ejecutivo de la Texas Petroleum Company y Rector de la Universidad Industrial de Santander. Ernesto Suárez (en 1979, durante la administración de Julio César Turbay) había sido senador por Santander. Los tres más recientes presidentes de origen santandereano: Álvaro Barrera (entre 1979 y 1980, durante



Ilustración de Felipe Valencia, 1985. Revista Lámpara.

la administración de Julio César Turbay); Francisco Chona (entre 1986 y 1988, durante la administración de Virgilio Barco) y Enrique Amorcho (desde finales de 1997 hasta mediados de 1998, durante la administración de Ernesto Samper) son ingenieros que hicieron su carrera dentro de la empresa. El presidente Álvaro Barrera había sido también viceministro de Educación en el gobierno de Carlos Lleras.

La *cuarta regularidad* surge de examinar la otra cara de la moneda del arreglo fiscal del que formó parte Ecopetrol: la imposibilidad de reinvertir la totalidad de sus excedentes. La calidad de los presidentes y su visión empresarial tocó un techo por las restricciones encontradas. El ambiente político hostil hacia las petroleras extranjeras y la presión por aumentar el porcentaje de rentas para el Gobierno en los contratos de asociación, actuaron como freno del crecimiento de la compañía. Los presidentes de Ecopetrol antes de 2003 debieron dedicar grandes esfuerzos a preservar la funcionalidad de la compañía y garantizar el abastecimiento. La baja tributación, las huelgas y confrontaciones con el sindicato, la voladura de oleoductos y la opinión pública

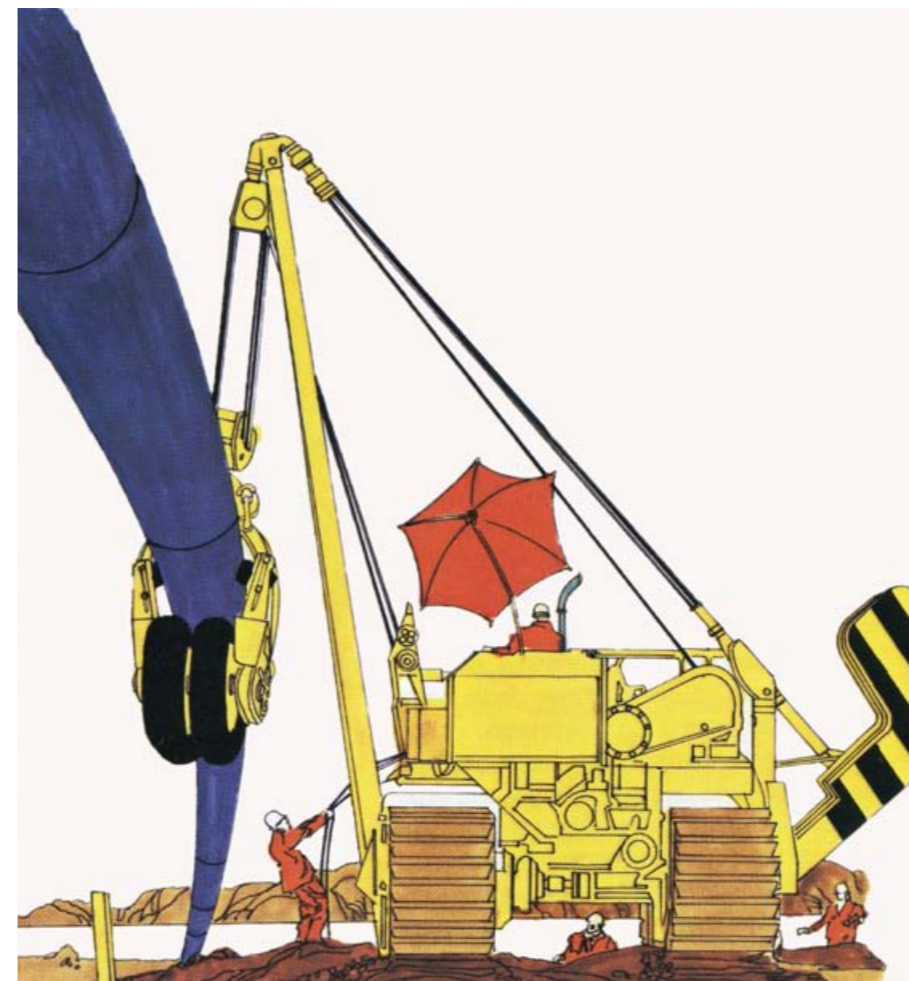


Ilustración de Felipe Valencia, 1987. Revista Lámpara.

con un sesgo nacionalista son el marco de referencia en el que la empresa, después de 1974, endureció las condiciones de los contratos de asociación.² Los precios altos del crudo mitigaban en parte estas condiciones y el país logró la autosuficiencia con Caño Limón, Cusiana y Cupiagua, pero luego, la competencia con los sistemas fiscales ofrecidos por otros países de la región y los precios bajos desalentaron la exploración por parte de las compañías privadas.

A juicio del autor, la historia de Ecopetrol tiene tres grandes hitos, excluyendo su fundación. El primero es la discusión sobre su conversión y consolidación como empresa integrada durante la presidencia de Mario Galán, la más extensa de la historia de Ecopetrol. El segundo es la eliminación de los contratos de concesión y migración hacia los contratos de asociación, al comienzo de la administración de López Michelsen. El tercero es la reforma que traslada la gestión de las reservas a la ANH, que retoma los contratos de concesión, y la posterior salida de Ecopetrol de las cuentas fiscales, que eliminó sus conflictos de interés previos, y permite que la empresa esté listada en bolsas internacionales y

2. Otra lectura posible es que el contrato de asociación permitió la inversión extranjera cuando otros países estaban nacionalizando las empresas petroleras (Astrid Martínez en comunicación al autor, 23 de marzo de 2011).

funcione como una corporación. Estos hitos reflejan posiciones distintas de política pública, que se vuelven decisiones de manera reactiva ante la abundancia o escasez de los ingresos por exportaciones.

El primer hito coincidió con la necesidad de dotar de agenda a una empresa que acababa de recibir los activos de refinación, después de una década de administración de las concesiones revertidas. Una pregunta-reto del momento era si Ecopetrol podría gestionar por su propia cuenta todas las actividades necesarias para llevar combustibles y productos refinados a todo el territorio nacional. Bajo la presidencia de Mario Galán, Ecopetrol se esforzó en demostrar la capacidad de convertirse en una empresa estandarte, integrada, desarrollada con talento colombiano; este enfoque sería criticado al llegar el presidente López Michelsen, sobre la base del descuido del aumento de reservas y del tamaño reducido del mercado interno para lograr costos competitivos en petroquímica.

Este choque de visiones ejemplifica la ausencia de una visión unificada a largo plazo en la élite del país sobre el papel de los recursos naturales en el desarrollo y la creación de ventajas competitivas. Desde el punto de vista de la dotación y condiciones de partida, hay razón para desestimar la inversión indiscriminada en sectores en los que no hay condiciones favorables de demanda interna, localización, tradiciones técnicas u oportunidades atractivas que surgen por los cambios de la economía mundial. Por otra parte, el aprendizaje “dentro de la frontera”, poniéndose al día en tecnologías descubiertas en otras latitudes y formando destrezas en el proceso, tiene sentido cuando se tiene definido un destino a largo plazo y una visión internacional de los negocios. Los esfuerzos por expandir a Ecopetrol en todos sus frentes no eran consistentes en ese momento con el papel de la empresa como proveedora de recursos fiscales y la concepción de esta en los mercados internacionales como exportadora de excedentes de bienes básicos.

El cambio de enfoque hacia la concentración en la búsqueda de reservas tenía entonces sentido desde el punto de vista estrictamente fiscal, pero no de transformación de los recursos en capital productivo. Es posible que en algunas decisiones de Mario Galán hubiera prevalecido la voluntad nacionalista y el efecto de demostración sobre el análisis económico. El enfoque de empresa integrada hubiera prosperado liberándola de su carácter fiscal, teniendo una visión internacional amplia y favorable a la inversión extranjera y una actitud de país diferente en cuanto



Ilustración de Eduardo Méndez, 1983. Revista Lámpara.

al papel de la ciencia y la tecnología. Estas condiciones no se daban en su momento y primó el pragmatismo originado en la economía política del uso del recurso por tres décadas, usando el contrato de asociación, que era el instrumento natural a la ideología nacionalista en boga.

De todas formas, hasta 2007 Ecopetrol logró funcionar dentro las presiones fiscales y redistributivas, construyendo y preservando la opción de crecer, que no tenía la posibilidad de ejercer. Con la separación de las funciones de gestión del recurso (Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH]) y la transformación de Ecopetrol en una compañía sujeta a prácticas de gobierno corporativo, los presidentes de la empresa tienen ahora el mandato de liderar la generación de valor para sus accionistas, incluyendo al Estado; Ecopetrol ya no es parte de las cuentas fiscales del país. Desde 2003, la empresa ha tenido dos presidentes que se destacan por antecedentes en gestión empresarial moderna: Isaac Yanovich, líder de la transformación institucional junto al ministro Luis Ernesto Mejía, y Javier Gutiérrez (cuatro años hasta la fecha, desde 2007). Estas duraciones son consistentes con la estabilidad requerida para gestionar la transformación de la empresa en un mundo globalizado.

Para desarrollar este capítulo se decidió usar el método de entrevistar directamente a los presidentes vivos. En el caso de los presidentes fallecidos, se entrevistó a familiares cercanos o se revisaron las

actas de la junta directiva de la empresa y documentos del archivo de Miguel Ángel Santiago. Las entrevistas constaron de cuatro partes (contexto y retos; logros; origen y trayectoria). Los testimonios resumidos a continuación reflejan las opiniones y prioridades de los entrevistados, sin que esto signifique que el autor comparta necesariamente los puntos de vista consignados. La periodización usada refleja la opinión del autor y puede que no coincida con las percepciones de los entrevistados.

La heterogeneidad que el lector encontrará en este capítulo tiene virtudes (menos) y defectos (más). Una posible virtud del trabajo es reflejar la variedad de las personalidades entrevistadas: algunos prefirieron enfatizar en su vida y actividades; otros, las condiciones que enmarcaban las alternativas de acción posible. La extensión de cada entrevista no coincide con las ejecutorias o la duración en el cargo. Por limitaciones en el acceso a información primaria sobre los presidentes fallecidos, también hay desigualdades en longitud y en riqueza factual entre las reseñas de los presidentes entrevistados y los fallecidos, y en algunos casos hay vacíos, especialmente en el caso de los motivos de cambio de los presidentes durante la primera década, donde existen tradiciones orales que no se pudieron comprobar ni apoyar documentalmente. La siguiente tabla muestra tanto la secuencia y duración de los 22 presidentes de Ecopetrol, como la lista de presidentes del país durante la vida de la empresa.

Tabla 1
Presidentes de Ecopetrol - Presidentes de Colombia

	Presidentes de Ecopetrol	año	Presidentes de Colombia	
Periodo 1	Luis Emilio Garcés	1951	Laureano Gómez Castro (Conservador)	
	Santiago Trujillo Gómez	1952	Roberto Urdaneta Arbeláez (Conservador)	
	Francisco Puyana Menéndez	1953	Gustavo Rojas Pinilla	
		1954		
		1955		
		1956		
	Marco Aurelio Arango	1957	Junta Militar de Gobierno	
		1958	Alberto Lleras Camargo (Liberal 'Frente Nacional')	
	1959			
	1960			
1961				
Periodo 2	Samuel Arango Reyes	1962	Guillermo León Valencia Muñoz (Conservador 'Frente Nacional')	
	Mario Galán Gómez	1963		
		1964		
		1965		
		1966		
		1967		
		1968		
		1969		
		1970		
		1971		
		1972		
	1973			
	1974	Carlos Lleras Restrepo (Liberal 'Frente Nacional')		
1975				
Periodo 3	Juan Francisco Villarreal Buenahora	1976	Miguel Ángel Borrero (Conservador 'Frente Nacional')	
	Ernesto Suárez Rueda	1977		
		1978		
	Álvaro Barrera Rueda	1979		Alfonso López Michelsen (Liberal)
	1980			
	José Fernando Isaza Delgado	1981		Julio César Turbay Ayala (Liberal)
	Rodolfo Segovia Salas	1982		
		1983		
	1984			
	Periodo 4	Alfredo Carvajal Sinisterra		1985
Francisco José Chona Contreras		1986		
Andrés Restrepo Londoño		1987		
		1988		
		1989		
Juan María Rendón Gutiérrez		1990	Virgilio Barco Vargas (Liberal)	
		1991		
Luis Bernardo Flórez Enciso		1992	César Gaviria Trujillo (Liberal)	
		1993		
Antonio José Urdinola Uribe • Enrique Amoroch Cortés		1994	Ernesto Samper Pizano (Liberal)	
		1995		
Carlos Rodado Noriega	1996	Andrés Pastrana Arango (Conservador)		
	1997			
Periodo 5	Alberto Calderón Zuleta	1998	Álvaro Uribe Vélez (Independiente)	
	Isaac Yanovich Farbaizar	1999		
		2000		
	Javier Gutiérrez Pemberthy	2001		
		2002		
	Isaac Yanovich Farbaizar	2003		Juan Manuel Santos Calderón (Partido de la U)
		2004		
	Javier Gutiérrez Pemberthy	2005		
		2006		
	Javier Gutiérrez Pemberthy	2007		Juan Manuel Santos Calderón (Partido de la U)
2008				
Javier Gutiérrez Pemberthy	2009			
	2010			
Javier Gutiérrez Pemberthy	2011			

Fuente: Ecopetrol

El trasfondo económico del país: marco de referencia de Ecopetrol

Las siguientes cifras e hitos económicos del país enmarcan la actividad de Ecopetrol y de sus presidentes. El petróleo debe compararse con otras exportaciones convencionales (café, principalmente) y enmarcarse dentro de la dinámica del crecimiento y de la política fiscal.

Entre 1945 y 1980, el país se volvió urbano y seminindustrial (Ocampo et ál., 2006a). El PIB creció al 5,1% anual y la población al 2,7% anual. Hasta 1967, el crecimiento del producto per cápita (2,3% anual) fue lento comparado con otros países latinoamericanos, y entre 1967 y 1980, ligeramente más dinámico que los promedios internacionales. En este período se redujo la participación del sector agropecuario del 40% (1945-1949) al 23% (finales de los años setenta). La manufactura y los servicios pasaron del 8% al 17% del PIB en esos mismos años. El café empezó a perder peso dentro de la producción exportable mundial, pasando del 20% en los cuarenta, al 17% durante la primera mitad de los cincuenta y luego al 13% durante la segunda mitad de los cincuenta. Solo durante los setenta el café colombiano se recuperó internacionalmente. Las exportaciones de petróleo se desplomaron del 15% del total de las exportaciones en 1966, al 0% en 1975 (Colombia se volvió importador de petróleo y derivados desde ese año hasta 1986), coincidiendo con el período de mayores precios reales del petróleo (Urrutia et ál., 2004: 251).

Ecopetrol nació durante el gobierno de Laureano Gómez (conservador), en un período en que la política económica del país buscó la producción para el mercado interno, apoyado en la sustitución de importaciones, coincidiendo con el estilo de desarrollo impulsado por la Comisión Económica para América Latina, Cepal en los años cincuenta, fortaleciendo la protección con medidas arancelarias. Desde su fundación hasta 1974, las administraciones de la empresa se esforzaron en apropiarse de capacidades técnicas en el *downstream* del negocio, antes en manos de las compañías extranjeras. Los partidos liberal y conservador coincidieron en este enfoque durante este período, de fuerte intervención estatal en todas las áreas de la economía.

El estrangulamiento externo (escasez de divisas) que el país sufrió entre 1954-1955 y 1956-1957 fue enfrentado en su mayoría por gobiernos de origen conservador. El gobierno del general Rojas Pinilla enfrentó fuertes crisis cambiarias, el gasto público se redujo y se introdujeron

fuertes controles a las importaciones. La Junta Militar mantuvo el programa de austeridad y realizó la devaluación más alta de la historia del país. El Frente Nacional, creado en 1959, coincidió con una expansión del gasto público social, al que Ecopetrol no fue ajeno por sus aportes a través de las exportaciones en un período de bajos precios. El DNP fue creado en 1958. Alberto Lleras Camargo (primer presidente del Frente Nacional, liberal) había emprendido un programa fiscal expansionista, durante el cual la economía creció, pero las finanzas públicas sufrieron. El gobierno del presidente Valencia (conservador) retomó un programa de austeridad y de restricciones a las importaciones, así como un programa de tasas preferenciales, y creó el Consejo Nacional de Política Económica y Social (Conpes).

Entre 1966-1967 y 1973-1974 se redujo la crisis externa y se produjo una expansión económica. La administración de Lleras Restrepo (liberal) implantó la devaluación gradual, eliminó el mercado libre de divisas y estableció un programa de promoción de exportaciones (preferencias tributarias) como complemento de la protección a la industria. Pastrana Borrero (conservador) cambió la política de protección en el marco de la noción de mercado ampliado dentro del Pacto Andino. Los gobiernos de Lleras Restrepo y Pastrana Borrero incrementaron el gasto público, financiado en parte por créditos externos en ambos períodos.

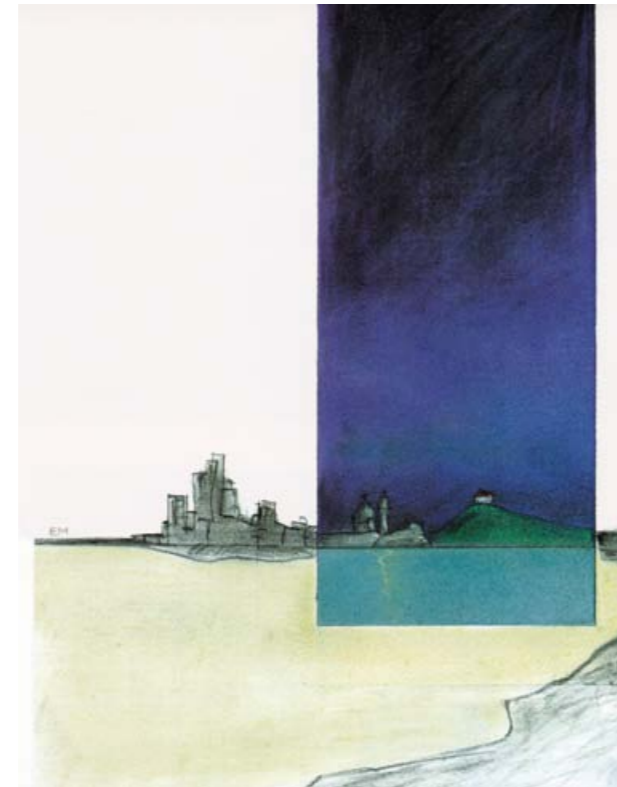


Ilustración de
Eduardo Méndez, 1983.
Revista Lámpara.

Ilustración de
Victor Laignelet y
Luis E. Garzón F., 1982.
Revista Lámpara.

Páginas 111-112:
esferas de butano y
tanque en construcción
de la refinería de
Barrancabermeja
en 1954.

Entre 1973-1974 y 1979-1980 el país vivió los efectos de la bonanza cafetera y una crisis industrial. La administración de López Michelsen (liberal) realizó una reforma financiera para reducir la intervención estatal en las tasas de interés, aceleró la liberación de importaciones iniciada por Pastrana Borrero e intentó promover las exportaciones con el manejo de la devaluación, lo que no funcionó por la revaluación ocasionada por los ingresos de la bonanza cafetera, que a su vez dio lugar a un plan de estabilización para manejar el exceso de divisas; también se hizo un esfuerzo por controlar el gasto público. Como se verá en el capítulo, durante este Gobierno se produjo un quiebre en la política petrolera del país, pasando más agresivamente a la búsqueda de reservas ante la pérdida de la autosuficiencia petrolera. La administración Turbay (liberal) se distanció en buena medida de las políticas de su antecesor, planteando una política de inversión pública para obras públicas financiadas con crédito externo (primera fase de la expansión del gasto público) y aceleró la liberación de importaciones.

Entre 1961 y 1977, Colombia tuvo un “dólar petrolero” (Urrutia et ál., 2004) para liquidar las ventas obligatorias de las compañías productoras para la refinación interna, lo que deterioraba la rentabilidad de los inversionistas. Entre 1974 y 1985 se subsidió el consumo de la gasolina importada.



Entre 1980 y 2006, Colombia liberó su economía, en parte como respuesta a las políticas de la banca multilateral (“Consenso de Washington”). El PIB creció al 3,3% anual, alrededor de dos puntos porcentuales menos que durante el período 1945-1980 (Ocampo et ál., 2006b). El crecimiento se volvió más volátil y lento, y la estructura de la economía cambió drásticamente. El sector minero pasó de ser el 1,4% del PIB entre 1975-1979, a más del 5% entre 2000-2006; en parte por los descubrimientos petroleros (grandes para la economía colombiana, modestos relativamente dentro de la economía global del petróleo), y el auge del níquel y el carbón. La manufactura se redujo del 23% entre 1975-1979 al 19,3% entre 2005-2006, un sector perdedor, que inicialmente se estancó en la segunda mitad de los años setenta y luego perdió presencia. La agricultura también se redujo del 23,4% al 17,4% durante el mismo período. Los sectores que más ganaron presencia dentro del PIB fueron los servicios financieros y a las empresas (pasaron del 6,8% al 9,1% en dicho período) y los servicios del Gobierno (pasó del 7,2% al 10,4% en el mismo período). Este proceso de desindustrialización es común a muchos países del mundo en el último cuarto de siglo.

En 1989, durante la administración Barco (liberal), colapsó el sistema de cuotas cafeteras, lo que llevó a frenar el ritmo de devaluación. Durante la administración de Gaviria se impulsó una fuerte apertura económica y de modernización del Estado en los servicios públicos. El país reformó su Constitución en 1991, ampliando los derechos y aumentando las transferencias a las regiones (segunda fase de la expansión del gasto público). Durante 1999, en la presidencia de Pastrana Arango, se produjo la primera recesión abierta desde los años treinta (el PIB bajó al 4,2% en ese año), como reflejo de la crisis asiática, que tomó a Colombia con una tasa revaluada, déficit de cuenta corriente y alto endeudamiento externo.

Ocampo et ál. (2006b) encuentran que los ingresos corrientes del Gobierno pasaron de cerca del 11% del PIB a comienzos de la década de los cincuenta, a 16% en la primera mitad de los años setenta; mientras que los gastos totales del Gobierno pasaron del 10% al 18% en el mismo período (pudiendo llegar al 22% según la metodología del Departamento Nacional de Estadística, DANE). Ocampo et ál. (2006b) encuentran que el gasto público primario como porcentaje del PIB pasó del 15,5% en 1975 a niveles del 18,5% en 1990; del 23,6% en 1994; del 28,2% en 1998 y del 25,5% en 2005. Las biografías alcanzan a reflejar el impacto de estas condiciones sobre las posibilidades de crecer y tomar decisiones autónomas.



Período 1. 1951-1963: creación, operación de campos que revirtieron, preparación para entrar al *downstream*³

Luis Emilio Sardi Garcés (1951-1952)

El primer presidente (gerente) de Ecopetrol, Luis Emilio Sardi, llegó a la empresa por la gestión de Manuel Carvajal Sinisterra, ministro de Minas y Petróleos entre 1950 y 1951 (hermano mayor de Alfredo Carvajal Sinisterra, presidente de la empresa entre 1985 y 1986). Asumió el cargo el 9 de marzo de 1951 (Acta No. 1), planteando en una entrevista concedida en El Centro (Santander) cinco días después de su posesión (*La Antorcha*, 1951: 9-10): “En la formación de la Empresa Nacional de Petróleos [...] está vinculado el interés de todos los colombianos. Diríase que se trata de una enorme sociedad anónima en la cual los accionistas son los ciudadanos”.

La empresa debía asumir las dos grandes obligaciones que se derivaban de la Concesión de Mares (la cual revirtió totalmente el 9 de julio de 1951, Acta No. 27, al terminar el contrato entre la Nación y la Tropical Oil Company): importar capital y ampliar la refinería de Barrancabermeja. Sardi y la junta directiva asumieron su papel con celo misional. Se efectuaron reuniones de la junta directiva con gran frecuencia (72 reuniones durante la administración de Sardi, aproximadamente un año). En marzo de 1951, por ejemplo, se efectuaron seis reuniones de junta directiva en los primeros 21 días calendario de funcionamiento de la empresa, y esta intensidad de reuniones persistió.⁴ El 18 de abril se nombró como Auditor Fiscal a Mario Galán, posteriormente presidente de la empresa (Acta No. 11). Los estatutos de la empresa fueron aprobados el 18 de mayo de 1951.

Se desarrollaron las bases del acuerdo entre el Gobierno y la International Petroleum Company Limited, acordadas en diciembre de 1950, que incluían la formalización de los siguientes contratos entre Ecopetrol y la International Petroleum (Colombia) Limited, Intercol, con sede en Toronto: 1) asesoría técnica para explotar la Concesión de Mares; 2) administración y manejo de la refinería de Barrancabermeja; 3) préstamo de us \$10 millones con la International Petroleum (Colombia) Limited para la ampliación y modernización de la refinería de Barrancabermeja



(Sardi, 1952: 1-2). Sardi gestionó además un préstamo del banco Chemical Bank & Trust Company para completar la financiación de la ampliación y modernización de la refinería de Barrancabermeja, por us \$8 millones (Sardi, 1952: 2).

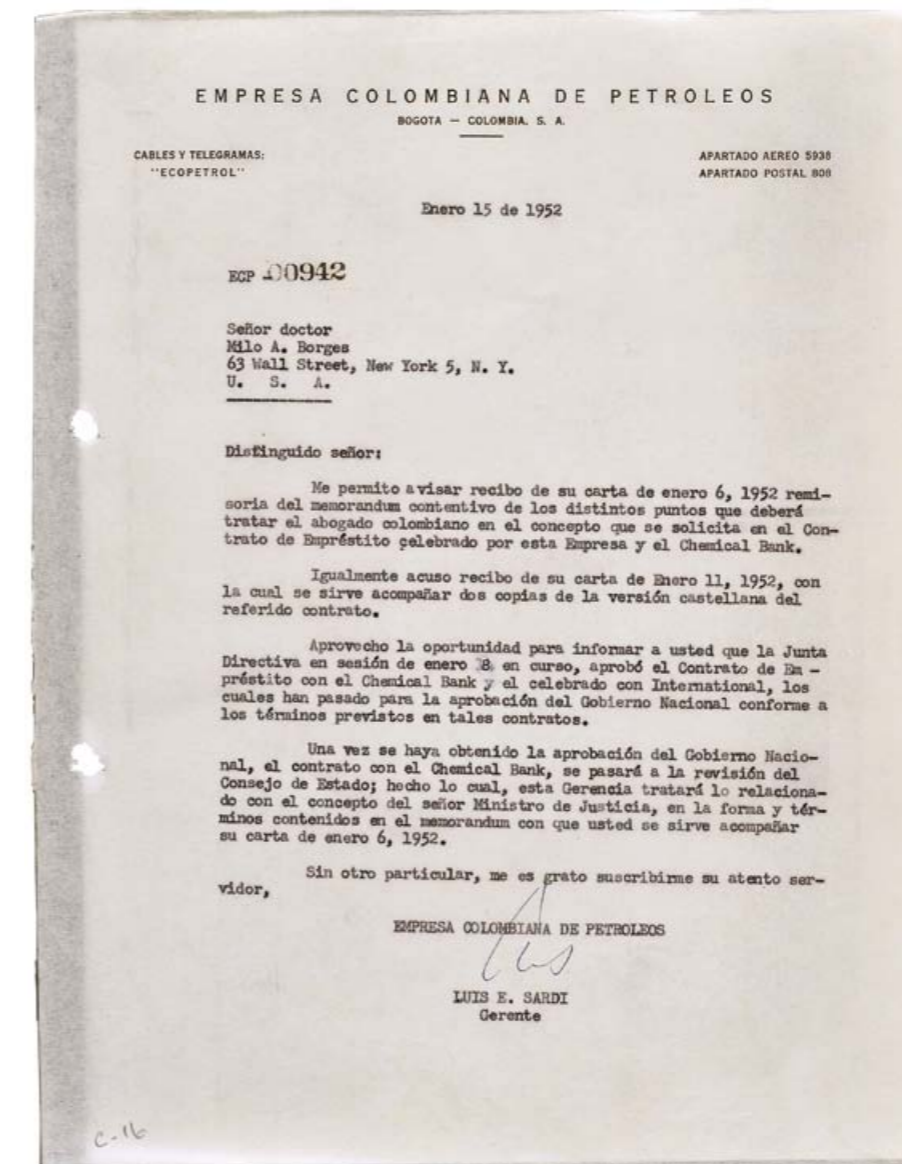
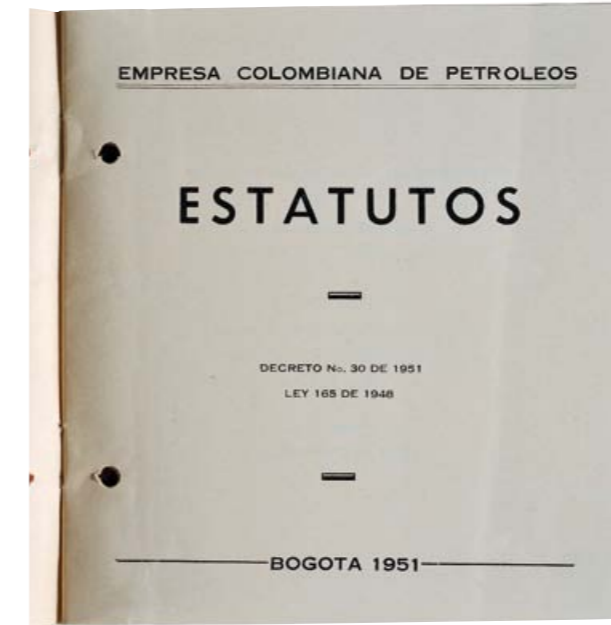
Se siguieron las recomendaciones del informe de la Foster Wheeler Corporation y el Consejo Nacional de Petróleo sobre ensanchar la refinería de Barrancabermeja con la instalación de una planta de *cracking* térmico, de una capacidad de 10 mil barriles diarios, con un costo de us \$9 millones. El mismo informe aconsejó construir una planta de destilación simple de crudo para satisfacer la demanda de la zona norte del país (Acta No. 2, 12 de marzo de 1951). Se contrató con Foster Wheeler Corporation el trabajo de

3. Las reseñas de los presidentes del período I se basan en la revisión de las actas de la junta directiva y la síntesis de estas, trabajo elaborado por Manuel Pinilla. Miguel Ángel Santiago facilitó cartas de Luis Emilio Sardi y el número 71 de la revista *La Antorcha*. Natalia Vega ayudó a ubicar las historias laborales de los presidentes en los archivos de la empresa. La información biográfica de amplia disponibilidad pública no se referencia en el texto.

Luis Emilio Sardi Garcés,
primer presidente de
Ecopetrol. Óleo de
Cecilia Fajardo.

Estatutos de Ecopetrol,
1951, y carta de Luis
Emilio Sardi al Chemical
Bank sobre empréstito
solicitado, 1952.

4. Las reuniones de la junta directiva se volvieron semanales; su número no estaba relacionado necesariamente con la urgencia ni con el volumen o carácter estratégico de las operaciones.



montaje de las nuevas unidades de refinación. Sardi (Sardi, 1952: 2) plantea que esta obra es de una urgencia tal que “[...] me atrevo a calificar como el proyecto de más trascendencia para la economía del país [...]”.

Se verificó la reversión de la Concesión de Mares el 26 de agosto de 1951 (previamente se habían recalculado las reservas de la concesión en marzo de ese año). El evento de traspaso tenía una carga simbólica nacional y para el mundo del petróleo, en la que era importante el mensaje de confianza al personal. En palabras de Sardi (Sardi, 1952: 2): “[...] Colombia había llegado a la mayor edad y estaba en posibilidad de asumir el manejo de sus riquezas naturales con hombres preparados y capaces de adquirir grandes responsabilidades”.

Durante su administración, Sardi asumió asuntos de diversa índole, incluyendo la solución de problemas comunitarios y logísticos tales como el suministro y provisión de los casinos, así como la selección de firmas proveedoras de ganado para el abastecimiento de carne con destino a los trabajadores de Barrancabermeja. También se financió la prestación del servicio de energía de Barrancabermeja con un préstamo que tomó el municipio, pero que pagó la empresa con regalías (Acta No. 18, 8 de junio de 1951). Contrató la realización de un noticiero cinematográfico para informar a la sociedad sobre los pormenores de la negociación de la reversión de la Concesión de Mares.

Su renuncia se presentó con el fin de dejar en libertad al Gobierno para nombrar a un nuevo gerente, dado que se había creado de nuevo el Ministerio de Minas y Petróleos (después de una breve integración al Ministerio de Fomento entre 1951 y 1952) y se había nombrado a un nuevo ministro (había salido Carlos Villaveces y entrado Eleuterio Serna). La renuncia fue aceptada el 19 de abril de 1952 (Ecopetrol. Título: Sardi, Luis Emilio, folio 3).

Luis Emilio Sardi fue probablemente el primer ingeniero de petróleo colombiano. Nació en Cali (Valle) en 1914:

[...] Cursó sus estudios de bachillerato en el San Luis Gonzaga y en 1928 se trasladó a Inglaterra, hasta graduarse de ingeniero civil. Estando en Inglaterra, fue contratado por la Shell, que lo envió a Rumania a seguir un curso de ingeniero de producción. Regresó al país a fines de 1939 y trabajó en la Shell hasta 1943. Posteriormente gerenció la Fábrica de Calzado Pacífico de Cali y últimamente fue gerente del Ingenio Azucarero de Pajonales, en el Tolima (*La Antorcha*, 1951: 8).

Fue alcalde de Cali en 1967. Falleció en 1995.

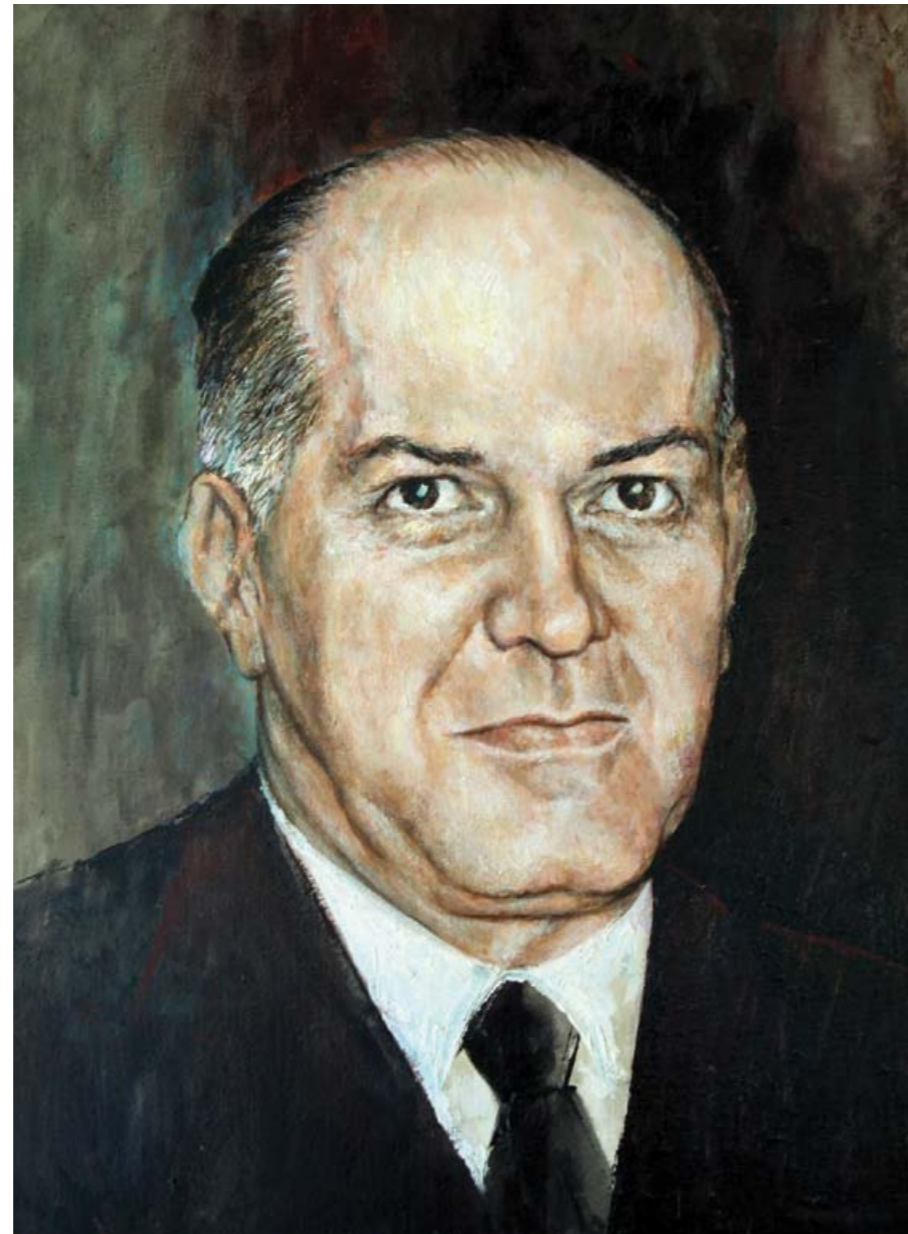
Santiago Trujillo Gómez (1952-1953)

Santiago Trujillo inició su gestión el 3 de julio de 1952 con: 1) una autorización para negociar un sobrecosto adicional hasta por us \$3.580 millones para construir el oleoducto Cantimplora-Salgar, última cifra propuesta por Williams Brothers (contratista de la obra); 2) la aprobación de un préstamo por us \$3 millones con Intercol para financiar en parte la construcción del oleoducto Cantimplora-Salgar (Acta No. 79, 3 de julio de 1952); y 3) la confirmación del proyecto de ensanche de la refinería de Barrancabermeja con base en el crecimiento del consumo de gas líquido en el país, y la construcción de la unidad de recuperación, recomendada por F. H. J. Taylor, asesor técnico de la empresa, en su carta del 23 de junio de 1952.

Santiago Trujillo debió enfrentar problemas de orden público (atentados a los funcionarios de la empresa) y gestionar las relaciones con la Junta Militar a cargo del Gobierno (Acta No. 92, 6 de octubre de 1952). Por orden del Estado Mayor del Ejército, se estableció en Barrancabermeja una Jefatura Civil y Militar, recomendada por la junta directiva al Gobierno, con residencia móvil dentro de su jurisdicción (Acta No. 95, 20 de octubre de 1952). En los aspectos laborales, se aprobó un seguro de vida colectivo para los trabajadores de Foster Wheeler Corporation (febrero de 1952) y, posteriormente, Ecopetrol se constituyó en aseguradora de sus trabajadores, para los efectos del seguro de vida colectivo a que estaba obligada (Acta No. 79, 3 de julio de 1952).

Ecopetrol empezó a recibir solicitudes sistemáticas de apoyo, contribución y préstamos por parte del departamento de Santander. En agosto de 1952, por ejemplo, la junta directiva examinó una solicitud de préstamo por \$1 millón del departamento de Santander, amortizable en dos años, con un interés del 8% anual y con garantía en sus participaciones petrolíferas. La junta directiva autorizó a Santiago Trujillo para adelantar la negociación, sobre la base de que la empresa tuviera prelación en amortización del préstamo (deuda *senior*) y, en diciembre del mismo año, la junta directiva aprobó un préstamo para construir la hidroeléctrica de Lebrija, con tres años de plazo, en cuotas semestrales, a partir de junio de 1953, deducidas de los ajustes semestrales (Acta No. 103, 13 de diciembre de 1952). De esta forma, la empresa se convirtió en banca de desarrollo forzosa.

En la misma reunión de la junta directiva del 13 de diciembre de 1952, el ministro de Minas y Petróleos



informó del interés de un banco francés en conceder un préstamo a Colombia para construir una refinería en la Costa Atlántica, siempre y cuando se utilizaran materiales y técnicos franceses. La junta directiva anotó que la experiencia francesa en ese campo no estaba a la altura de las técnicas norteamericana e inglesa, y que la Intercol había manifestado interés en el mismo proyecto. Este evento confirma la naturaleza geopolítica de las inversiones en hidrocarburos y el predominio de lo que actualmente se llaman “propuestas no solicitadas” para construir activo en estos sectores, definidas en un contexto de negociación bilateral entre gobiernos, difícil de predecir.

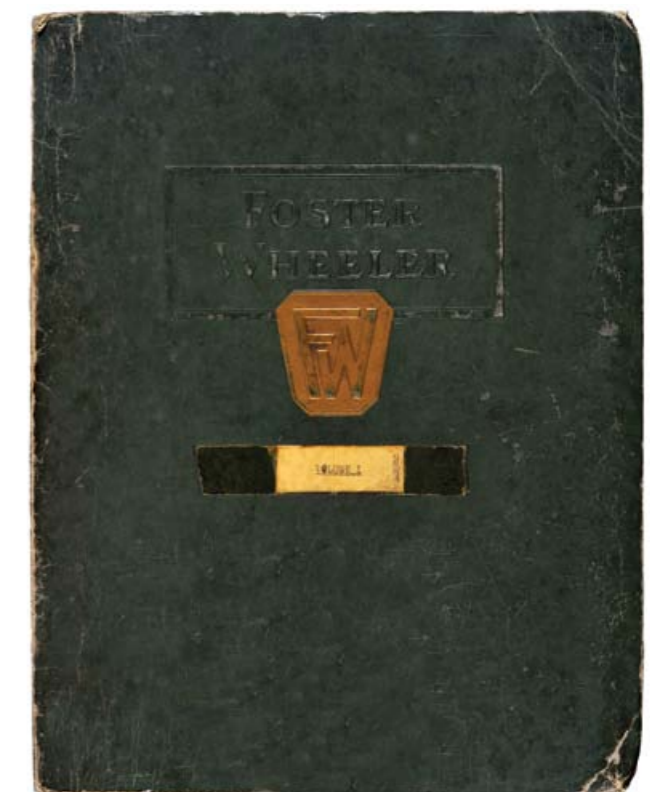
Durante su administración, se efectuaron donaciones a las Universidades Nacional de Medellín,

Santiago Trujillo Gómez. Óleo de Cecilia Fajardo.

Manifiesto de importación de maquinaria de Foster Wheeler Corporation.

Carta de Rodrigo Noguera, ministro de Minas, a Santiago Trujillo, presidente de Ecopetrol, sobre un contrato celebrado con la International Petroleum.

Portada del catálogo oficial de Foster Wheeler Corporation.



Industrial de Santander y se otorgaron más de 70 becas para estudios relacionados con la ingeniería de petróleo e hidrocarburos en universidades extranjeras, en convenio con Icetex (Acta No. 101, 2 de diciembre de 1952), y se suscribió un convenio con la Conferencia Marítima del Caribe para efectos del transporte de carga con destino a la empresa en las condiciones acordadas para las compañías petroleras (Acta No. 99, 18 de noviembre de 1952). Con el fin de impulsar la industria petroquímica, se atendió la solicitud del Instituto de Fomento Industrial (IFI) de comprar un lote para instalar una planta de amoníaco en Barrancabermeja, por parte de la Industria Colombiana de Fertilizantes S. A.

En la reunión de la junta directiva del 1º de julio de 1953 (Acta No. 129), el ministro de Minas y Petróleos informó sobre la renuncia de Santiago Trujillo y el nombramiento de Francisco Puyana como nuevo presidente de la empresa. Este nombramiento coincide con la llegada del general Rojas Pinilla al Gobierno el 13 de junio de 1953.

Santiago Trujillo fue alcalde de Bogotá entre 1949 y 1952. Vale la pena recordar que durante su gestión se compró a Empresas Unidas de Energía Eléctrica de Bogotá, con el 100% de capital municipal, que en 1959 se llamó la Empresa de Energía de Bogotá.

Francisco Puyana Menéndez (1953-1957)

Francisco Puyana fue presidente de la empresa desde el 1º de junio de 1953 (Acta No. 129) hasta el 28 de agosto de 1956 (Acta No. 300). Durante su período empezó a consolidarse el perfil definitivo de Ecopetrol, mediante la elaboración de un plan de actividades en toda la cadena de valor. La principal preocupación técnica del período fue preparar las condiciones y la organización de la empresa para recibir la ampliación de la refinería construida por la Foster Wheeler Corporation, que también sería manejada por Intercol.

Las tareas cubrieron el desarrollo del negocio técnico, sus desarrollos económicos y financieros, extendiéndose a los campos de la gestión social y la adecuación de condiciones para el desempeño de las funciones técnicas, profesionales y directivas. Además de los trabajos de la refinería de Barrancabermeja, se encargó a Foster Wheeler de su ensanche, la construcción de oleoductos, estaciones de bombeo, tanques de almacenamiento en refinería y la planta eléctrica de El Centro. En lenguaje “moderno”, Foster Wheeler actuaba como contratista universal de ingeniería para Ecopetrol (*Engineering Procurement Contractor*), mediante selección por negociación, en términos moldeados por la historia de la reversión de la Concesión de Mares. Foster Wheeler también se encargó de efectuar perforaciones para investigar sobre formaciones geológicas (consideradas en esa época muy costosas y aventuradas) y sobre la recuperación secundaria en los campos, como consecuencia del incremento de la producción primaria, que se cuadruplicó.

Se iniciaron estudios de factibilidad de ampliar el negocio hacia la petroquímica, en asocio con la Standard Oil de Nueva Jersey. Ecopetrol estableció relaciones con numerosas compañías extranjeras para lograr asesoría técnica, con opción en todos los casos de suscribir contratos de colaboración o de asociación. Se adquirieron instrumentos para medir ratas de perforación, se efectuaron estudios y exploraciones sismográficas y análisis sobre el tipo de crudos que se debía producir prioritariamente para definir las políticas de perforación, y “Entre 1954 y 1956 se corrió la primera sismica por colombianos” (*Dinero*, 2010; 12 de marzo; edición en línea).

La junta directiva enfatizó en la necesidad de que Ecopetrol construyera la refinería del norte para evitar que alguna empresa extranjera lo hiciera. En la percepción de la junta directiva, se corría el riesgo



Francisco Puyana Menéndez. Óleo de Cecilia Fajardo.

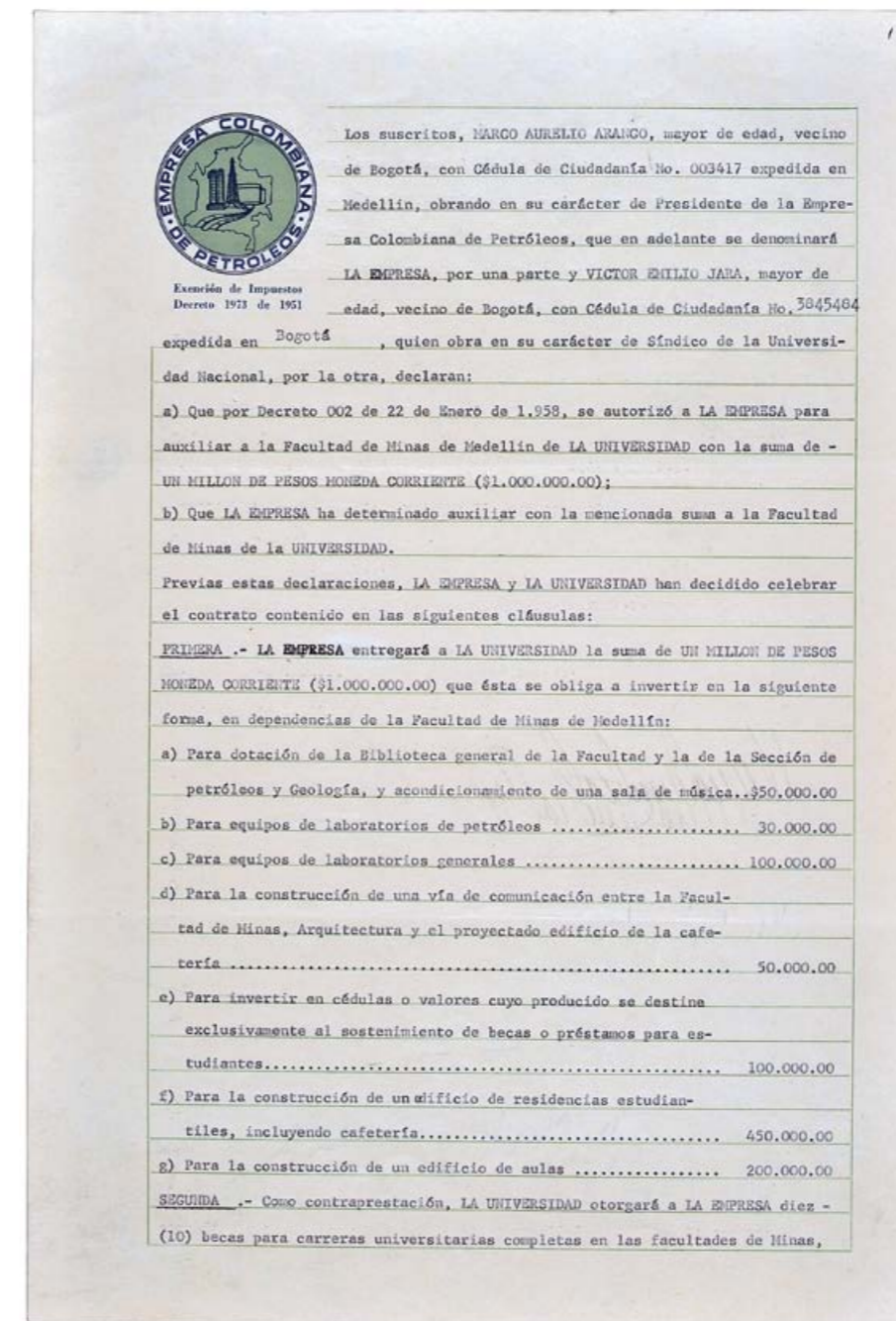
de importar los crudos de otros países y no utilizar los nacionales, con perjuicio para Ecopetrol. Esta preocupación puede parecer extraña ahora, pero hay que recordar que los mercados mundiales del crudo surgieron apenas a comienzos de los años setenta. Desde el punto de vista estratégico, la empresa evaluó los métodos aplicados en otros países en cuanto a las relaciones y los contratos suscritos con las compañías norteamericanas del área de los petróleos, con el fin de proteger los intereses nacionales, pero aumentando el descubrimiento de una mayor cantidad de reservas y obteniendo una mayor colaboración con el capital extranjero.

En ausencia de mercado interno, se definieron metodologías para determinar los precios del *fuel oil*, del

Marconigrama sobre cotización de estufas para las instalaciones de Barrancabermeja.



Auxilio de Ecopetrol a la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín.



propano, la gasolina y demás productos. Para la gasolina se consideró, de acuerdo con una cláusula del contrato de uso y manejo de la refinería, que el precio de los productos blancos se rige por el promedio de venta de esos productos en las refinerías situadas en la Costa de México, de acuerdo con las cotizaciones publicadas en el *Platt's Oilgram* según las fechas y acuerdos que se realicen mensualmente entre la empresa e Intercol. Estos precios se ajustaron por calidad.

Se dedicaron esfuerzos a la búsqueda de alternativas para el flujo de divisas (control de cambios) con las empresas extranjeras, que estaban limitadas por la legislación. En este terreno hubo interés en refinanciar la deuda de la refinería; el endeudamiento quedaba a cargo de la Nación y podía quedar consignado como déficit de esta, así la empresa no fuera deficitaria. En este contexto se llevaron a cabo fuertes discusiones en la junta directiva en cuanto al destino de las utilidades de la empresa de las que, según Puyana, debía reinvertirse en buena parte para su desarrollo y crecimiento. Según el Gobierno, las utilidades debían destinarse a financiar el presupuesto nacional. Como se puede observar de muchas de las entrevistas a los expresidentes de la empresa que siguen en este capítulo, esta discusión fue permanente hasta 2003.

Durante este período presidencial se construyeron las oficinas de El Centro y las instalaciones en Bogotá, en la carrera 13 con calle 36, que siguen siendo la sede principal de la empresa. También se compraron estaciones distribuidoras, construidas por la Esso Colombiana S. A.

La empresa atendió y contribuyó a la solución de necesidades sociales en Barrancabermeja: Ecopetrol construyó casas para obreros, el estadio de la ciudad, aportó subsidios para el sostenimiento de “bandoleros” (lenguaje de la época) que se entregaban a las autoridades, atendió a los colonos en la región de acuerdo con lo convenido con el Instituto de Colonización y Parcelación y colaboró con las empresas públicas municipales. Además aportó fondos para el hospital de Bucaramanga y la defensa de la ribera del río Magdalena, y dio auxilios para la construcción de la iglesia del barrio de La Soledad en Bogotá (padres jesuitas).

Francisco Puyana nació en Bucaramanga (Santander). Estudió Derecho. Fue concejal de varios municipios de Santander y elegido representante a la Cámara en 1942 (Perry, 1952: 918). En 1938 fue el primer director ejecutivo de la Sociedad de Mejoras Públicas de Bucaramanga. Fue ministro de Agricultura y Comercio en 1938, ministro de Obras Públicas en 1942 y ministro de Minas y Petróleos en 1956, inmediatamente después de salir de la presidencia de Ecopetrol.

Marco Aurelio Arango Arango (1957-1960)

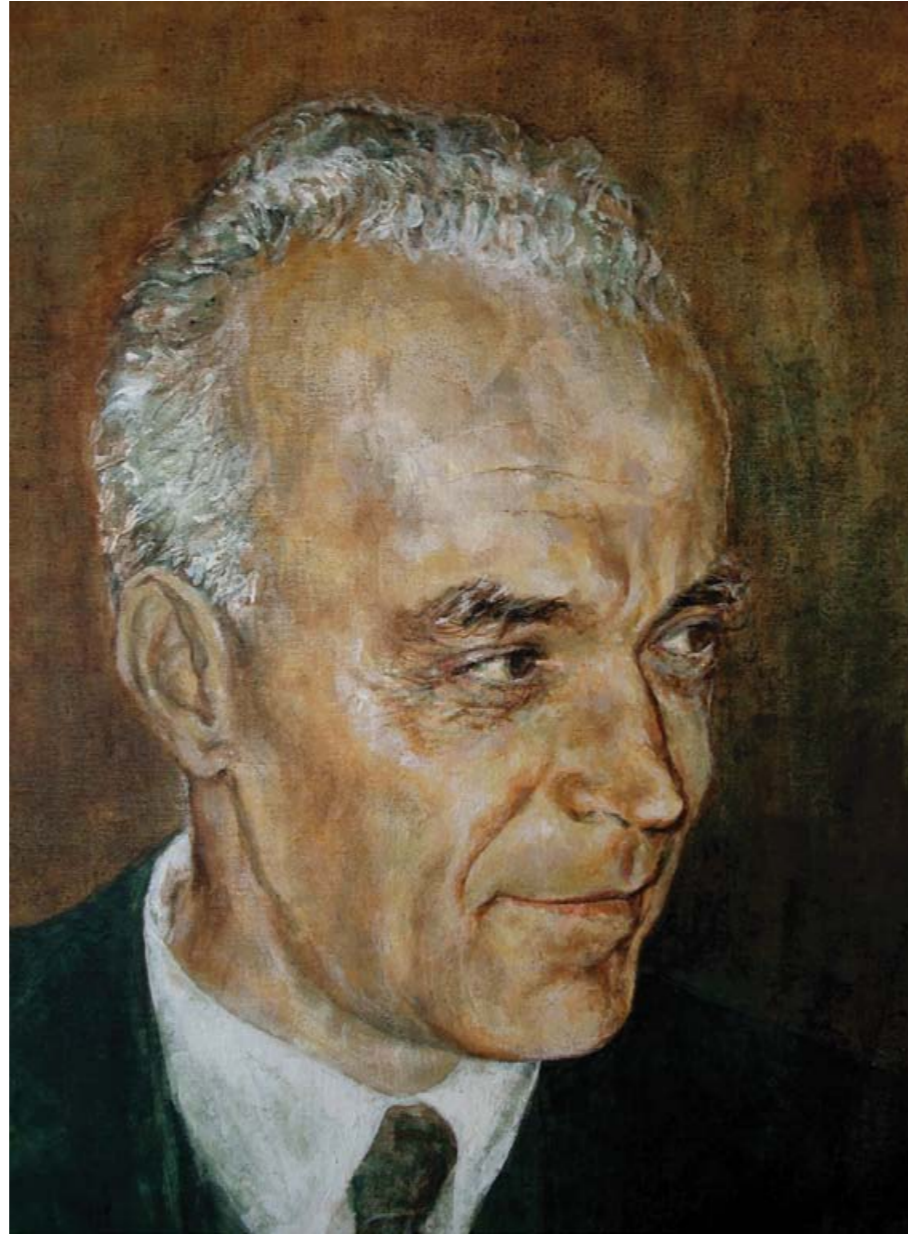
La llegada de Marco Aurelio Arango coincide con la de la Junta Militar que sustituyó al general Rojas Pinilla en el Gobierno. Inició su presidencia proponiendo prorrogar en dos años el contrato con Intercol para el uso y manejo de la refinería de Barrancabermeja; se buscaba que el personal colombiano recibiera más entrenamiento para asumir idóneamente la dirección de la refinería, tomando como fecha límite el 31 de marzo de 1961. Consideraba aventurado, a pesar de opiniones contrarias en la junta directiva, que Ecopetrol asumiera el control de la refinería al terminarse el contrato en 1959. La demora de dos años se compensaría con mayores ingresos por concepto de la participación de la empresa en las utilidades en el nuevo contrato (Acta No. 332, 13 de agosto de 1957).

Cerca del final de su administración, presentó tres propuestas de firmas extranjeras para asesorar a la empresa en la administración de la refinería de Barrancabermeja. Intercol se abstuvo de presentar propuesta, y quedaron para estudio las propuestas de la Phillips Petroleum Company y Cities Service. Se sugirió contratar a la Phillips Petroleum Company, con la argumentación de que esta compañía poseía modernos laboratorios de investigación, además de ser una de las más reputadas en Estados Unidos en petroquímica (Acta No. 421, 3 de junio de 1959).

Bajo su presidencia, Ecopetrol se transformó en sociedad anónima. Los nuevos estatutos de la empresa fueron aprobados el 9 de abril de 1958; a partir de esa fecha, la empresa tuvo por sigla a Ecopetrol (que se ha usado, por abuso del lenguaje, en las reseñas previas). Se compró a Esso Colombiana S. A. el paquete completo de la empresa Edigás, que incluía las plantas de llenado de Bogotá, Barranquilla y Puerto Salgar; y se compró al departamento de Cundinamarca el oleoducto Puerto Salgar-Bogotá, buscando la unificación del sistema de oleoductos.

Debió manejar cuidadosamente las relaciones de la empresa con la Junta Militar de Gobierno:

Todos los miembros de la Junta Militar fueron enfáticos en afirmar que no autorizaban ninguna alza de los precios de los combustibles, por las implicaciones sociales que pueda tener esta medida, tales como huelgas, paros de transportadores, etc., que se producirán con la consiguiente alza en el costo de la vida, lo que pondría una vez en peligro el orden público en el país (Acta No. 356, 26 de febrero de 1958).



Previamente, la empresa debió asumir los costos de mantener el precio sin alzas por los efectos de la tasa de cambio, conviniendo esta congelación de precios con el ministro de Hacienda. Esta operación era contabilizada como “ayuda de la empresa al Gobierno” para evitar un alza inmoderada del combustible (Acta No. 321, 13 de junio de 1957).

Ecopetrol cofinanció, con otras diez empresas nacionales, un estudio sobre la incidencia de las prestaciones sociales en los costos de producción del país, que fue efectuado por el Instituto de Investigaciones Económicas de la Universidad de los Andes, “con el fin de garantizar una investigación científica independiente” (Acta No. 397, 19 de noviembre de 1958). Ecopetrol participó en la financiación del Instituto

*Marco Aurelio Arango.
Óleo de Cecilia Fajardo.*

*Página opuesta,
arriba: Policlínica
y ambulancia en
la década de 1950.
Barrancabermeja.*

*Abajo: ampliación de la
refinería de Cartagena,
hacia 1959.*

de Investigaciones Tecnológicas (IIT), junto con la Caja de Crédito Agrario, el Banco de la República y la Federación Nacional de Cafeteros, entidades que aportaron \$350 mil anuales, cada una para su sostenimiento (Acta No. 402, 9 de enero de 1959).

En cuanto a los asuntos laborales, Ecopetrol consultó el aumento salarial (11%) con Shell, Intercol y Texas, empresas del sector petrolero que recibían al tiempo los pliegos de peticiones presentados por los trabajadores. Después de dejar una propuesta de reorganización de la empresa, renunció en noviembre de 1959.

Marco Aurelio Arango nació en Medellín (Antioquia) en 1905. Se graduó de Ingeniería Civil en la Facultad de Minas de la Universidad Nacional (Medellín) en 1925, y en Ingeniería de Construcciones Civiles de la École Nationale des Ponts et Chaussées (ENPC) en París, en 1929 (Ecopetrol Título: Arango Arango, Marco Aurelio, carpeta única, folio 1). Trabajó con el municipio de Medellín y el Ferrocarril de Antioquia. Fue secretario de Hacienda de Antioquia (1934) y profesor de Economía Política en la Facultad de Derecho de la Universidad de Antioquia. En el sector público fue representante a la Cámara (1937-1938); ministro de Agricultura (1938) con el presidente Alfonso López Pumarejo; de Economía (1941-1942) con el presidente Eduardo Santos, y de Obras Públicas (1942-1945) durante la segunda administración de Alfonso López Pumarejo. Murió en 1986.



Samuel Arango Reyes (1960-1963)

El tema central de la presidencia de Samuel Arango fue la pérdida de confianza en la Foster Colombian Corporation (filial de la Foster Wheeler Corporation) que condujo a la terminación del contrato de asesoría técnica para la administración de la refinería de Barrancabermeja. Las discusiones al respecto ocupan buena parte del tiempo en las juntas directivas realizadas desde marzo hasta agosto de 1960. En el Acta No. 491 del 4 de agosto de 1960 se consignó la comunicación dirigida a dicha organización, uno de cuyos apartes plantea que:

[...] el contrato suscrito entre Foster Colombian Corporation y la Empresa Colombiana de Petróleos el 22 de marzo de 1956, es nulo y altamente lesivo de los intereses de la empresa, por lo cual esta decidió que la situación actualmente existente debe liquidarse, invitándolos a ustedes para que esto se realice amigablemente, si es posible.

La gestión de la empresa se volcó hacia la identificación de acciones para fortalecer la refinación, que se volvió su responsabilidad directa, y que requería apoyo de empresas internacionales, la reorganización perentoria de Ecopetrol para adecuarla a las nuevas responsabilidades, el manejo de las relaciones laborales y sindicales —dadas las altas preocupaciones de los trabajadores por el estado de la empresa y sus relaciones con el capital internacional— y la financiación para formar capital humano en universidades del país y del exterior. Estas discusiones tienen como telón de fondo implícito las discusiones sobre los recursos que se daban a raíz de la fundación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en 1960.

Este reto se convirtió en una oportunidad para adelantar un completo análisis de la situación de Ecopetrol en sus aspectos históricos, políticos, técnicos, económicos, sociales, de inserción internacional y de soberanía nacional. Se evidenciaron diferencias de fondo, que condujeron a que Samuel Arango renunciara después de una discusión con el ministro de Minas, Francisco Ávila Rioscos (Acta No. 637, 19 de abril de 1963).

Durante su administración se entregó a Ecopetrol la refinería de Barrancabermeja, se inauguró la planta de gas de Cicuco y el gasoducto Cicuco-Barranquilla, con una extensión de 248 km, construido por Colpet y Sagoc, quienes aportaron el 25% y con financiación



Samuel Arango Reyes.
Óleo de Cecilia Fajardo.

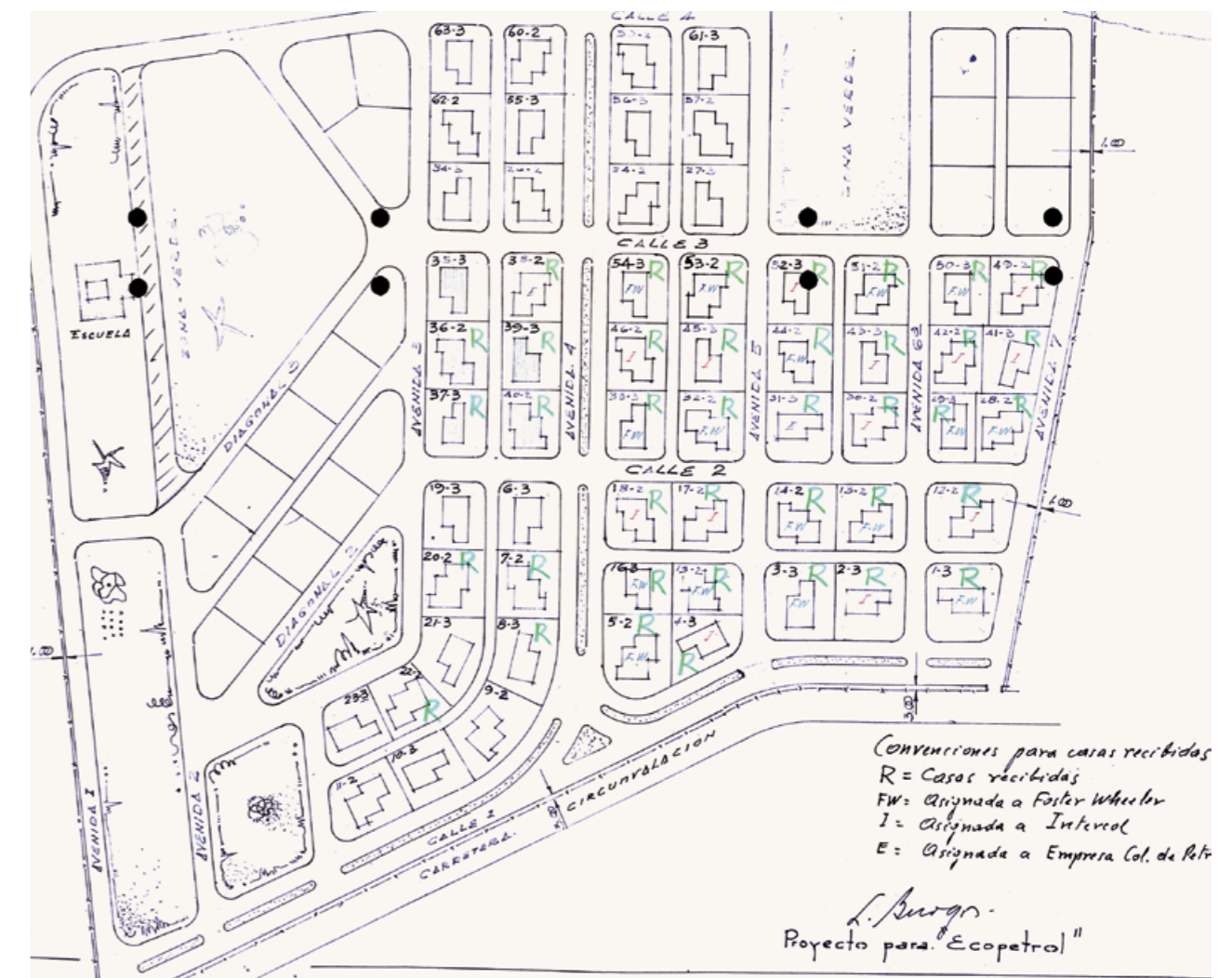
adicional de Texas Petroleum Company con el 12,5%, Mobil con el 12,5%, y un grupo de industriales de Barranquilla con el 50% restante.

Enfrentó una huelga de los trabajadores y el primer acto de sabotaje por atentado con dinamita en el oleoducto Salgar-Bogotá. Bajo su iniciativa se creó la Corporación de los Trabajadores de la Empresa Colombiana de Petróleos (Cavipetrol), creada para suministrar y financiar la vivienda de sus afiliados.

Samuel Arango nació en Bucaramanga (Santander). Estudió Derecho. Fue ministro de Justicia en 1948, gobernador de Santander (1946-1947), por segunda vez en 1960, inmediatamente antes de llegar a Ecopetrol; y consejero de Estado (1976-1979).

Barrio Galán, conjunto residencial construido por Cavipetrol en Barrancabermeja.

Detalle del plano del Barrio Galán.



Período 2: 1963-1974. Conversión de Ecopetrol en una empresa integrada estatal

Mario Galán Gómez (1963-1974)⁵

Mario Galán nació en Charalá (Santander) en 1910, en una familia dedicada a la agricultura, la ganadería y el comercio. Trabajó desde la infancia ante la quiebra familiar. Se graduó de bachiller y pedagogo y de abogado en 1938 en la Universidad Externado de Colombia, pagándose sus estudios. En 1934 ingresó a la Asamblea Departamental de Santander por el partido liberal y en 1935 fue nombrado presidente de esta. En la época, estos cuerpos colegiados tenían un gran poder sobre la vida regional y, además, elegían a los senadores. Ayudó a crear el Colegio de Santander, de corte laico y estatal, donde se educó la élite liberal del departamento. También fue partícipe de la fundación del Instituto Técnico Dámaso Zapata. Desde 1940 insistió en la creación de una universidad técnica en Santander, iniciativa que se materializó en 1948 con la fundación de la Universidad Industrial de Santander, con el concurso de Alejandro Galvis Galvis, Gustavo Cote Uribe y la orientación del ingeniero español Julio Álvarez Cerón. Entre 1938 y 1940 fue Director de Educación de Santander. Ayudó a la creación de la Contraloría Departamental y se lanzó a la Cámara de Representantes en 1942, pero no salió elegido. Formaba parte del grupo liberal que se opuso en esa época al presidente López Pumarejo, padre del futuro presidente López Michelsen.

Su formación económica fue autodidacta, inicialmente sobre asuntos de la vida regional. Publicó los libros *Geografía económica de Santander* en 1947 y *Régimen fiscal municipal de Santander* en el mismo año. Este último era un manual de consejos prácticos de hacienda pública para los alcaldes. De allí pasó a ser Vicecontralor General de la Nación. Participó como auditor en la reversión de la Concesión de Mares y perteneció a un grupo encargado de estructurar a Ecopetrol en su nacimiento, en 1951, que incluyó a Manuel Carvajal Sinisterra y a Luis Emilio Sardi (primer presidente de la empresa). El presidente Laureano Gómez se inclinó por una empresa estatal.

Después de haber ejercido el cargo de revisor fiscal de la empresa durante la presidencia de Luis Emilio Sardi, se desempeñó como consultor de las Naciones



Unidas para la reforma tributaria de Ecuador, donde vivió entre 1952 y 1953. Al regresar a Colombia ingresó a la Asociación Nacional de Industriales (ANDI) como vicepresidente de Economía y Comercio Exterior, cargo en el que tuvo la oportunidad de conocer experiencias latinoamericanas en petroquímica. Participó en la creación del Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA) y de Colsubsidio. También participó en la formulación de la política de sustitución de importaciones, que funcionó por algún tiempo.

La huelga sindical de 1963 llevó a la renuncia de su antecesor, y Mario Galán llegó a resolver el conflicto como primera tarea. Estructuró un plan quinquenal 1964-1968 basado en la premisa de financiar los recursos escasos para exploración con los márgenes

*Mario Galán Gómez.
Óleo de Cecilia Fajardo.*

5. Testimonio de Gabriel Galán Sarmiento, hijo de Mario Galán Gómez. Entrevista realizada el 11 de febrero de 2011 en Bucaramanga. Gabriel Galán espera publicar una biografía de su padre este año.



Huelga de trabajadores de Ecopetrol. Julio de 1963

Mario Galán iza la bandera de la empresa en la sede de Bogotá.

Mario Galán y Daniel Aljure Chalela, visitan la refinería de Barrancabermeja.

que podrían dar los productos con valor agregado, el cual incluyó la extensión de las redes de ductos, la creación de Policolsa y Monómeros (empresas petroquímicas), el aumento de la capacidad de la refinería de Barrancabermeja y la compra de la refinería de Cartagena a Intercol, que se materializaría en 1974. Durante su período también se creó a Terpel para atender la distribución nacional de combustibles al detal. Esta estrategia se basaba en la posibilidad de reinvertir las utilidades de Ecopetrol y no transferirlas al Estado, una visión compartida con Juan José Turbay (miembro de junta por muchos años), importante figura de la historia del petróleo y la minería en Colombia. En la ciudad de Barrancabermeja se configuró el Complejo Industrial de Refinación y



Petroquímica (CIRP), conformado por la refinería y plantas de parafinas y detergentes.

La percepción de la época era que los contratos de concesión eran leoninos y que los contratos de asociación eran mejores para el país. En 1969, durante el gobierno de Carlos Lleras, se promulgó la Ley 20, que introdujo esta figura contractual, pero todavía no era exclusiva. Durante su administración se descubrieron los campos de Orito en Putumayo (1963), Castilla en el Meta (1969) y el pozo de gas de Chuchupa-Ballenas en la plataforma del mar Caribe, en la Guajira (1972), y se construyó la refinería de Orito. Mario Galán logró dirigir la empresa durante tres períodos presidenciales de diferentes partidos y concepciones acerca del petróleo. Hay dos hipótesis que podrían explicar tal continuidad: 1) el acuerdo del Frente Nacional hacía que funcionarios de los partidos liberal y conservador estuvieran presentes en las administraciones, y la labor de Mario Galán era respetada por las élites de ambos partidos; 2) con independencia de la orientación de la empresa, el país era autosuficiente y no existían presiones por cambios en la cúpula de Ecopetrol.

Según Gabriel Galán Sarmiento (hijo), Mario Galán tuvo un estilo gerencial consistente en plantear los temas y luego escuchar a los participantes en las reuniones, y se apoyó en profesionales de altas calidades técnicas.

A su salida de Ecopetrol fundó Petrolquímica Andina, que producía emulsiones asfálticas y grasas para automotores, firma que vendió en 1995. Fue padre de doce hijos, entre ellos Luis Carlos, candidato a la presidencia de Colombia, asesinado en 1989. Falleció en 2000.



Período 3. 1974-1986. Importaciones a precios altos, grandes descubrimientos a través de contratos de asociación, preparación para las exportaciones

Juan Francisco Villarreal Buenahora (1974-1978)

Juan Francisco Villarreal inició la administración del nuevo contrato de asociación, uno de los mayores cambios en la historia de Ecopetrol. Colombia recibió el choque petrolero de 1973 pasando a ser importador desde ese año hasta 1986. Las presiones fiscales y de balanza comercial de estas importaciones eran muy altas y negativas.

En la reunión del 6 de septiembre de 1974, una semana después de su posesión, se discutió en la junta directiva (Acta No. 1140) un informe sobre la factibilidad del contrato de asociación como instrumento para impulsar la adición de reservas. Una razón expuesta por Juan Francisco Villarreal sobre la utilidad de este contrato era que: “[...] es evidente que la empresa no puede correr todo el riesgo porque sus recursos son insuficientes, de donde los contratos de asociación vienen a ser benéficos y señaló que, en todo caso, el problema del agotamiento de las reservas requiere medidas inmediatas tendientes a aumentar estas reservas”.

El 17 de septiembre de 1974 se declaró la emergencia social y económica, mediante el Decreto Legislativo 1970. Dentro de ese marco legal, el gas natural adoptó el mismo tratamiento cambiario que el petróleo, para permitir el desarrollo de los yacimientos de la Guajira y su penetración en la canasta energética. El Gobierno nacional abolió los contratos de concesión con el Decreto Legislativo 2310 del 28 de octubre de 1974 e instauró los contratos de asociación con Ecopetrol como la forma básica de explorar y producir crudo en Colombia. Los contratos de concesión vigentes se dejaron sin cambio hasta su expiración. En la junta directiva del 8 de noviembre de 1974 se presentaron las primeras manifestaciones de interés de firmas privadas en asociarse con Ecopetrol.

El 13 de mayo de 1976 (Acta No. 1215), la junta directiva apoyó al Gobierno nacional por la determinación de no adquirir los campos en producción:

[...] a la vez que extendieron al señor ministro (Jaime García Parra) una cordial felicitación por su



exposición sobre la nueva política petrolera del país, que corresponde a un viejo anhelo expresado por los actuales miembros de la Junta, quienes tienen la seguridad de que los lineamientos trazados por el señor ministro serán un motivo de aliento a la industria.

Juan Francisco Villarreal debió mantener una vigilancia permanente de la logística de abastecimiento tanto en compras internacionales de crudo y de refinados (por ejemplo en la negociación de los servicios de cabotaje, y de los suministros con los gobiernos de Venezuela y Ecuador), como en la operación del transporte fluvial del crudo importado, el transporte interno del crudo por ferrocarril, del sistema de ductos, la refinación y el almacenamiento, muy frágiles todavía. Durante su

*Páginas 126-127:
nuevos manifolds de
los tanques de crudos,
Barrancabermeja.*

*Juan Francisco
Villarreal. Óleo de
R. Rodríguez.*

*Refinería de Cartagena
en 1976*



administración se desarrolló el sistema de gasoductos (el primero de ellos, Ballena-Barranquilla), se ensanchó la refinería de Cartagena (con un préstamo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la planta de polietileno de Policolsa, se expandió el sistema nacional de oleoductos (Ayacucho-Barranca y de Occidente) y finalizó la construcción de la planta de balance de Barrancabermeja. Una parte de la financiación requirió deuda con garantía de la Nación.

Durante su administración, Ecopetrol también recibió de Colpet el 99% de las concesiones y campos del Catatumbo y el 100% de la South American Gulf Oil Company (Texaco), que incluía el oleoducto Coveñas, los campos y la refinería en Tibú, los campos de Cicuco y el oleoducto y estaciones de Coveñas, El Retiro, Convención y Bellavista. Durante su período se solicitó, por el Gobierno nacional, que Ecopetrol invirtiera con el IFI en la explotación de carbón del Cerrejón y préstamos a Ecominas. Ecopetrol subsidiaba el combustible a las termoeléctricas, a las compañías aéreas y marítimas y los asfaltos.

La junta directiva aprobaba operaciones y contratos detallados que requerían reuniones frecuentes, involucrándola en el micromanaje de la empresa, con detrimento del foco en problemas estratégicos. Por ejemplo, el primer informe sobre la evolución de la exploración se hizo tan solo en la reunión del 21 de junio de 1977 (Acta No. 1152). En noviembre de 1977 se advertía sobre la deserción de profesionales de la empresa por el incremento de la industria mundial, que coincide con el impulso inicial que dio a la investigación y uso de los

crudos pesados, los que parecen ser los preponderantes en la geología colombiana. En 1978, Ecopetrol fue autorizado para mercadear dos productos nuevos: cocinol y bencina industrial.

Debió atender las permanentes presiones de gasto público de las gobernaciones y municipalidades de Santander, Norte de Santander y la Guajira, que veían a Ecopetrol como una empresa regional con la obligación de apoyar la financiación de acueductos, obras públicas en general y hacer préstamos como anticipos sobre regalías. Además, debió atender en la junta directiva los reclamos de la clase dirigente de Nariño por el aplazamiento de la construcción de la refinería de Tumaco y atender el complejo paro de trabajadores de 1977, declarado ilegal el 30 de agosto.

Juan Francisco Villarreal nació en Simacota (Santander) en 1924. Estudió Química en la Universidad Nacional de Colombia e Ingeniería de Petróleos en Colorado School of Mines. Luego realizó una maestría y el Ph.D. en Ingeniería de Petróleos en The Pennsylvania State University. Antes de llegar a Ecopetrol había trabajado en Colpet, Texaco, y fue el primer decano de la Facultad de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, y después fue nombrado rector en 1962. También fue jefe de investigación y entrenamiento de personal de Petrobras en Salvador (Brasil), director del Icfes, consultor personal y miembro de las juntas directivas de Colciencias, Colcultura, la Escuela Superior de Administración Pública (ESAP) y la Universidad Pedagógica Nacional, y de varias empresas privadas (Ecopetrol Título 9-8399, carpeta 11761595, folios 8 a 10).

Ernesto Suárez Rueda (1978-1979)

Fue nombrado presidente de la compañía por unos pocos meses. Ingresó el 19 de septiembre de 1978 (Decreto 2017) y se retiró el 19 de febrero de 1979 (Ecopetrol Título 9-8744, folios 1 y 3). Al llegar a la empresa, enfrentó la difícil situación financiera de esta, que, en palabras del ministro de Minas y Energía, Alberto Vásquez, se debía al mantenimiento de precios políticos en los combustibles (Acta No. 1321, 19 de octubre de 1978). En noviembre de 1978 se informó en la junta directiva de la tramitación de un préstamo externo, la mitad para el pago anticipado de un préstamo previo de la empresa, y la mitad para cubrir el déficit de esta en 1978. A pesar de esta situación deficitaria, Ecopetrol fue llamada a invertir en la nueva empresa estatal Coluranio.

Durante su administración se discutieron las solicitudes de ajuste de precios de firmas distribuidoras de combustibles y de anticipo sobre regalías para el departamento de la Guajira, y se terminó el ensanche de la refinería de Cartagena.

Ernesto Suárez nació en Bucaramanga (Santander). Provenía de una familia de ganaderos (Carlos Severo Suárez, sucesores) que explotaba la hacienda Hatonuevo en Santander. Estudió Derecho. Fue Director de la Cámara de Comercio de Bucaramanga y senador por Santander. Falleció en el accidente de Avianca en el cerro del Espartillo (Madrid, España) en 1988. En la documentación interna de Ecopetrol no se encuentra información distinta de la citada y su actividad pública cesó después de haber sido presidente de Ecopetrol.



*Página opuesta, arriba:
Ernesto Suárez Rueda.
Óleo de Cecilia Fajardo.*

*Abajo:
Aspecto general
de la refinería de
Barrancabermeja y la
ciénaga, a finales de la
década de 1970.*

*Ensanche de la refinería
de Cartagena.*



Álvaro Barrera Rueda (1979-1980)⁶

Álvaro Barrera forma parte de una secuencia de presidentes de origen santandereano que dirigió la empresa por casi 20 años consecutivos. Al llegar a la compañía asume cuatro retos: el primero fue la amenaza de la Unión Sindical Obrera (uso) de lanzarse a la huelga para presionar el reintegro de 150 empleados que habían sido despedidos en la administración de Juan Francisco Villarreal; el segundo fue organizar la logística del abastecimiento y de las importaciones; el tercero, asegurar la distribución de la gasolina; el cuarto, optimizar la producción de gasolina ante el alto costo de oportunidad del crudo extraído.

La tensión con la uso se manejó con diálogo franco y directo. La construcción de la planta de balance en la refinería de Barrancabermeja estaba frenada por la llegada del equipo de instrumentación. Para reducir los tiempos de trámite, se concibió una zona aduanera en el aeropuerto de Barrancabermeja, que operó con el apoyo del ministro de Defensa (Luis Carlos Camacho Leyva). En esta zona aduanera se legalizó de manera expedita el equipo importado y se redujo el tiempo de trámite que hubiera tomado su transporte desde Bogotá. Álvaro Barrera dirigió la ejecución de un Plan Nacional de Oleoductos para facilitar el transporte de crudo hacia las refinerías, que redujo los cuellos de botella de este segmento de la cadena de valor. Este plan se ideó e implantó con el apoyo de técnicos como José Barake (gerente de la refinería de Barrancabermeja, y quien había sido su primer jefe cuando entró como ingeniero) y Orlando Pastrana Polanco, que gerenciaba una empresa petroquímica independiente. Esta tarea se complementó con el plan de construcción de la planta de abasto de Puente Aranda, que reducía el riesgo de desabastecimiento en Bogotá, que solo tenía una capacidad de almacenamiento para tres días, y luego el almacenamiento de Tocancipá. Durante su presidencia también se acabaron algunas pequeñas concesiones. Ecopetrol compró Orito (Putumayo), que producía en su momento 25.000 barriles diarios, a un precio de us \$5 millones.

Encontró que los términos de la intermediación en las importaciones no eran satisfactorios y decidió negociar directamente con Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA) la importación de crudo, *fuel oil* y gasolina. En particular, se consiguió importar un tipo de crudo semipesado, denominado crudo Bachaquero, para alimentar la planta de balance. Adicionalmente, se importó gasolina de Rumania en el contexto de



acuerdos Gobierno a Gobierno, a precios de Estado. La iniciativa de construir la refinería del Llano buscaba ante todo evitar la concentración sindical en Barrancabermeja; esta iniciativa se dejó estructurada, pero no se emprendió posteriormente. La política de contratos de asociación para hallar más reservas continuó promoviéndose.

Recuerda haber sido citado a la Cámara o al Senado con frecuencia (cada 15 días o una vez al mes) para informar sobre los asuntos de la empresa. En el parlamento era notoria la influencia del representante (y luego senador) por Santander, Hugo Serrano Gómez, a quien había conocido cuando ambos eran compañeros de estudios de Ingeniería en la Universidad Industrial de Santander. Álvaro Barrera encuentra que a

Álvaro Barrera Rueda.
Retrato al óleo.

6. Entrevista realizada el 29 de noviembre de 2010 en Bogotá.

Grupo contra incendios en la refinería de Barrancabermeja, a finales de la década de 1970.

José Barake, gerente de la refinería de Barrancabermeja.

la empresa le quedaban muy pocos recursos para inversión propia después de sus aportes fiscales al Estado, especialmente cuando los precios de venta al público en épocas de importaciones no reflejaban los precios internacionales. El ministro de Hacienda García Parra (antes de Minas en el Gobierno anterior) apoyó los programas de abastecimiento y optimización, pues sin recursos era impensable que la empresa asumiera riesgos en exploración. La empresa había avanzado por cuenta propia en exploración en Arauca, pero por falta de recursos paró de hacerlo cuando estaba a unos 6.000 pies de Cusiana, que se descubrió años más tarde.



Álvaro Barrera nació en San Gil (Santander). Estudió la secundaria en el Colegio Santander de Bucaramanga y, al ser el mejor alumno de su promoción, logró una beca para estudiar ingeniería química en la Universidad Nacional de Colombia. Posteriormente hizo una maestría en Ingeniería Química en el Massachusetts Institute of Technology (MIT), de tipo práctico, que involucraba entrenamiento en plantas. José Barake y Ernesto Zapata, expertos en refinación de Ecopetrol, lo reclutaron para trabajar en la refinería de Barrancabermeja.

Empezó su carrera como ingeniero, en un ambiente laboral muy jerarquizado y pleno de señales que indicaban los rangos. Fue testigo de los resentimientos que se formaron entre Ecopetrol (que seguía el patrón norteamericano de segregación habitacional) y la ciudad de Barrancabermeja. Álvaro Barrera descubrió empíricamente que tenía la capacidad de administrar, basada en su empatía con la gente, en combinar la firmeza con la cordialidad y aplicar el sentido común. La administración, en sus palabras, es un arte humanístico en el que se debe seleccionar las personas más adecuadas, delegar, orientar y supervisar. Como parte de su estilo gerencial, daba charlas sobre administración al personal ejecutivo. Su presidencia fue de puertas abiertas —cualquier funcionario podía ir los viernes a su oficina—.

Antes de llegar a la presidencia de Ecopetrol había ocupado el cargo de vicerrector de la Universidad Industrial de Santander (donde había sido profesor y decano), de donde pasó a ser secretario general y luego viceministro de Educación durante la segunda ocasión en la que Gabriel Betancourt Mejía ejerció el Ministerio de Educación (1966-1968). Fue presidente del Consejo Superior de la Universidad Nacional de Colombia en 1970. Ha tenido actividades empresariales, entre las que se destacan la fundación de Prodegás, empresa que construyó diversos gasoductos como el de Transoriente y el de Apiay. También fue gerente de Dow Chemical para Colombia y Ecuador. Actualmente forma parte del directorio de Canacol Energy Ltd., empresa concentrada en la optimización de pozos existentes.

Como a otros presidentes, le correspondió una época de escasez y de lucha por el presupuesto. Examinando en perspectiva la historia de Ecopetrol, encuentra que, sin desmérito de los grandes logros y cualidades de los presidentes recientes, hay un balance positivo de la historia empresarial: “cada quien, con su estilo, hizo cosas por su empresa”.

José Fernando Isaza Delgado (1980-1982)⁷

José Fernando Isaza enmarca su gestión dentro de las consecuencias del embargo petrolero de 1973 y los altos niveles internacionales de precios de comienzos de los años ochenta. En 1972, un estudio de Fedesarrollo, liderado por Rodrigo Botero, había alertado sobre la disminución de las reservas y el riesgo de desabastecimiento en Colombia y propuesto las bases para la reforma hacia el contrato de asociación. Isaza resalta, además de las medidas de profundización de estos contratos y la eliminación del contrato de concesión, las siguientes medidas tomadas durante la administración López: el impulso dado al consumo de gas natural, que permitió desarrollar el campo de Guajira, y la liberación de precios del *fuel oil*, que venía siendo usado para generar electricidad, que condujo a una mayor generación eléctrica a carbón. Estas dos medidas ayudaron a ajustar la matriz energética del país en respuesta a las nuevas realidades energéticas mundiales.

El presidente López Michelsen había eliminado el dólar petrolero y definido el precio internacional para contabilizar las regalías para reactivar la exploración. Mientras no se produjeron nuevas adiciones de reservas, Colombia se vio obligada a importar crudos y *fuel oil*, especialmente de Venezuela (entre 20 mil y 30 mil barriles diarios), en medio de las negociaciones sobre delimitación marina que se daban dentro del frustrado Acuerdo de Caraballeda (1980).

Los precios del crudo superaron los us \$30 por barril en los primeros años de la década de los ochenta (diez veces más altos que los precios de comienzos de la década de los setenta; en parte sostenidos por la inestabilidad introducida por la revolución iraní desde 1978 y la guerra Irán-Iraq). Los impactos sobre la balanza de pagos fueron inmensos: la situación obligó a formular medidas para recuperación secundaria y definir precios que estimularan la exploración y producción. La recuperación de la autosuficiencia petrolera llegó en administraciones posteriores. José Fernando Isaza enfatiza que estos logros deben reconocerse a la claridad y las decisiones tomadas por los Presidentes de la República López Michelsen y Turbay, con el concurso de Jaime García Parra, ministro de Minas y Energía (1975-1977) y Miguel Urrutia, director del DNP (1974) y ministro de Minas y Energía (1977).

Orientó su gestión a la búsqueda, directa y asociada, de nuevas reservas; al mejoramiento de la refinación



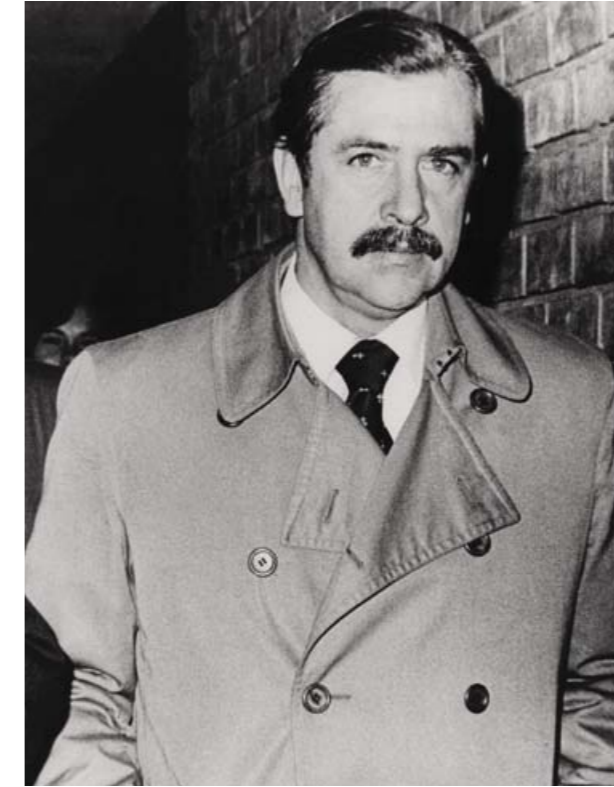
y la petroquímica, que no era rentable; y a garantizar el transporte de todo el crudo extraíble, aun en los pozos de más difícil acceso, por ducto o por camiones. La extensión de la red de transporte hizo aflorar un conflicto entre tractomulas y transporte por ducto, similar al que había sucedido en Estados Unidos entre ferrocarriles y diligencias en el siglo XIX. También se logró construir el almacenamiento para Bogotá, que no tenía abastecimiento de emergencia. A su llegada a la empresa encontró un personal muy profesional, con entrenamiento en la industria; no encontró necesidades de reestructuración, y las relaciones laborales siempre fueron difíciles, pero menos de lo que la prensa proyecta. El Gobierno nacional fue respetuoso con la administración, pero ejerció sus derechos.

José Fernando Isaza. Retrato al óleo.

7. Entrevista realizada el 26 de noviembre de 2010 en Bogotá.

Jaime García Parra, ministro de Minas y Energía (1975-1977) y Miguel Urrutia, director de Planeación Nacional (1974) y ministro de Minas y Energía (1977).

Juan José Turbay y Carlos Martínez Simahan, dos personajes fundamentales en la historia de Ecopetrol.



José Fernando Isaza nació en Manizales (Caldas) en 1946. Es ingeniero eléctrico de la Universidad Nacional de Colombia (graduado *summa cum laude*) y tiene una maestría en Matemáticas de la Universidad de Estrasburgo (Francia) y otra en Física Teórica de la

Universidad Nacional de Colombia. Ha sido profesor de la Universidad Nacional de Colombia, la Escuela Colombiana de Ingeniería y la Universidad de los Andes. Su entrenamiento para la gerencia pública previa a la llegada a la presidencia de Ecopetrol incluye su vinculación al Departamento Nacional de Planeación (DNP) en las áreas de electricidad e infraestructura, así como la gerencia del Instituto de Fomento Industrial (IFI, entre 1978 y 1980). Isaza plantea que hace 30 años el número de profesionales capacitados en la administración pública era reducido; de igual forma, las oportunidades de entrenamiento formal en gerencia o gerencia de lo público eran modestas. En la práctica, se estableció un “entrenamiento sobre la marcha” que incluyó el paso por el DNP, el Ministerio de Hacienda o el Banco de la República para muchos de los profesionales que ocuparon posiciones de liderazgo en la conducción del Estado.

Después de ser presidente de Ecopetrol, Isaza se desempeñó como ministro de Obras Públicas y Transporte (1982-1983) y como presidente de la Compañía Colombiana Automotriz (1986-2006), donde estableció la Fundación Mazda para el Arte y la Ciencia, que otorga becas en astronomía, física teórica, matemáticas puras y música formal. Desde 2006 es rector de la Universidad Jorge Tadeo Lozano y mantiene una activa presencia en la prensa nacional.

Rodolfo Segovia Salas (1982-1985)⁸

Al ser nombrado en la presidencia de Ecopetrol por el presidente Belisario Betancur, diez años después de haber sido miembro de su junta directiva, Rodolfo Segovia encontró un “espíritu de cuerpo” que no era fácil de encontrar en el resto de las entidades del Estado colombiano: existía internamente una visión compartida y una gran lealtad con la empresa, traducida además en un nivel elevado de probidad administrativa. José Fernando Isaza, su predecesor en la presidencia, había devuelto a la empresa un ritmo que estaba por perderse y puesto orden en la gestión.

La empresa emulaba el desempeño interno de una empresa privada. Por supuesto, su carácter público la obligaba a alinearse con las políticas y el funcionamiento del Estado. Con la excusa —válida— del carácter técnico de las operaciones, se podía mantener un perfil tecnocrático en la gran mayoría de nombramientos clave, manteniendo las prácticas de reclutamiento de las empresas norteamericanas vinculadas a la actividad petrolera en Colombia. Ecopetrol era una empresa piramidal —y lo sigue siendo— con coherencia interna que se movía en la dirección indicada si se apretaban los controles de mando adecuados, uno de los cuales era la argumentación de autoridad técnica.

Tuvo un equipo muy bueno de vicepresidentes, entre ellos Orlando Cabrales (ministro de Minas y Energía y actual gerente de Reficar, filial de Ecopetrol), José Barake, Jorge Bendeck (posteriormente ministro de Obras y Transporte), así como los futuros presidentes de Ecopetrol, Enrique Amorcho y Francisco Chona.

Las actividades básicas de su presidencia fueron la estructuración de un programa propio de exploración para la empresa, la promoción internacional del contrato de asociación, y la estructuración del paquete de financiación y rápido trámite de la contratación del oleoducto Caño Limón-Coveñas.

A su llegada existía presión por explorar y producir crudo. La producción aumentaba en pequeñas dosis (del orden de 1.000 barriles diarios cuando se lograba materializar), que tenían importancia durante la escasez y se publicaban en la prensa nacional. Se revisó el programa de exploración, incrementando los montos de exploración directa, pero el bagaje técnico no era sólido y se exploraron muchas áreas de frontera con el riesgo de devaluarlas por la falta de hallazgos. Esta política se corrigió con la ayuda de expertos colombianos de alto nivel residentes en el exterior, quienes aconsejaron buscar en las mismas áreas donde ya se había encontrado crudo.



Este argumento de autoridad técnica fue suficiente para reorientar la exploración, llegando incluso a tal celo en su aplicación, que Ecopetrol llegó a reservarse zonas con buena prospectividad que no podía explorar por ausencia de fondos, y para los que no buscó asociados.

Colombia contaba con una tradición de respeto a las reglas del juego que era atractiva para ofrecer internacionalmente el contrato de asociación, el cual se había decantado y era jurídicamente estable. Se efectuaron giras de promoción en los centros petroleros mundiales, teniendo como trasfondo una geología pobre, evidenciada en que, desde 1919, solo se había encontrado un gran campo (La Cira-Infantas, el campo más grande descubierto en Colombia hasta la fecha; del orden de los 250 millones de barriles de reservas recuperables).⁹

*Rodolfo Segovia Salas.
Retrato al óleo.*

8. Entrevista realizada el 9 de marzo de 2011 en Bogotá.

9. Al respecto, Rodolfo Segovia recuerda haber acuñado en 1983 la frase “Colombia no es un país petrolero; es un país con petróleo”.

Visita del presidente Belisario Betancur a la refinería de Barrancabermeja.

La actividad exploratoria, que había tenido un promedio aproximado de nueve contratos de exploración anuales entre 1970 y 1982, pasó a un promedio de más de 21 contratos anuales entre 1983 y 1989, año en que la percepción de estabilidad jurídica puede haber cambiado fuertemente por el cambio en las reglas del juego del contrato de asociación. El aumento de la actividad atrajo a nuevos jugadores como Petro-Canada; la Shell regresó a Colombia y, en este proceso de revitalización de la exploración, llegó nueva tecnología.

El descubrimiento de Caño Limón en 1983, el mayor campo de la historia de Colombia, con reservas de 1.100 millones de barriles, permitió a Colombia recuperar la autosuficiencia petrolera. Un descubrimiento de este tamaño fue una sorpresa. Arauca, región donde se encuentra el campo, era un territorio de frontera en todos los sentidos, distante e incommunicado, y Ecopetrol no estaba preparada financieramente para cumplir con la mitad de las inversiones contractuales de desarrollo del pozo y construcción del oleoducto Caño Limón-Coveñas (770 km). Puesto que Occidental, la compañía asociada, tenía tanto o mayor interés que Colombia en exportar rápidamente el crudo, le hizo un préstamo a Ecopetrol, pagadero con deducciones de la tarifa de transporte y la Corporación Financiera Internacional (IFC) del Banco Mundial hizo un préstamo para completar la financiación del oleoducto.

El oleoducto se construyó en un tiempo muy breve (2,5 años; estuvo listo en diciembre de 1985), sin que Ecopetrol hubiera tenido que aportar dineros propios para el cierre financiero. Se logró defender la tesis de

que la construcción del oleoducto para llevar el crudo al mercado era atribución de los asociados de Ecopetrol y Occidental, lo que evitó que se hubiera tramitado como contrato de obra pública. Esta tesis no fue compartida por algunos miembros de la junta directiva; en el contexto de la crisis de la deuda latinoamericana, la construcción de este proyecto dentro de la lógica de la contratación pública era asunto de debate. Primó al final la necesidad de buscar a un contratista universal que organizara el paquete entero de bienes y servicios, como es la usanza en la industria internacional. Durante su administración no enfrentó problemas laborales más allá de las tradiciones de complejidad de las negociaciones colectivas. Los eventos de sabotaje se enfrentaron con la denuncia penal, que resultó efectiva para disuadir estas conductas.

Rodolfo Segovia nació en Barranquilla (Atlántico) en 1936. Estudió Ingeniería Química en el MIT, donde se graduó en 1958. Luego hizo una maestría de artes en Historia en la Universidad de California (Berkeley) y una maestría en Desarrollo Económico en el Institut International de Recherche et de Formation Education et Développement (IRFED, Francia). Inmediatamente después de salir de la presidencia de Ecopetrol fue ministro de Obras Públicas y Transporte. También fue representante a la Cámara y senador de la República durante la época de la Asamblea Nacional Constituyente (1991). Ha fundado empresas y ha sido miembro de la junta directiva de Occidental Petroleum Corporation y del Grupo Sanford. Uno de sus intereses es la historia de Cartagena, sobre la cual ha escrito varios libros. Sobre su gestión, encuentra que “funcionó por radar; cada día trajo su afán”.



Alfredo Carvajal Sinisterra (1985-1986)¹⁰

Durante la presidencia de Alfredo Carvajal, los precios internacionales fueron bajos y, en 1986, Arabia Saudita empezó a usar precios de tipo *netback* en los principales mercados del mundo para asegurar los márgenes de refinación que usaran su crudo, como medida para asegurar su influencia dentro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y sus mercados. Esta decisión del principal productor del mundo no presionaba los precios internacionales al alza.

Se construyó el último tramo del oleoducto Caño Limón-Coveñas y se instaló la estación de exportaciones en el puerto de Coveñas. A raíz de los precios bajos, la junta directiva discutió si era mejor guardar el recurso en el subsuelo en espera de mejores precios. Esta era una pregunta importante para definir la estrategia exportadora. En el debate de la junta, la administración mostró que el valor presente neto de esperar mejores precios para extraer en el futuro era inferior al de extraer el recurso cada vez que el precio fuera más alto que el costo variable de producción, y esa política se adoptó en adelante para la comercialización en los mercados externos. Por otra parte, una regla de producir con precios altos no se hubiera sostenido durante períodos de necesidades fiscales o con balances comerciales y de pagos negativos, en parte por la lógica propia de los Gobiernos y en parte por las recomendaciones del Fondo Monetario Internacional (FMI) con respecto a la contabilidad y manejo del déficit público consolidado.

En medio de la abundancia del hallazgo de Caño Limón, se conformó un fondo de exploración. La aparición de la capacidad exportadora y la necesidad de gestionar las inversiones de los contratos de asociación necesitaban una mejor organización interna, pues la organización anterior correspondía a la de un mundo deficitario. La reforma eliminó unas vicepresidencias y creó otras; particularmente, se requería fortalecer la comercialización, la cual fue muy dura porque tocaba intereses de empleados de todos los niveles y tenía que ir al Congreso. La reforma se gestó con apoyo de Petro-Canadá, cuyo personal de apoyo viajó en varias oportunidades para reunirse con la cúpula de Ecopetrol. El proceso tuvo una estrategia de socialización con formadores de opinión pública y miembros del parlamento; durante su gestión, además de las gestiones de adecuación de las capacidades de exportación, creación del fondo de exploración y la reforma administrativa, se creó el Instituto Colombiano del Petróleo



(ICP) en 1985, un esfuerzo en el que debe recordarse el aporte de Juan José Turbay.¹¹

Como muchos otros presidentes, entró a su cargo en medio de una negociación de la convención colectiva de trabajo; para enfrentarla, le fue útil su experiencia en el área de gestión humana de la Organización Carvajal. Alfredo Carvajal vinculó a nuevas personas en la gestión moderna de la empresa, entre ellos a Alberto Merlano, en el cargo de vicepresidente administrativo, quien venía de trabajar en la Universidad del Atlántico, y continuó su labor dentro de la empresa después del retiro de Alfredo Carvajal, con la meta de reconfigurar las relaciones que desde siempre habían tenido un carácter abiertamente confrontacional con la administración.

10. Entrevista realizada el 14 de febrero de 2011 en Cali.

11. Juan José Turbay es un protagonista de la historia de Ecopetrol. Estudió Derecho en la Universidad Nacional de Colombia. Fue ministro de Minas y Energía en 1962 y en 1975 y miembro de la junta directiva de Ecopetrol por muchos años. El Instituto Colombiano del Petróleo lleva su nombre, en homenaje.

*Página opuesta:
Alfredo Carvajal
Sinisterra.
Retrato al óleo.*

*Discurso de Alfredo
Carvajal Sinisterra,
presidente de Ecopetrol.
Lo acompañan en la
mesa Álvaro Cala
Hederich, gobernador
de Santander, y
Juan Francisco
Sarasti, Obispo de
Barrancabermeja, 1985*

*Convención laboral
Ecopetrol-USO. Hugo
Carrascal, Alberto
Merlano, Manuel
Cepeda y César
Carrillo, entre otros.*



Alfredo Carvajal nació en Cali (Valle) en 1936. Es hermano de Manuel Carvajal, quien fue uno de los líderes que participaron en la concepción y fundación de Ecopetrol. Realizó sus estudios de pregrado en la Escuela de Negocios de Wharton (Universidad de Pensilvania), de donde se graduó en 1959. Posteriormente hizo estudios de maestría en Administración de Negocios en la Universidad del Valle, graduándose de su primera promoción en 1966. Esta universidad había organizado este programa pionero en Colombia con el apoyo del profesor Roderick O'Connor de Georgia Tech, quien

trajo a Cali a los profesores Ezra Solomon y Peter Drucker. Antes de llegar a Ecopetrol, Alfredo Carvajal fue director de Valorización, concejal de Cali, alcalde de Cali entre 1974 y 1976, ejecutivo de la Organización Carvajal y sirvió como Alto Comisionado de Paz (junto al mayor general (r) Gerardo Ayerbe Chaux y monseñor José Luis Serna) en 1983. Después de salir de Ecopetrol ha sido directivo de la ANH, regresó a la Organización Carvajal, fue profesor invitado en Georgia Tech en 1989 y 1990, y Wharton le otorgó en 2003 el premio de alumno distinguido.

Alfredo Carvajal reflexiona que, en perspectiva, el cambio al contrato de asociación de 1989 deterioró la capacidad de Ecopetrol de atraer nuevas inversiones: antes del cambio, se exploraban entre 50 y 60 pozos anuales, tasa que se redujo a niveles de diez pozos anuales. Identifica dos hitos con efectos en la historia de Ecopetrol: el uso de precios internacionales para liquidar los derechos de los asociados, medida tomada por el ministro García Parra en 1974, y la reforma sectorial de 2003 que separó las funciones empresariales de las de manejo del recurso y cambió la naturaleza de Ecopetrol. En este último aspecto reconoce el trabajo y esfuerzo del presidente Isaac Yanovich y del ministro Luis Ernesto Mejía. Con el cambio se eliminaron los conflictos de interés de Ecopetrol que tenía por ser juez y parte y competidor de los asociados en producción y distribución, por lo que no había transparencia.





Período 4. Exportaciones a precios bajos, cambios en el government take de los contratos de asociación, disminución de las expectativas de grandes hallazgos, agotamiento del modelo de empresa estatal-reguladora

Francisco José Chona Contreras (1986-1988)¹²

Francisco Chona hizo su carrera dentro de Ecopetrol. Fue asistente de presidencia durante los cuatro años de la administración de Juan Francisco Villarreal; esta experiencia, que fue su escuela en la práctica administrativa, le permitió examinar el conjunto de problemas de la empresa y manejar relaciones complejas. Ingresó a la presidencia en una época de “vacas gordas”, después del descubrimiento de Caño Limón, y generó un sentido de pertenencia a la empresa por parte de los empleados.

Nació en Tibú (Norte de Santander). Es hijo de un trabajador petrolero de Colpet, la compañía norteamericana que explotó la Concesión Barco hasta 1981. Trabajó como obrero raso en la misma firma en Tibú, donde veía pasar a unos “monos en camionetas negras” (ingenieros norteamericanos de la compañía). Terminó el bachillerato en 1955. Por su persistencia logró que lo admitieran para trabajar en los laboratorios de datos de geofísica y exploración de la firma, y logró el apoyo de los ingenieros y técnicos extranjeros para llegar preparado al examen de admisión en Ingeniería de Petróleos en la Universidad Industrial de Santander. Ellos le dieron entrenamiento en física, química, matemáticas e inglés. Se graduó en 1961 como uno de los tres mejores alumnos de su promoción, en un ambiente de predominio de las ideas de izquierda y nacionalistas, que lo influyó. Fue contratado en Ecopetrol en 1962 y trabajó allí hasta 1986, año en que fue nombrado presidente durante la administración de Virgilio Barco.

Su experiencia incluye tres años de trabajo en El Centro, en exploración y en el estudio de la economía de los yacimientos. Desde 1968 se desplazó a Bogotá y participó en el diseño de los términos de los contratos de asociación durante 1968 y 1969. Durante 1970 y 1971 condujo estudios de maestría en Ingeniería de Petróleos en la Universidad de Tulsa (Oklahoma, Estados Unidos). A su regreso hizo un estudio sobre el esfuerzo de perforación óptimo en la zona de El



Difícil, que atraía los intereses de las familias Barco y Santo Domingo a través de la firma Antex, asociada a Ecopetrol. Otro estudio recomendaba efectuar 30 perforaciones, mientras que el estudio de Francisco Chona proponía solo tres; el éxito de perforación en el primer intento le sirvió para llamar la atención de Gustavo Vasco, gerente de Antex y posterior asesor del presidente Virgilio Barco, lo que puede haber incidido sobre su ulterior nombramiento como presidente de Ecopetrol (aparentemente, el presidente Barco deseaba nombrar a un funcionario de carrera y Francisco Chona compitió con otros dos vicepresidentes). Posteriormente asesoró los trabajos que darían lugar al descubrimiento de Cusiana, trabajó en el oleoducto Caño Limón-Coveñas (este último,

Páginas 140-141: refinería de Cartagena a finales de la década de 1980.

Francisco José Chona Contreras. Retrato al óleo.

12. Entrevista realizada el 28 de enero de 2011 en Bogotá.

Guillermo Perry, ministro de Minas, Juan José Turbay, Francisco Chona, Alfonso Castro López y Arturo García Salazar en la constitución del gasoducto central entre Bogotá y La Guajira.

Francisco Chona preside la premiación Bachilleres por Colombia, 1987.



un puerto sobre el mar Caribe), en calidad de vicepresidente de operaciones asociadas.

Dedicó su gestión a proyectar la empresa en cuatro asuntos: el primero fue extender la cobertura del gas vehicular y doméstico; el segundo, continuar con la política de exploración a través del contrato de asociación; el tercero, impulsar una nueva refinería en Puerto Salgar (el centro geográfico del país, en el Magdalena Medio), que no prosperó; por último, impulsar la labor del ICP. Dentro de su administración, los contratos de asociación fueron condenados violentamente por la guerrilla del Ejército de Liberación Nacional (ELN) durante su presidencia.

Gestionó la empresa con un estilo de “amigo de la gente”: visitaba con frecuencia los frentes de trabajo y reunía al personal para discutir problemas y plantear

soluciones. Estima que sus planes de vivienda contribuyeron al bienestar de los empleados, y considera a Juan Francisco Villarreal como su maestro, del que aprendió que el arte de dirigir a Ecopetrol se reducía a “manejar la junta directiva, a la uso y a los medios”. Francisco Chona fundó Ecopetrol Internacional como parte de una estrategia de internacionalización en exploración; desde su punto de vista, Ecopetrol ha oscilado entre ser una empresa de Gobierno y una empresa de Estado. No estuvo de acuerdo con la decisión del Gobierno de que Ecopetrol adquiriera las acciones de Carbocol y esta situación coincidió con su salida de la presidencia. Después de su retiro de la presidencia, expresó su opinión a favor de la privatización de la empresa para independizar la gerencia de las decisiones políticas.

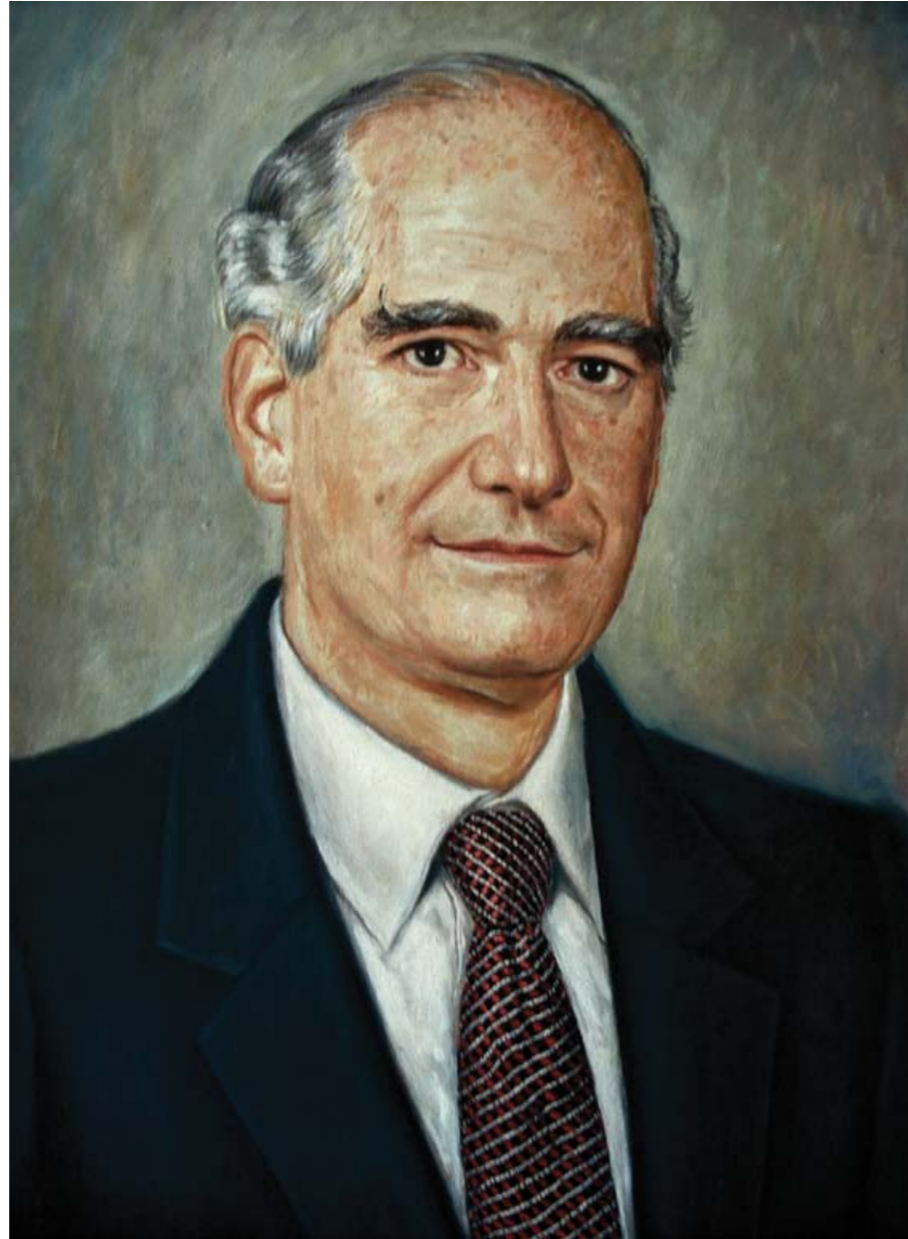
Andrés Restrepo Londoño (1988-1992)¹³

La presidencia de Andrés Restrepo cubrió un período en el que el precio internacional del crudo era volátil pero tenía precios bajos, no mayores a us \$24 por barril, patrón interrumpido por el aumento de precios durante la Guerra del Golfo en 1991. Los dos modelos de empresa petrolera, nacional y privada, mantenían una relación confrontacional a nivel mundial y se daban los primeros ejemplos de privatización de empresas nacionales, como fue el proceso de Yacimientos Petrolíferos Federales (YPF) en Argentina, iniciado en 1990. Caño Limón ya estaba en plena producción y British Petroleum (BP) descubrió Cusiana en 1989. Existía un potencial de mayor uso del gas natural, para el que no existían incentivos de exploración.

En el ámbito nacional, la inflación y las tasas de interés eran muy altas, por lo que Ecopetrol sentía una permanente presión por entregar recursos fiscales. Se había aprobado una nueva Constitución en 1991 y la Asamblea Nacional Constituyente había asignado mayores proporciones de las regalías a las regiones, después de debates enconados sobre la titularidad y usufructo de los recursos del subsuelo (regiones o el Estado central).

Llegó a una empresa en condiciones políticas difíciles. Sucedió a Francisco Chona, quien representaba las aspiraciones de ascenso de buena parte del personal, sin haber hecho carrera dentro de la empresa. Ecopetrol se enfrentaba al conflicto de intereses como rector de la política petrolera y operador del recurso, a una guerrilla que perpetraba permanentes atentados contra la infraestructura de transporte (cerca de 300 voladuras al año) y a una opinión pública nacionalista. Tuvo la fortuna de contar con juntas directivas que lo respaldaron en sus decisiones operacionales, lo que le permitió construir confianza. La actitud del sindicato dificultaba la gestión empresarial, pues este había nacido con la empresa: se atribuía su paternidad, la veía como un recurso de los trabajadores, generaba crisis permanentes y en ocasiones llegaba a posiciones extremas.

Resume su gestión en tres grandes líneas. La primera fue la consolidación de un equipo gerencial: había que ganarse la confianza del equipo cercano a la presidencia y dar libertad de acción y responsabilidades de gestión a los vicepresidentes, en una empresa de tradición muy jerárquica y con muchos elementos de endogamia. Realizó muy pocos cambios a nivel



ejecutivo y su estilo gerencial fue de amplio contacto personal en todos los niveles y de visitas a los sitios de trabajo.

La segunda línea de acción fue independizar el debate político sobre el petróleo de la gestión empresarial. Enfatizó la noción de bien público para enmarcar los debates sobre el papel de la empresa y sus necesidades de inversión. Buscó la consolidación de las reglas del juego y las relaciones con los asociados, labores que no eran fáciles (se presentaron discusiones sobre el tamaño real de las reservas encontradas en Cusiana y luego en Cupiagua). También buscó consolidar el Instituto Colombiano del Petróleo, que estaba por finalizar su dotación de laboratorios y edificios, en su investigación en tratamiento de crudos y

Andrés Restrepo Londoño. Retrato al óleo.

13. Entrevista realizada el 2 de diciembre de 2010 en Bogotá.



Inauguración de la estación receptora y reguladora de gas de La Guajira con la ministra de Minas, Margarita Mena, y el presidente de Ecopetrol, Andrés Restrepo.

Habitantes del sur de Bogotá hacen fila para comprar cocinol.

recuperación de campos. Ecopetrol mejoró la calidad de los combustibles (especialmente en la remoción del plomo) y logró eliminar el cocinol, que era en esencia gasolina para cocción en reverberos que se vendía con subsidio a las familias pobres, puesto que este producto presentaba problemas de seguridad y de alta contaminación por su combustión dentro de los hogares. La cobertura del gas natural aumentó con la construcción de las primeras redes regionales de gasoductos.

La tercera línea de acción fue la lucha por los recursos para su reinversión, que generaba tensiones con el Ministerio de Hacienda y el DNP. No fue sencillo lograr la financiación para modernizar las refinerías y completar la red de oleoductos; en esa discusión

no ayudaba que la exploración directa de Ecopetrol mostraba malos resultados.

El trabajo en estos frentes avanzó en la medida en que se alinearon las perspectivas de los Presidentes de la República, los ministros de Minas y Energía y el presidente de Ecopetrol. Andrés Restrepo estuvo dos años con el gobierno de Virgilio Barco y dos años con el gobierno de César Gaviria; durante esos cuatro años tuvo a cinco ministros de Minas y Energía como presidentes de junta directiva. Esta frecuencia de cambios no favorecía la consolidación de planes de trabajo. Durante su período de presidencia vivió el paso de la abogada Margarita Mena de Quevedo de secretaria general de Ecopetrol a ministra de Minas y Energía. En 1989, Margarita Mena de Quevedo introdujo cambios al contrato de asociación, aumentando el *government take* cuando la producción acumulada de un contrato superara los 60 millones de barriles.

Al llegar a Ecopetrol estaba familiarizado con las relaciones del poder y con experiencia empresarial y académica. Se ganó rápidamente la confianza del personal y buscó una administración con seguridad proyectada. Desligó la injerencia detallada de la presidencia sobre los procesos de contratación en procura de bienes y servicios.

Andrés Restrepo nació en Medellín (Antioquia) en 1942. Es economista de la Universidad de Antioquia, donde también fue docente de la asignatura de Teoría Monetaria durante dos años. Realizó estudios de posgrado en Economía Financiera en el Instituto de Estudios Políticos (IEP en francés), en Harvard y en el Instituto Centroamericano de Administración de Empresas (Incae, Costa Rica). Antes de llegar al servicio público estuvo siete años dedicado a actividades comerciales y a la agroindustria. Previamente a su llegada a Ecopetrol había sido gerente financiero de Empresas Públicas de Medellín (empresa a la que representó ante ISA), gerente de Carbocol, ministro de Desarrollo (1980-1981; período en el que dio el debate con Luis Carlos Galán y Carlos Lleras sobre El Cerrejón) y embajador ante el Reino Unido (1981-1982), durante el gobierno de Julio César Turbay. Después de ocupar estos cargos administró el proceso de quiebra de Cementos Samper, retomó su vocación por la agroindustria y ocupó cargos en juntas directivas en numerosas empresas del sector real y financiero (entre ellas Propilco, Colombia Móvil, Banco de Bogotá y Seguros Bolívar) y organizaciones sin ánimo de lucro (Fundación Social).

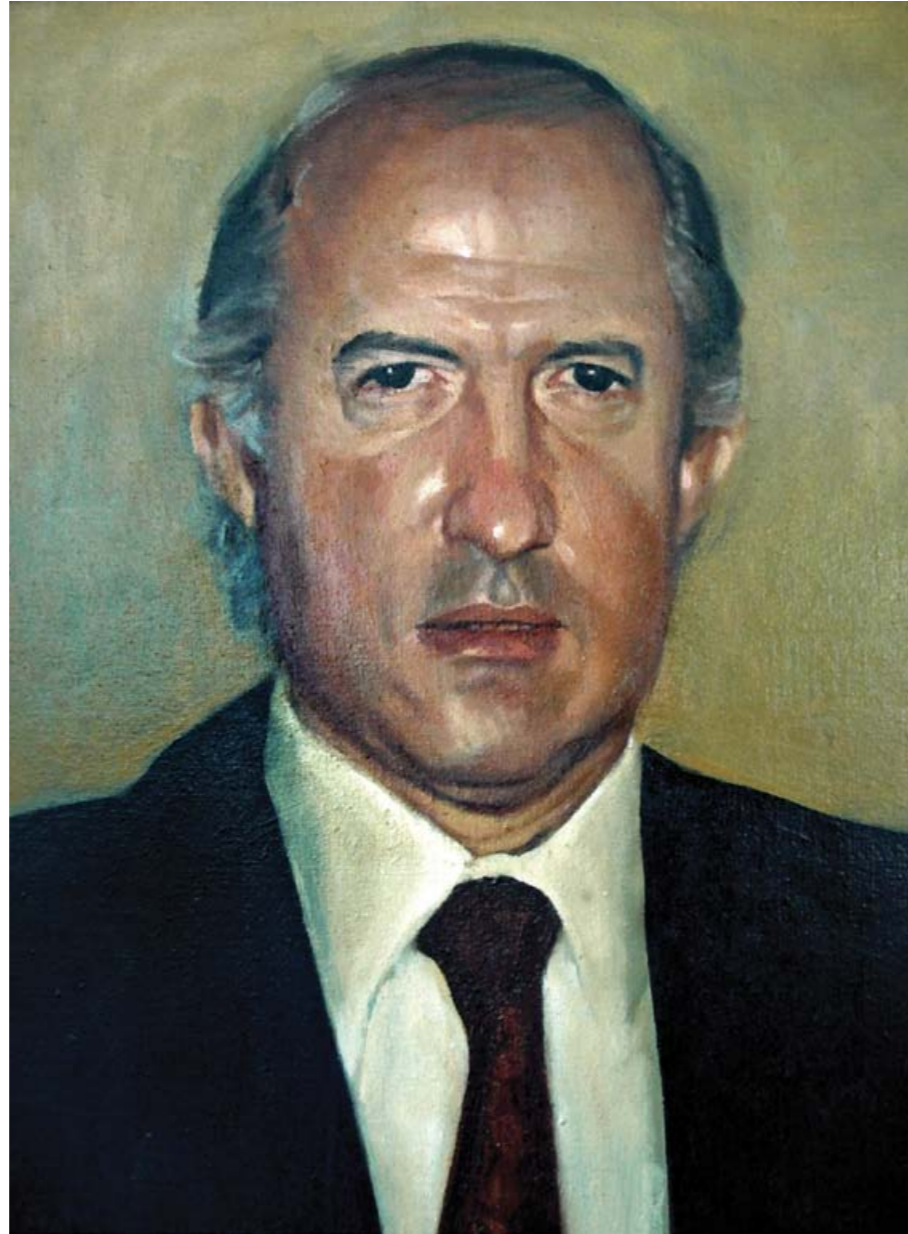
Juan María Rendón Gutiérrez (1992-1995)¹⁴

Juan María Rendón caracteriza a Ecopetrol como una empresa limitada, a su llegada, en misión y visión por estar amarrada a las cuentas nacionales. En la práctica, la empresa se estaba debilitando porque se reducía a aportar dineros fiscales, y el contexto internacional era de precios bajos, que llegaron a los us \$16 por barril. El país era muy inseguro y el impuesto de guerra desalentaba la inversión de firmas privadas en exploración. El último cambio del contrato de asociación en 1989 para aumentar el *government take* también influyó negativamente en la atracción de inversiones en exploración, especialmente porque las decisiones se basaban en producción y no en rentabilidades.

Colombia se había acostumbrado a explorar diez pozos por año, y países como Venezuela y Ecuador empezaron a ofrecer mejores condiciones de exploración, por lo que la inversión se desvió a esos y a otros países. El sentimiento nacionalista imperaba en la opinión pública, el Congreso y el sindicato. La exploración prácticamente se paró durante diez años.

Durante su gestión buscó mejorar la competitividad del contrato de asociación mediante la introducción de un Factor R en 1994, para reflejar el cambio de la rentabilidad con la producción acumulada. Se programaron las inversiones de acuerdo con las restricciones presupuestales y se introdujeron innovaciones financieras para el transporte de Cusiana y Cupiagua, usando contratos del tipo Build, Operate, Maintain and Transfer (BOMT). También se inició un proceso de modernización corporativa, al encomendarse un estudio a un consorcio de consultores colombianos (Asesoría y Gestión) y Booz Allen & Hamilton. Las recomendaciones de este estudio no pudieron implantarse durante la administración de Juan María Rendón, y se pasaron a la de Luis Bernardo Flórez.

Se iniciaron las primeras emisiones de bonos y se promovieron los *road shows* en el exterior para traer inversionistas en exploración. También se definieron mecanismos para administrar la entrega de concesiones que revertían, que muchas veces eran un paquete de problemas: campos agotados, pasivos laborales y ambientales, por lo que era razonable que muchas veces el concesionario siguiera manejando el pozo bajo modalidades de asociación. Modernizó las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, y revisó mucho la factibilidad de construir una nueva refinería en el interior. Esta decisión era difícil por el tamaño de la inversión en relación con el tamaño



Retrato al óleo de Juan María Rendón Gutiérrez.

de la empresa y de las perspectivas del negocio. Impulsó la construcción del poliducto del Pacífico para el abastecimiento del occidente del país. Tuvo una buena relación con el Congreso y el Gobierno. Las negociaciones con el sindicato eran fuertes, pero lo previsible de las demandas y las reacciones sindicales de alguna forma ayudaban a que fueran menos problemáticas. Su gestión transcurrió entre la segunda parte del gobierno de Gaviria y la primera parte del gobierno de Samper.

Juan María Rendón nació en Pereira (Risaralda). Estudió Ingeniería Industrial en la Universidad de los Andes y realizó estudios de maestría en Administración de Negocios (MBA) en la Universidad del Valle y en la Universidad de la Florida (Miami). Fue director del Departamento de Ingeniería Industrial de la Universidad

¹⁴. Entrevista realizada el 6 de diciembre de 2010 en Bogotá.

Discurso del presidente Cesar Gaviria Trujillo en la inauguración de la nueva sede del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), Piedecuesta, Santander, 1993.

Firma del convenio laboral de 1993. Juan María Rendón y Antonio Patrón, por Ecopetrol, y Fernando Ramírez, por la USO.

Premiación de Bachilleres por Colombia. Bogotá, 1989.



del Valle durante cuatro años. Antes de llegar a Ecopetrol había tenido una trayectoria en el sector privado, siendo presidente de Sucromiles, Uniroyal e Icollantas. Fue representante del presidente Gaviria en las juntas directivas del Banco Popular, el IFI, Carbocol, Telecom y la Financiera Eléctrica Nacional (FEN). Después de retirarse de Ecopetrol, se ha dedicado a atender negocios familiares.

Juan María Rendón aplicó un estilo de gerencia participativa orientado a resultados y cumplimiento de objetivos. Considera que el cambio del sector y de la empresa después de 2003 es muy positivo, especialmente al haberle quitado a Ecopetrol el manejo de la política y del subsuelo. En adelante, ya no se podrá hablar de "Ecopetrol contra el resto del mundo", como sucedió en el pasado para defender las posibilidades de reinversión y de crecimiento.

Luis Bernardo Flórez Enciso (1995-1997)¹⁵

Luis Bernardo Flórez recibió la empresa en un contexto internacional de precios bajos del crudo, que fluctuaban alrededor de us \$20 por barril después de la guerra entre Irán e Iraq. El contrato de asociación vigente no era atractivo para atraer inversiones en exploración y producción, por lo que buscó mejorar las condiciones de estos contratos (entre ellas la reducción de su carga tributaria), lo que redundó en un mayor número de contratos firmados y en un aumento de la actividad exploratoria, sin resultados inmediatos. La discusión de fondo era la necesidad de volver competitiva a una empresa estatal, con sus ventajas y desventajas. Internamente, la administración del presidente Samper enfrentaba un clima político muy difícil y la voladura de oleoductos por la guerrilla era muy intensa; la situación laboral era complicada, y las negociaciones de convención colectiva duraron cuatro meses.

Se encontró con las limitaciones de gestión que casi todos los demás presidentes mencionan al llegar al cargo: topes a la inversión y restricciones por formar parte del presupuesto general de la Nación, con excesivas transferencias al Gobierno nacional y asumida por buena parte de la sociedad como financiadora de urgencias fiscales, sin posibilidad de desarrollar su potencial. Por ejemplo, durante 1996, la empresa transfirió a la Nación excedentes financieros (\$226.000 millones corrientes) superiores a sus utilidades (\$151.000 millones). Estas decisiones fueron ampliamente discutidas en la prensa pública.¹⁶ A estas complicaciones se agrega que a Ecopetrol le tocaba también manejar las regalías y los anticipos de regalías a los entes territoriales, actuando como prestamista *de facto* a estas entidades.

Durante su administración se impulsó la comercialización internacional de los campos de Cusiana y Cupiagua en el contexto de las inversiones del contrato de asociación con British Petroleum (BP), que fueron bastante fluidas (se efectuaban reuniones quincenales para examinar el avance de los compromisos contractuales). También se continuó con la masificación del gas natural, extendiendo la red de gasoductos. El gasoducto Ballena-Barranca, que transporta gas natural de la Costa Atlántica al interior del país, empezó a funcionar en 1995, lo que creó las condiciones de extensión y conectividad entre los sistemas del interior y de la costa para crear a Ecogás dos años después.



El estudio de reestructuración empresarial encomendado por su antecesor recibió gran resistencia interna. Dentro de los grados de libertad disponibles (“lo mejor dentro de lo posible”), se logró un cambio organizacional en el que se separaron las funciones corporativas, las estratégicas y las operativas. Se delegaron a los vicepresidentes mayores capacidades de gestión y contratación, que antes recaían sobre el presidente. Por primera vez se organizó un Plan de Gestión a Mediano Plazo (cuatro años) desde la oficina de planeación corporativa, que trazaba metas corporativas y estratégicas. Se buscó que cada actividad autónoma tuviera metas medibles de gestión como paso para poder plantear metas de gestión. Luis Bernardo Flórez reconoce los aportes de los miembros de la junta directiva, entre los

15. Entrevista realizada el 27 de enero de 2011 en Bogotá.

16. Ver, por ejemplo el artículo “La CGR pronostica crisis financiera en Ecopetrol”. El primer párrafo de este artículo plantea: “La gallina de los huevos de oro para los departamentos y municipios de la Orinoquía, incluso del país, se está desangrando” (Recuperado el 30 de enero de 2011 en <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-704910>).

*Página opuesta:
Luis Bernardo Flórez
Enciso. Óleo de
Nelly Arenas.*

*Construcción de un
tramo de gasoducto
en Boyacá.*

*El presidente Ernesto
Samper, acompañado
de Rodrigo Villamizar
y Luis Bernardo Flórez,
pone en funcionamiento
el gasoducto Ballena-
Barranca.*



que destaca a José Fernando Isaza, Alfonso Manrique van Damme y Abdón Eduardo Espinosa Fenwarth. Su gestión interna no recibió presiones para nombrar directivos y logró apoyarse en profesionales internos y externos de calidad.

Dentro de su estilo de gestión destaca el contacto directo con los centros de producción y el cuidado por lo que ahora se denomina “responsabilidad social corporativa”, que siempre había existido en Ecopetrol, con programas de apoyo a las comunidades y de penetración del gas en comunidades aisladas.

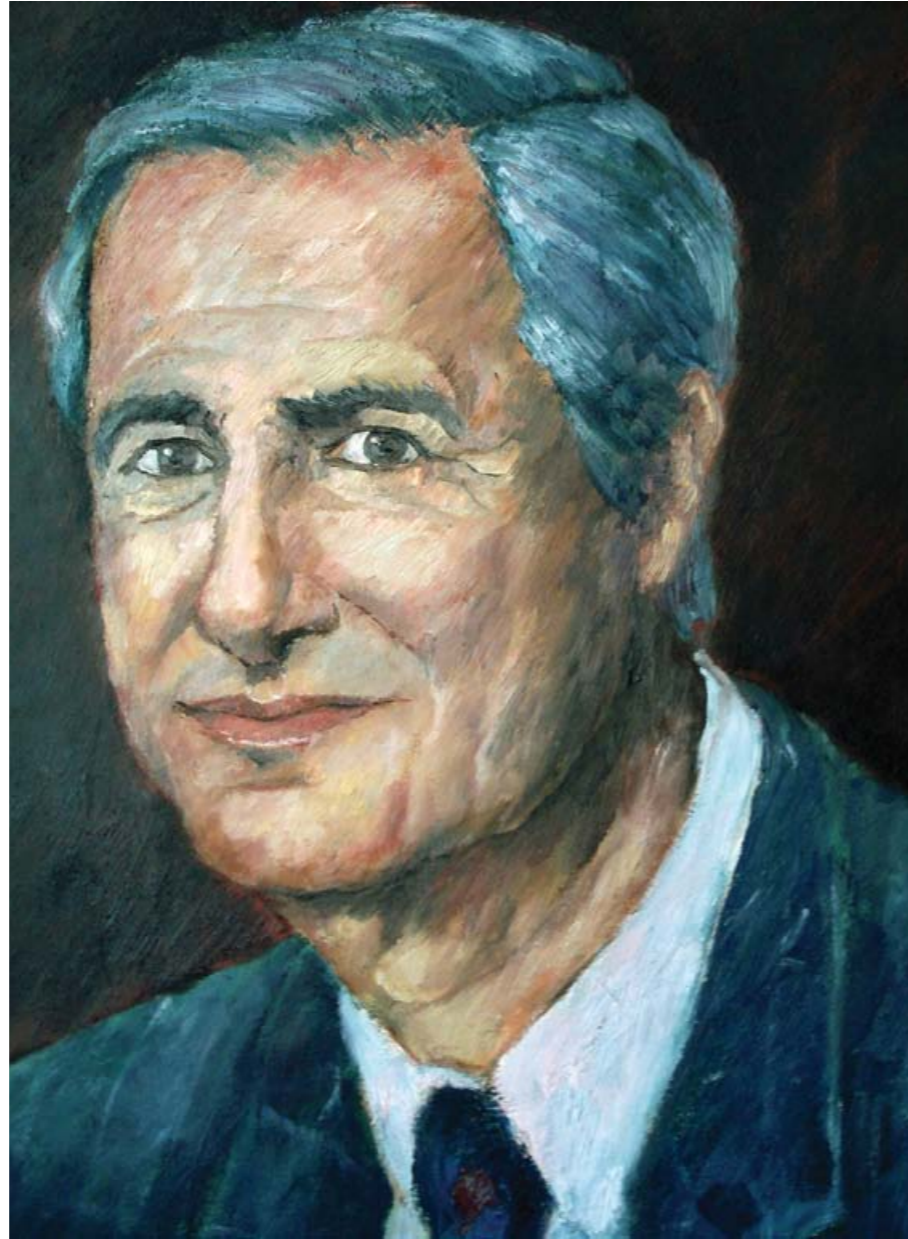
Luis Bernardo Flórez nació en Bogotá, en el seno de una familia santandereana (Málaga) ligada a la vida regional. Es economista de la Universidad Nacional de Colombia. Realizó estudios de maestría en Desarrollo Económico en el Instituto de Estudios Sociales de La Haya. Durante el gobierno de Virgilio Barco (1986-1990) fue director del DNP. Antes de llegar a la presidencia de Ecopetrol había sido miembro de su junta directiva por un año, como consejero económico del presidente Samper y consejero de competitividad, lo que permitió un empalme rápido. Con posterioridad a su retiro de Ecopetrol, se desempeñó como Vicecontralor General de Colombia y codirector del Banco de la República. También ha sido profesor de macroeconomía de la Universidad Nacional de Colombia, así como decano de la Facultad de Ciencias Económicas de la misma institución, y miembro de juntas directivas de numerosas entidades, como la de Energía de Bogotá y Carbocol.

Antonio José Urdinola Uribe (1997)¹⁷

Antonio Urdinola llegó a la presidencia de Ecopetrol con precios bajos del crudo y una sensación de inseguridad por la ausencia de control del Estado en las zonas de frontera económica donde estaba la actividad de las compañías petroleras, en el período final de la administración del presidente Samper. Explorar era muy riesgoso, pero en el imaginario popular, de la empresa y de una parte de la tecnocracia del país, se tenía la convicción de que el país se convertiría en “Colombia Saudita”, asumiendo que se tenía una geología de grandes campos. Esta percepción fue alentada por el descubrimiento de Caño Limón y luego, aparentemente, confirmada por los posteriores descubrimientos de Cusiana y Cupiagua. El esquema de contrato de asociación había atraído inversión a ambas vertientes de la cordillera Oriental (Valle del Magdalena y piedemonte llanero), pero no se había materializado un aumento de reservas que compensara la declinación de los campos que estaban llegando a sus topes de producción y pronto entrarían en declinación.

Sin nuevos hallazgos, el país se volvería importador en la primera mitad de la década del 2000. La estructura de producción era muy riesgosa porque dos grandes campos producían cerca del 80% del total, mientras que otros países tienen una relación inversa, en la que el 80% se produce por campos pequeños y medianos, y solo el 20% por campos grandes. El contrato de asociación del tipo 50-50 en producción era suficiente para buscar grandes campos en condiciones de precios altos; no en vano se había popularizado en el Oriente Medio, donde la geología favorecía los grandes descubrimientos. Sin embargo, este tipo de contrato no tenía los incentivos para compensar las diferencias de rentabilidad entre campos grandes, por un lado, y campos pequeños y medianos, por otro, que debían buscarse además en zonas más inseguras. Tampoco distinguía entre gas y petróleo: este último puede salir de los campos incluso usando la infraestructura de transporte vial, mientras que el gas del interior necesita forzosamente ductos para sacarlo de los campos. El esquema de regalías de los contratos (20%) de asociación era independiente del tamaño de los campos, lo que lesionaba también la rentabilidad de los campos medianos y pequeños.

El Ministerio de Hacienda usaba los excedentes de Ecopetrol para manejar los balances fiscales. Cualquier endeudamiento de la empresa aumentaría el déficit consolidado en un momento en que el país tenía grado de



inversión. En resumen, las condiciones para invertir no eran atractivas para los privados ni consistentes con la geología que se empezaba a revelar, y la empresa pública tampoco podía explorar por su cuenta, por las restricciones al uso de sus excedentes y a la imposibilidad de financiarse con instrumentos de deuda. La ilusión de ser un gran país petrolero empezó a desvanecerse.

Un cambio en las regalías hubiera tocado muchos intereses regionales, pues necesitaba ir al Congreso para cambio de ley y no era viable al final del período del presidente Samper. Lo factible en esos momentos era modificar los parámetros del contrato. No había forma de volver a un contrato de concesión porque la opinión y los líderes políticos lo consideraban un gran logro nacionalista, especialmente el expresidente López

Antonio José Urdinola Uribe. Retrato al óleo.

17. Entrevista realizada el 17 de febrero de 2010 en Bogotá.

El presidente Ernesto Samper en el acto de posesión de Antonio José Urdinola. Asisten Rodrigo Villamizar, ministro de Minas y el Primer Designado, Victor Mosquera Chaux.

Michelsen, su gestor. En octubre de 1997 se definió una matriz que diferenciaba las condiciones de *government take* entre petróleo y gas, entre tamaños de los pozos y entre calidades de crudo, pero que dejaba intactas las proporciones 50-50 de las llamadas “zonas prime”, donde las probabilidades de grandes hallazgos eran más altas. Este cambio de contrato de asociación equivalió a aceptar la realidad geológica de nuestro país, con un posible predominio de descubrimientos pequeños y medianos. Se rompió entonces la tradición de que no se podía disminuir el *government take* y Ecopetrol reconoció el fracaso del esquema 50-50 en zonas no *prime* y para gas.

La gestión para cambiar el contrato de asociación incluyó un trabajo de persuasión de la opinión pública y figuras centrales de la política, incluyendo al mismo expresidente López. Un argumento usado fue que, mientras las áreas de potenciales grandes descubrimientos estuvieran cobijadas por el esquema 50-50, era mejor para el país el 30% de muchos pozos pequeños y medianos que nada, por ausencia de incentivos. Antonio Urdinola se retiró antes de finalizar 1997.

Antonio Urdinola cambió el modelo de seguridad de producción: Ecopetrol asumió el costo de mantener fuerzas militares en los grandes campos (BP había anunciado que no continuaría con el desarrollo de Cusiana y Cupiagua de tener que seguir asumiendo los costos de seguridad). Este cambio era favorable para

las compañías asociadas porque les evitaba tener que entenderse directamente con el ejército, lo que las convertía en blanco de la guerrilla, por lo que Ecopetrol asumió el riesgo político de la seguridad de los asociados. También se cambió la lógica de las operaciones de limpieza del crudo después de las voladuras de los oleoductos por la guerrilla, contratando personal externo a las zonas, eliminando los incentivos equivocados que se formaban cuando se hacía con la población local.

Para financiar las inversiones de las obligaciones de los contratos de asociación (proporciones iguales entre Ecopetrol y el asociado) se emitieron bonos de deuda. Mientras existieran los contratos de asociación y la empresa estatal fuera al tiempo la administradora de los recursos, las reservas técnicamente se podían considerar parte del balance de la empresa, cedidas por la Nación. Las reservas sirvieron en la práctica de colateral para soportar el endeudamiento relacionado con inversiones obligatorias en el desarrollo de los campos asociados.

Desde el punto de vista de la remuneración y las pensiones, se flexibilizó el esquema contractual para el personal nuevo. El desmonte de los regímenes pensionales especiales no podía enfrentarse en aislamiento: requería un trabajo de convicción lento y un enfoque integral al comienzo de los períodos de gobierno. Durante su período se creó Ecogás (mediante la Ley 401 de 1997), cuya reglamentación detallada firmaría al final del mismo año como ministro de Hacienda.





Los ingenieros Alejandro García y Martín Bravo revisan los daños en Pozo Redondo 3, tras uno de los primeros atentados de las FARC a Caño Limón en 1997.

Antonio Urdinola enfatizó en la continuidad de pensamiento de los economistas y la tecnocracia con respecto a las necesidades de cambiar a Ecopetrol, así como en la continuidad de medidas internas que mejoraron las condiciones de la empresa en todos los frentes, que eventualmente facilitaron los cambios futuros. En su opinión, desde 1996 ya existía un alto nivel de entendimiento sobre la necesidad de sacar las reservas de los libros de Ecopetrol y cambiar la naturaleza legal de la empresa: era imposible privatizar con las reservas de la Nación dentro de su contabilidad. Era inexorable, entonces, la creación de una entidad pública titular de las reservas, que no fuera una compañía. Puesto que esta entidad no podría asociarse, la única conclusión lógica era que Colombia debería eliminar el contrato de asociación y migrar al contrato de concesión.

El cuello de botella para hacer los cambios no era solamente la conjunción de condiciones políticas favorables y de liderazgo al más alto nivel del Gobierno. La ruptura del mito de “Colombia Saudita”, reducido a su mínima expresión a raíz de la experiencia fallida de la exploración de Coporo (donde Ecopetrol exploró en solitario), facilitaba proponer cambios en los contratos de asociación; sin embargo, la reforma completa tomó más de una década. Se necesitó primero la clarificación de los porcentajes de patrimonio privado que el

FMI consideraba indispensable para que una empresa saliera de las cuentas públicas, y de un modelo probado de privatización, que no se había dado en Colombia hasta cuando ISA lo hizo de manera creíble con su primera emisión de acciones en 2000.

Antonio Urdinola nació en Cali (Valle). Es economista de la Universidad de los Andes. Hizo estudios doctorales de Economía en las Universidades de Chicago y Harvard, llegando a la candidatura en 1966. Después hizo una maestría en Ciencia Política en la London School of Economics entre 1969 y 1970. Trabajó en el DNP durante el gobierno de Lleras Restrepo. Fue también director del Incomex y ministro de Hacienda, después de José Antonio Ocampo, al final del período presidencial de Ernesto Samper. Presidió la Compañía Colombiana Automotriz (CCA), llevó la representación de la oficina de la Cepal en Colombia y fundó la Asociación de Compañías de Financiamiento Comercial (Afic).

Antonio Urdinola ve su gestión como parte de una tradición de continuidad y claridad en la empresa y en su junta directiva, de consolidación progresiva de avances, como parte de una novela larga en la que cada presidente es un capítulo distinto dentro de una lógica coherente. En su caso particular, resalta el trabajo en equipo con Orlando Cabrales, el ministro de Minas y Energía, para sacar adelante las metas trazadas.

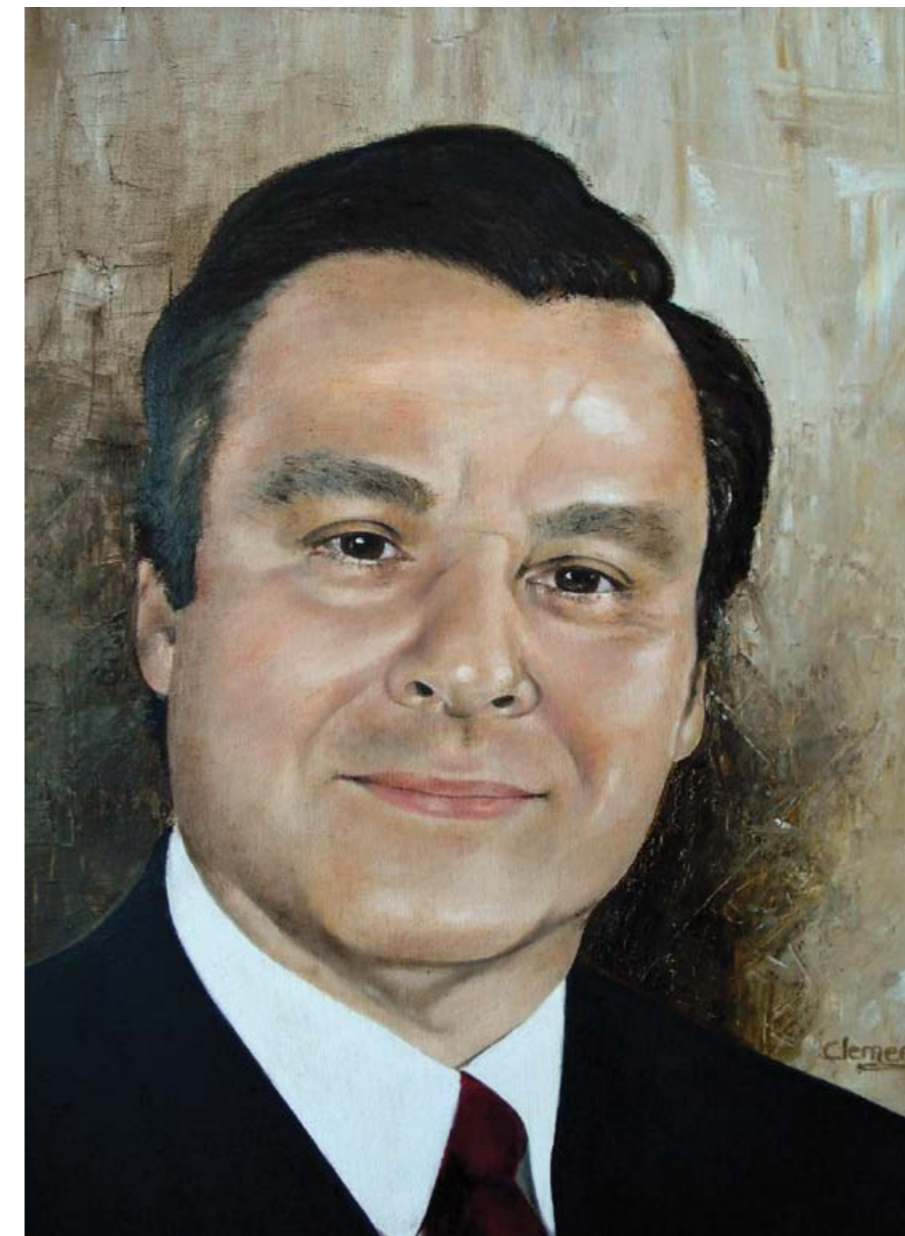
Enrique Amorocho Cortés. Óleo de Clemencia E.

Enrique Amorocho Cortés (1997-1998)¹⁸

Enrique Amorocho llegó a la presidencia de Ecopetrol con una experiencia de 22 años en la industria petrolera, una parte de ella adquirida en Intercol y otra dentro de Ecopetrol mismo, donde ocupó diversas posiciones directivas. Después de un año de haber salido de esta empresa como vicepresidente de Refinación y Transporte, volvió a Ecopetrol, esta vez como presidente, durante el gobierno de Ernesto Samper Pizano.

La naturaleza de Ecopetrol como empresa industrial y comercial del Estado no consultaba la realidad del negocio. La ausencia de una visión a largo plazo en la industria petrolera hacía que no se aprovecharan

18. Entrevista realizada el 16 de diciembre de 2010 en Bogotá.



las bonanzas para crecer agresivamente, sino para transferir mayores recursos a las finanzas públicas. Enrique Amorocho encontró una pérdida de moral dentro de Ecopetrol ante las dificultades de gestión y el poder del sindicato, que enfrentaba por método a la administración. Recuerda que se requieren empresas integradas si se quiere jugar en grande dentro del negocio petrolero. Las alianzas y perspectivas de una empresa integrada son mucho más amplias y estratégicas que las de una empresa solamente concentrada en el *upstream*. La vía de la integración se debilitó en Colombia cuando se decidió enfatizar la exploración a partir de 1974.

La gestión de los contratos de asociación requería estar atentos a las condiciones ofrecidas por otros países para estudiar sus posibilidades de adaptación. Dichos cambios tuvieron oposición por parte de los organismos de control de Colombia; el país no fue especialmente diligente en cambiar sus condiciones y los éxitos en descubrimientos fueron ocasionales y no sistemáticos.

Su gestión duró nueve meses, e hizo énfasis en poner orden administrativo y definir los roles de los cargos, para lo que le sirvió su experiencia previa como jefe de personal de Intercol. Sus propuestas chocaron con la administración previa, y tuvo que manejar el retiro de dos vicepresidentes al mes de haber tomado posesión. Una de ellas era el desmonte de los sistemas especiales de jubilación, que afectaba la sostenibilidad financiera de la empresa; el tema no prosperó porque se requerían medidas legales profundas a nivel constitucional.

Enrique Amorocho nació en Bucaramanga (Santander). Estudió Ingeniería Química en la Universidad Industrial de Santander. Al graduarse pasó directamente a la docencia bajo la rectoría de Juan Francisco Villarreal (anterior presidente de la empresa), dándose cuenta al poco tiempo de que su bagaje no era suficiente para quedarse como profesor. De la Universidad Industrial de Santander pasó a trabajar con Intercol en la refinería de Cartagena. Junto con Francisco Chona se desempeñó como asistente de la presidencia de Juan Francisco Villarreal, lo que le permitió comprender el conjunto de la empresa, manejar relaciones con la clase política y entenderse con el alto Gobierno y el Congreso. Considera que el hecho de ser santandereano no fue determinante para llegar a la presidencia de Ecopetrol. En la actualidad atiende negocios personales y presta servicios de consultoría a la industria petrolera.

Carlos Rodado Noriega (1998-1999)¹⁹

Carlos Rodado es, en el momento de la entrevista, ministro de Minas y Energía por segunda ocasión. A su llegada a Ecopetrol, encontró una empresa con presencia en todo el territorio nacional, en un país que estaba “incendiado de violencia”. Era la época de los diálogos de paz entre el gobierno del presidente Andrés Pastrana con la guerrilla de las Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia (FARC) en El Caguán. Las FARC y el ELN tenían una gran capacidad de acción militar. El ambiente era de zozobra y existía duda sobre la capacidad del Estado para someter a los grupos al margen de la ley. El oleoducto Caño Limón-Coveñas sufría entre 160 y 170 voladuras al año por parte de la guerrilla.

La USO era el sindicato emblema de la Nación, cuya colección colectiva y posiciones políticas tenían poderosa influencia en la vida laboral del país y en variables macroeconómicas como la inflación, por la indexación de los aumentos salariales. La planta de personal era de aproximadamente 11 mil empleados, con duplicidad de funciones y grandes rigideces.

El precio internacional del petróleo fluctuaba entre us \$10 y us \$11 por barril. El *government take* de los contratos de asociación con regalías del 20% y repartición de producción 50-50 con el Estado, llegaba al 83% después de impuestos. Este nivel no era competitivo y, aun peor, debían agregarse los costos de orden público y las amenazas contra la integridad de las instalaciones y los funcionarios de las compañías asociadas; además, la prospectividad era muy baja. Hay que tener en cuenta que, con alta prospectividad (que implica una buena probabilidad de materialización de los campos por descubrir, como sucede en Venezuela), el número de pozos perforados para lograr el punto de rentabilidad se reduce y un Gobierno puede darse el lujo de aumentar el *government take* a niveles muy altos.

¿Qué se podía ofrecer a los inversionistas internacionales en estas condiciones internas, de precios y con una baja prospectividad? Profundizar los cambios favorables a los términos del contrato de asociación. Este contrato era considerado una conquista intangible del presidente López y su modificación (como se evidencia en el testimonio de Antonio Urdinola) implicaba una gran inversión de capital político en persuadir a la opinión pública. Además, la guerrilla del ELN había amenazado con declarar como objetivo militar a los presidentes de Ecopetrol y miembros de la junta directiva que se atrevieran a modificar el contrato de asociación.

Empíricamente se había llegado a que en Colombia, a mediados de la década de los noventa, un 56% de



Carlos Rodado Noriega.
Retrato al óleo.

los yacimientos hallados eran inferiores a 5 millones de barriles y un 19% estaban entre 5 y 15 millones de barriles; es decir, el 75% de los pozos encontrados eran pequeños. Las condiciones de regalías, toma del Gobierno, inseguridad y precios bajos los hacían financieramente inviables para los asociados. Como primera medida se decidió calibrar las regalías de manera escalonada: empezarían en un nivel del 5%, subiendo hasta un 25% para los campos de tamaños superiores a 60 millones de barriles. También se ajustó el Factor R que cambiaba los porcentajes de *government take*, de acuerdo con la evolución de los ingresos y costos acumulados, y se preservó el enfoque de reducir el *government take* de los pozos pequeños y medianos. Con estas medidas, el *government take* se reducía a aproximadamente el 60%

19. Entrevista realizada el 18 de febrero de 2011 en Bogotá.



Posesión de Carlos Rodado ante el presidente Andrés Pastrana Arango.

para un rango amplio de tamaños de yacimientos descubiertos. La reforma se tomó 1998 en diseñarse, y una parte de 1999 en socializarse y tramitarse.

El nuevo contrato se promovió en las capitales petroleras del mundo (Londres, Nueva York, Calgary, Houston) con felicitaciones a Colombia, pero con la respuesta de que eran insuficientes, en el contexto de precios bajos, para cubrir los costos de la inseguridad que plagaba toda la cadena de actividades de los asociados por parte de la guerrilla, desde la amenaza en exploración y producción, hasta la voladura de la infraestructura de transporte del crudo. El punto de equilibrio para invertir en el descubrimiento de yacimientos pequeños y medianos de crudo pesado era del orden de los us \$36 por barril, en un período en que el precio internacional nunca superó los us \$20 por barril y además tendió a la baja por la crisis asiática de finales de los años noventa.

Por recomendación del ministro Luis Carlos Valenzuela, asumió la negociación de la convención colectiva con la USO desde su comienzo, a diferencia de la tradición en la que la jerarquía de los funcionarios subía de acuerdo con la cercanía a la firma de acuerdos. Este trabajo requirió una gran inversión de tiempo y tuvo como resultado el quiebre de la tradición de indexar por encima de la inflación realizada el año anterior. Este precedente fue importante en la negociación de convenciones en otras industrias, dado el carácter de referencia que la USO siempre había tenido en la historia laboral. Durante su administración se redujo la planta de personal en dos mil empleados. Esta reducción fue demandada por la USO ante la Procuraduría; sin embargo, la demanda no prosperó porque se logró demostrar sus beneficios económicos para la empresa y el país.

Considera que los factores que más influyen sobre las decisiones de invertir en exploración son la seguridad y el

precio internacional, factores que han coincidido y mejorado desde el gobierno de Álvaro Uribe. La calidad de la gestión y los términos de los contratos pueden pesar menos en la materialización de resultados; en términos administrativos, su escuela ha sido enfrentar los desafíos y acumular experiencia. Plantea la importancia de ser exigente consigo mismo y con los demás, y estar comprometido con el rigor y la ética de trabajo; en su opinión, la ineficiencia es en últimas una falta a la ética. Carlos Rodado ve un futuro promisorio en Ecopetrol, de tamaño proporcional a los desafíos que debe resolver para aumentar las reservas y la producción en crudos pesados y por fuera de la plataforma marítima, usando alianzas estratégicas.

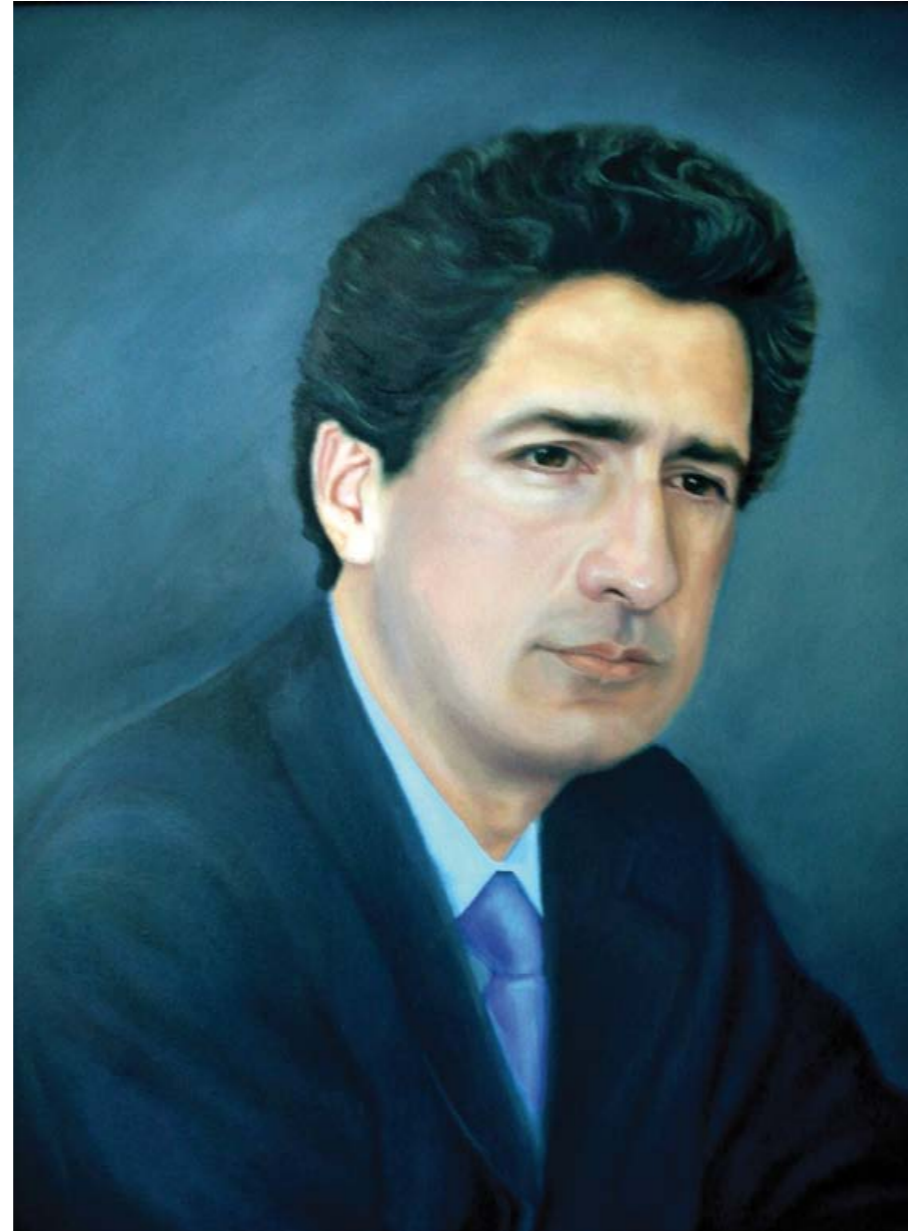
Carlos Rodado nació en Sabanalarga (Atlántico) en 1943. Estudió Ingeniería Civil en la Universidad Nacional de Colombia, donde se graduó en 1966. Luego obtuvo una maestría en Economía en la Universidad de los Andes en 1970 y realizó el doctorado en Economía en la Universidad de Michigan, donde fue reconocido por tener las calificaciones más altas obtenidas por un estudiante latinoamericano. En el sector público trabajó en el DNP en 1968 (gobierno de Lleras Restrepo), a donde retornó luego de regresar del doctorado en calidad de jefe de la Unidad de Estudios Macroeconómicos y de la Unidad de Desarrollo Social. Trabajó en los documentos previos que dieron lugar al sistema Unidad de Poder Adquisitivo Constante (UPAC) de financiación de vivienda, actividad que lo acercó al presidente Misael Pastrana. Fue gerente del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (Icel). En 1981 y 1982 fue ministro de Minas y Energía por primera vez, época en la que le tocó resolver, con José Fernando Isaza, las difíciles circunstancias de importación de crudo, usando un ofrecimiento de Irán para vencer la reticencia de Venezuela a vender el producto a Colombia (después de la negativa de México y las desventajosas condiciones de precio ofrecidas por Ecuador ante la negativa inicial de Venezuela). Ha sido profesor de la Universidad de los Andes, de la Universidad Nacional de Colombia (primer empleo) y de la Pontificia Universidad Javeriana. Fue miembro de la Comisión Económica de la Asamblea Nacional Constituyente, que reformó el Banco de la República y fortaleció las finanzas territoriales. Durante el gobierno de Álvaro Uribe fue gobernador del Atlántico (elegido mejor gobernador por el desempeño fiscal) y embajador ante España. En el ámbito de la industria privada, Carlos Rodado fue el primer presidente de la Organización de Ingeniería Internacional S. A. Grupo Odinsa S. A. entre 1992 y 1998, de donde salió para la presidencia de Ecopetrol.

Alberto Calderón Zuleta (1999-2002)²⁰

Alberto Calderón llegó a Ecopetrol con el propósito de maximizar los aportes fiscales de la empresa al Gobierno y de mejorar el desempeño en cada negocio de la cadena de valor. Para ello introdujo métodos de gestión moderna, midiendo los resultados de cada actividad contra referentes internacionales. Calderón formuló cuatro grandes retos, según sus propias palabras: “1) encontrar petróleo y gas, alcanzando una producción de petróleo superior a los 800 mil barriles por día en el año 2010; 2) optimizar el negocio del *downstream*, ubicando en el año 2005 a las refinerías y el negocio de transporte en el segundo cuartil de los estudios de competitividad de empresas internacionales aplicables a cada negocio; 3) desarrollar el mercado del gas natural, satisfaciendo la demanda interna y ser exportador de gas natural en el año 2005; 4) mejorar la eficiencia administrativa y operativa de la empresa”.²¹

Con respecto al primer reto, buscó recuperar la competitividad del contrato de asociación. Cuando Ecopetrol exploró sin asociarse, asumiendo que Colombia era un país petrolero, tuvo un desempeño malo; no tenía la tecnología ni la experiencia necesarias. Se tomaron acciones para aumentar el conocimiento de las cuencas sedimentarias, lograr un portafolio de opciones competitivas y mejorar las condiciones del contrato de asociación. También se adelantaron campañas agresivas de promoción internacional para incentivar la inversión de compañías extranjeras en exploración y producción. Las modificaciones al contrato de asociación introducidas en la Ronda 2000 reconocieron mejor los riesgos de exploración. Se revitalizó entonces el nivel de exploración, que entre 2000 y 2001 llegó a 60 contratos firmados, cuando en 1999 habían llegado a su mínimo histórico de un contrato. Vinieron o volvieron compañías como Lukoil, Total Final Elf, BP, Cepsa, Repsol, Talisman, Chevron-Texaco, Nexen, Braspetro y Siptrol. Este cambio rompió la tendencia negativa en exploración antes de la reforma sectorial.

En refinación se estructuró el Plan 123, dentro del que se firmó un acuerdo de cooperación para transferencia de tecnología con Shell Global Solutions en noviembre de 2000; este trabajo cubrió aspectos técnicos, administrativos, logísticos, de habilidades y competencias del personal y se continuó en la administración de Isaac Yanovich. Se puso en marcha el Plan Maestro de Desarrollo de la Refinería de Cartagena, que duplicará su capacidad de refinación.



La refinería producirá combustibles más limpios y suministrará insumos al proyecto de olefinas, de forma que la industria privada pueda producir plásticos y otros productos petroquímicos que actualmente se importan. Complementariamente, se dinamizó un plan de apoyo a pequeños proveedores en Barrancabermeja, como parte de una directiva de la Presidencia y de convenios con los gremios de industriales y comerciantes.

En Calderón et ál. (2001) se planteó un plan para apoyar el desarrollo del mercado de gas natural, satisfacer la demanda interna y convertir a Colombia en exportador, considerando que el país tenía mayor potencial en gas que en petróleo. El plan incluyó desarrollar reservas probadas de los campos de gas de la

Alberto Calderón Zuleta. Retrato al óleo.

20. Alberto Calderón reside actualmente en Melbourne (Australia). Entrevista telefónica realizada el 4 de abril de 2011, complementada con información de actas de la junta directiva y mensajes de correo electrónico.

21. Parte de un texto de correo electrónico enviado a Martha Sofía Serrano el 28 de noviembre de 2010.

Discurso de Alberto Calderón Zuleta, presidente de Ecopetrol. Club El Nogal, Bogotá, agosto 14 de 2000.

Atentado en el campo Orito, a finales de 2002.



Guajira, proyecto que sería adelantado por Texaco y Ecopetrol mediante un contrato de producción incremental. También incluyó construir una planta para procesar 100 MPCD de gas rico producido en los campos de Cusiana y Cupiagua a comienzos de 2004, con inversiones entre us \$100 y 150 millones. Por último, se promovió la exportación a Venezuela, mediante la firma en 2001 de un Memorando de Entendimiento entre PDVSA y Ecopetrol.

El proyecto Sensor introdujo a una empresa pública en un ambiente de información gerencial integrada (contable, administrativa, volumétrica y financiera), cuando antes cada unidad de negocio procesaba e interpretaba su información con criterios propios, generando contradicciones y confusión. La adopción de este proyecto puso a la empresa en estándares del siglo XXI en estas herramientas de apoyo a la decisión gerencial.



Se desactivó la bomba de tiempo del pasivo laboral y el tamaño de la planta de personal. Para cumplir con el Decreto 2153 del 4 de diciembre de 1999, que ordenó al Estado “garantizar el derecho al pago oportuno de las pensiones legales”, se constituyeron patrimonios autónomos. En la sesión de junta directiva del 16 de diciembre de 1999 (Acta No. 2225), se impartieron instrucciones para la constitución y fondeo de tales patrimonios, teniendo en cuenta las capacidades administrativas y el desempeño financiero de las compañías precalificadas para adelantar la gestión patrimonial. Adicionalmente, se redujo la planta de personal en dos mil personas.

Dentro de los parámetros de empresa pública que debió liderar, Alberto Calderón considera que Ecopetrol debía ser un buen socio, generar la máxima cantidad de recursos a la Nación, no poner capital de riesgo y abrir zonas de exploración. Una empresa nacional con estos deberes y restricciones no puede competir con las privadas por sus objetivos ni por los riesgos que asume (no puede tener portafolio internacional y no puede apoyarse en la ley de los grandes números). Estudió Derecho y Economía en la Universidad de los Andes. Obtuvo el Ph.D. en Economía de la Universidad de Yale. Se desempeñó como director de Crédito Público, gerente de la Empresa de Energía de Bogotá (), viceministro de Desarrollo y de Educación, vicepresidente de Corfivalle y gerente de El Cerrejón. Actualmente es el jefe comercial y miembro del grupo de comité gerencial de la compañía minera BHP Billiton con sede en Australia.



Período 5. 2002-2011 agencia reguladora a cargo de las reservas, retorno del contrato de concesión, empresa sin poder competir por cuatro años, empresa por fuera de las cuentas públicas y listada en varias bolsas

Isaac Yanovich Farbaiarz (2002-2007)²²

Isaac Yanovich llegó a la presidencia de Ecopetrol en medio de una tendencia de reducción de reservas en Colombia y precios bajos que no estimulaban la exploración ni la sustitución de los combustibles fósiles. Había sido miembro de la junta directiva hasta 2000, lo que le permitió entender la disyuntiva en que se encontraba la empresa. En sus propias palabras, Ecopetrol era una compañía totalmente estatal, responsable de la política y de operar el recurso en un escenario de casi 20 años sin descubrimientos significativos. Las reservas seguían declinando a pesar de los últimos cambios al contrato de asociación con miras a mejorar las condiciones para los inversionistas que se dieron en el gobierno de Andrés Pastrana; sin embargo, estos cambios no fueron suficientes porque las inversiones se dan en un contexto comparativo internacional. La reactivación de la exploración era difícilmente defendible con recursos públicos, dado su riesgo; además, tampoco había presupuesto. Algunas proyecciones vaticinaban que el país perdería la autosuficiencia en 2005 o 2006, lo que se convertía en un problema macroeconómico.

A su juicio, Ecopetrol era una empresa con una cultura compleja, que corría pocos riesgos, por la naturaleza de la firma y el espíritu de funcionario público que se consolida en las prácticas y en los enfoques de los funcionarios. No se contaba con la capacidad de vincular recurso humano por las restricciones de la naturaleza pública de la empresa y Ecopetrol no era competitiva en el mercado laboral. Existía una interferencia total del sindicato en la administración de la empresa además de una incapacidad de adelantar inversiones urgentes y necesarias. Las refinerías estaban desactualizadas y existían serios problemas de inseguridad y dificultades para operar: en 2002, por ejemplo, ocurrieron alrededor de 250 atentados contra el sistema de transporte, el hurto de combustibles también era intenso y conocido, pero no se había resuelto; mientras no se solucionaran los problemas



de naturaleza pública y control de la empresa, cualquier iniciativa de crecer y competir era ficticia.

El primer objetivo de la administración de Isaac Yanovich fue hacer un cambio drástico en Ecopetrol y convencer al Gobierno de separar la gestión comercial de la administración de la política petrolera. Para ello se aprovecharon las facultades otorgadas al Presidente de la República para reformar las entidades del Estado: el proyecto de decreto de la reforma fue redactado por un equipo conformado por funcionarios de Ecopetrol y del Ministerio de Minas y Energía. La alineación de objetivos y el apoyo del ministro Luis Ernesto Mejía fueron vitales en el proceso de reforma del sector. El proceso de convencer al Presidente de las bondades de la reforma y negociar

*Páginas 158-159:
Aspecto de la refinería
de Barrancabermeja.*

*Isaac Yanovich
Farbaiarz.*

22. Entrevista realizada el 30 de noviembre de 2010 en Bogotá.

Presentación del presidente de Ecopetrol, Isaac Yanovich, en el campo Apiay, a la derecha Óscar Villadiego, el 19 de noviembre de 2002.

con los grupos de interés fue traumático. El proceso se complicó porque el texto del Decreto Legislativo 1760 de 2003 (que convirtió a Ecopetrol en sociedad anónima) se filtró fuera de Ecopetrol 15 días antes de terminar las facultades presidenciales (anecdóticamente, el decreto se firmó el día que vencían las facultades presidenciales, “a último momento”).

Un segundo objetivo de la administración fue restablecer el gobierno y el control de la empresa, que estaba muy interferido por la presión sindical. Se denunció la convención colectiva del trabajo (lo que expresaba la voluntad de dar por terminada la convención, en este caso por el lado patronal), un hecho sin precedentes en las relaciones laborales de Ecopetrol. La empresa sorteó una huelga de la uso por 31 días, sin problemas de abastecimiento, y se decretó un tribunal de arbitramento obligatorio.

La reforma abrió espacio para cambiar el esquema de gobierno corporativo y restituyó la capacidad de orientar la empresa. Se redujeron los atentados y el hurto de combustibles. La coincidencia de la reformas con un período de precios altos fue favorable para los resultados y en términos de aceptabilidad política. Colombia figura entonces como un país atractivo en el mapa petrolero internacional.



Si bien la reforma de 2003 cambió el papel de Ecopetrol, faltaba profundizar el cambio de régimen, pues la actividad estaba restringida por su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado del orden nacional. El siguiente paso era materializar las oportunidades abiertas en 2003; este cambio se logró por medio de una capitalización, que necesitaba trámite ante el Congreso. La Ley 1118 de diciembre de 2006 efectuó ese cambio: autorizó a Ecopetrol a emitir acciones, que después de emitidas convertirían a Ecopetrol en una sociedad de economía mixta de carácter comercial, del orden nacional. La Ley 1118 definió que la Nación quedaría con un mínimo del 80% de las acciones circulantes; esto permitió a Ecopetrol definir sus propias inversiones y desprenderse de las cuentas fiscales y del régimen de las empresas industriales y comerciales del Estado, reclutar capital humano en condiciones competitivas y explorar por cuenta propia o en asociación con otras operadoras. Los resultados de la empresa desde 2004 hasta la fecha son muy buenos en varios indicadores. Se ha introducido una cultura de resultados y esquemas de compensación variable.

Isaac Yanovich proviene de una familia de inmigrantes de Moldavia (antigua república soviética). Nació en Medellín (Antioquia). El ambiente familiar fue de una gran ética de trabajo y esfuerzo. Estudió Ingeniería Industrial en la Universidad de los Andes y en la Universidad de Pittsburgh (Pensilvania, Estados Unidos). En 1966 ingresó a la Escuela Sloan de Administración del MIT, donde realizó una maestría. De su estadía en MIT recuerda especialmente a Howard Johnson, decano de Sloan, y a los profesores Franco Modigliani (posteriormente Premio Nobel de Economía), Stewart Myers (coautor de un famoso texto de finanzas corporativas) y Jay Forrester (padre de la dinámica de sistemas). Al regresar a Colombia trabajó por muchos años en la industria privada en Cali, en la empresa Tecnoquímicas (por 15 años), y luego se desempeñó como presidente de Lloreda Grasas por cinco años. Se independizó para trabajar en banca de inversión y en inversión con posiciones propias. De allí salió a la junta directiva de Ecopetrol y luego a la presidencia de Ecopetrol. Después de su período ha retornado a sus actividades privadas como inversionista y banquero de inversión.

Las dos mayores lecciones de su paso por Ecopetrol son: una organización debe tener claro su norte; cuando una empresa se propone algo que tiene sentido, al trabajar con consistencia, con rumbo y sin descanso, lo consigue.

Javier Gutiérrez Pemberthy (2007 hasta la fecha)²³

Javier Gutiérrez, el actual presidente de Ecopetrol, comenzó su período en enero de 2007 (cuatro años y medio en la fecha de publicación de este libro). Su llegada coincide con el anuncio del retiro de Isaac Yanovich de la presidencia de la empresa. Javier Gutiérrez, en su propia opinión, encontró un terreno listo para consolidar la transformación de la empresa en el que los grandes cambios fueron posibles por la claridad de propósitos y el alineamiento de decisiones de reforma sectorial y empresarial que lograron su inmediato antecesor, Isaac Yanovich, el ministro Luis Ernesto Mejía y el presidente Uribe, así como el pun-donor del compromiso por ellos asumido para sacar adelante estos cambios.

En su opinión, a favor de su nombramiento puede haber influido el encuentro de la necesidad de Ecopetrol y su experiencia inmediata en la transformación empresarial, ya que había liderado la transformación de Interconexión Eléctrica (ISA) en una sociedad listada en bolsa.

El panorama de comienzos de 2007 mostraba a la ANH consolidada en su papel de promotora de la exploración y la producción en Colombia. Los precios internacionales estaban al alza y se había intensificado la actividad de exploración y producción *offshore* a nivel mundial. En este contexto, la alternativa de capitalización de la firma en un 10,1% permitió el cambio a sociedad mixta por acciones, separándola de la normativa de contratación pública y del proceso de presupuesto público. La capitalización fue un medio de transformación, antes que de financiación, sin perjuicio de que la democratización accionaria hubiera aportado recursos importantes. El proceso de capitalización se ejecutó en un plazo muy breve con apoyo de banqueros. El 27 de agosto de 2007, alrededor de 500 mil nuevos accionistas compraron acciones por aproximadamente \$3,8 billones (us \$1.900 millones de 2010). Una compra de este tamaño no se había registrado antes en la historia bursátil del país; lo destacable de este volumen es que corresponde a la oferta restringida a personas naturales o jurídicas, sin participación de inversionistas institucionales (fondos de pensiones y compañías de seguros) ni especializados. Las acciones de Ecopetrol se transan en la Bolsa de Valores de Colombia desde noviembre de 2007. Ecopetrol llegó desde finales de 2008 a la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE) mediante la figura de los *American Depositary Receipts* (ADR).



Estos logros permitieron a la presidencia de la empresa consolidar un plan estratégico, que ha desarrollado inversiones por us \$18.000 millones entre 2008 y 2010, y espera invertir us \$80.000 millones entre 2011 y 2020 (un promedio de us \$8.000 anuales). El plan contempla una serie de metas grandes y ambiciosas (“mega”) que incluyen, para el *upstream*, llegar a una producción de 1,3 millones de barriles de petróleo equivalente diarios para 2020 (creciendo un 12% anual en producción; incluyendo pasar de 500.000 a 1,1 millones de pies cúbicos diarios de gas natural), y una incorporación de reservas de seis mil millones de barriles de petróleo equivalente entre 2008 y 2020; en pasar de 300.000 a 650.000 barriles diarios en capacidad de refinación; de 600.000 a 2,7 millones de toneladas

Javier Gutiérrez Pemberthy.

23. Entrevista realizada el 1º de febrero de 2011 en Bogotá.



Reunión general de accionistas de Ecopetrol, presidida por el presidente de la empresa, Javier Gutiérrez Pemberthy.

anuales de producción en petroquímica. Ecopetrol aspira a convertirse en una de las 30 principales compañías de la industria petrolera en 2020. Durante la presidencia de Javier Gutiérrez, la empresa ha incursionado en los biocombustibles, en exploración fuera de Colombia (Estados Unidos, Brasil y Perú), y ha adquirido activos en la industria petroquímica, con la compra de Propilco, compañía productora de plásticos con sede en Cartagena. En diciembre de 2010, Ecopetrol materializó una emisión de deuda por \$800.000 millones, aproximadamente us \$420 millones. La planta de hidrot ratamiento en la refinería de Barrancabermeja mejorará la calidad del diésel, reduciendo las emisiones del transporte, así como los vertimientos de residuos.

Javier Gutiérrez nació en Bogotá. Se graduó de Ingeniería Civil en la Universidad de los Andes en 1975 y finalizó estudios de maestría en Ingeniería Industrial en el mismo centro docente. Entró a trabajar en ISA en 1975, llegando a la gerencia general en 1992, en medio de la turbulencia del apagón eléctrico durante el gobierno de Gaviria y el ministerio de Juan Camilo Restrepo. En perspectiva, Javier Gutiérrez encuentra que la formación uniandina le dio mucha versatilidad: ISA ha sido siempre una compañía muy técnica y sus estudios en investigación de operaciones, estadística e hidrología fueron valiosos en su etapa de trabajo profesional y posterior vocación por buscar perspectivas más amplias. Dentro de la ola de cambios inducidos por la reforma del sector eléctrico en 1994 (Ley 142), ISA asumió las operaciones del sistema y comercial del nuevo mercado mayorista de electricidad; Javier Gutiérrez

dirigió la escisión de la empresa en ISA (transmisión y gestión del sistema interconectado) e Isagen (generación eléctrica), la salida a bolsa y la expansión internacional a Brasil, Bolivia y Perú.

Plantea la necesidad de desarrollar ventajas competitivas en crudos pesados (entre el 35 y el 40% de los descubrimientos) ante la perspectiva de hallazgos importantes en el piedemonte llanero, así como en exploración y producción *offshore*, cuyas oportunidades se van a consolidar progresivamente por los resultados obtenidos y lo que se ve venir en nuevas áreas.

Javier Gutiérrez califica su estilo gerencial como un proceso continuo de aprendizaje, de organización y consolidación de buenos equipos gerenciales. Contrasta las diferencias organizacionales y de estilo gerencial entre Ecopetrol e ISA: en Ecopetrol, la gestión es muy “presidencial”, mientras que en ISA, empresa mucho más plana, era la gestión “de Javier”. Llegó a la presidencia con el espíritu de conocer y apoyar a la gente que estaba en la empresa. Su reto inmediato al llegar fue ejecutar con velocidad el mandato de la Ley 1118 de 2006; luego, jalonar el plan estratégico, que requiere mejorar los esquemas de gestión, control interno, gobierno corporativo, así como desarrollar y preservar el capital humano (que tuvo un período de drenaje hacia compañías privadas) y las prácticas de responsabilidad social corporativa, que incluyen el desarrollo y aplicación de un modelo con siete grupos de interés. Aspira a consolidar un grupo de personas, directivos y protocolos suficientemente sólidos que den continuidad a la empresa y a sus metas, de forma que, cuando se vaya, “no se note”.

Comentarios

Ecopetrol refleja un proceso de aprendizaje moldeado por la interacción de tendencias internacionales y elecciones de política pública colombiana. La empresa nace dentro de una modalidad nacionalista empeñada en crear industria con fuerte intervención estatal (Cepal). El Estado colombiano cambió esta visión en 1974, enfatizando los recaudos fiscales por exportaciones de crudo (a la OPEP) como parte de una estrategia de gasto público expansionista, hasta que el arreglo y sus instrumentos (empresa estatal reguladora y administradora de contratos de asociación) tocaron fondo. La reforma de esta década, ligada a la liberalización en boga (Consenso de Washington), implicó un ajuste a las condiciones globales del mercado de los hidrocarburos. Ecopetrol tuvo la suerte de no haber caído en la microgerencia del Gobierno central de manera sistemática (no cogobernaba, pero imponía su autoridad en materias fiscales), y las constantes solicitudes redistributivas no alcanzaron a volverla inviable. A pesar de la correlación de sus nombramientos con el ciclo electoral, los presidentes han sido casi siempre técnicos; la preponderancia de presidentes originarios de Santander ha ido disminuyendo. El capital humano en la gerencia tuvo la oportunidad de acumular pacientemente motivos para un cambio de estructura y soluciones parciales a los problemas enfrentados en cada período. De todas formas se necesitó la llegada de un presidente externo al sector (Yanovich), con visión nueva y un presidente externo también, experto en transformación empresarial (Gutiérrez), para inducir los cambios documentados.

Hay un precedente importante que captura la importancia de Ecopetrol dentro de la economía pública y la visión —más de crecimiento que de aportes fiscales— que había en su momento: la discusión sobre el nivel de remuneración de los presidentes de la empresa. La

Resolución 232 del 21 de agosto de 1963, firmada por Guillermo León Valencia, aprobó una remuneración mensual para presidentes de Ecopetrol de \$12.000 de sueldo y \$3.000 por gastos de representación, superior a la de los ministros del Despacho. Esta decisión se ratificó en la Junta de Directores de la empresa del 9 de agosto del mismo año (Acta No. 647), en la que se presentaron las siguientes consideraciones:²⁴

1. Que la Empresa Colombiana de Petróleos es el organismo industrial y comercial más importante de la Nación.
2. Que el eficiente y acertado desarrollo de los programas y operaciones de la empresa es indispensable para [sic] realización de una política de aprovechamiento económico de los recursos nacionales y fomento de la industrialización del país.
3. Que la inteligente dirección de los negocios de la empresa es tarea difícil, altamente especializada y que conlleva grandes responsabilidades.

De alguna manera, la trayectoria de los presidentes de Ecopetrol en lo empresarial, aprendiendo sobre la marcha en medio de cambios en la economía mundial y de énfasis de política pública, guarda semejanzas con la historia de los esfuerzos técnicos de los empresarios que iniciaron el negocio petrolero mundial en el siglo xix, tal como lo describe Weighthman (2008: 287) y que encuentra eco en la carta de renuncia de Juan Francisco Villarreal en 1978:

Abraham Gesner vivió lo suficiente para ser testigo del auge de una nueva industria, que él había ayudado a crear. En 1861 publicó un libro titulado *Un tratado práctico sobre el carbón, el petróleo y otros aceites destilados*, en el cual escribía con gran modestia: “El progreso de los descubrimientos en este caso, como en otros, ha sido lento y gradual. Se ha llevado a cabo gracias a los esfuerzos, no de una mente, sino de muchas, y por ello se hace difícil descubrir quién merece el mayor crédito”.

²⁴. Esta documentación se encuentra en la historia laboral del presidente Samuel Arango (Ecopetrol Título 0969, carpeta única, folio 18), a quien no se le había podido reconocer remuneración alguna desde el día de su renuncia (20 de marzo de 1963) hasta la fecha de su retiro definitivo (27 de junio de 1963), y a quien se le ratificó su sueldo anterior para liquidar estos meses.

Bibliografía

- Boal**, K. B. & Hooijberg, R. 2001. “Strategic Leadership Research: Moving On”. *Leadership Quarterly* 11: 515-549.
- Calderón**, A. et ál. 2001. *Petróleo colombiano. Más futuro que pasado*. Planeta. Bogotá.
- Collier**, P. et ál. 2003. *Breaking the Conflict Trap. Civil War and Development Policy*. World Bank Policy Research Report. The World Bank and Oxford University Press. Washington, D. C.
- Dinero**. 2010. “Petróleo. Sin el capital y la tecnología de las compañías extranjeras, esta industria no tendría la importancia que tiene hoy para nuestra economía” (Recuperado el 12 de marzo de 2011 en http://www.dinero.com/wf_ImprimirArticulo.aspx?IdRef=21893&IdTab=1).
- Ecopetrol**. Actas de Junta Directiva. Según número y fecha (cuando es relevante).
- Ecopetrol**. Título: Sardi, Luis Emilio. Serie: [11] Historias laborales.
- Ecopetrol**. Título: Arango Arango, Marco Aurelio. Serie: [11] Historias laborales.
- Ecopetrol**. Título 0969. Arango Reyes, Samuel. Serie: [11] Historias laborales.
- Ecopetrol**. Título 9-8399. Villarreal Buenahora, Juan Francisco. Coordinación de servicios al personal. Serie: [11] Historias laborales.
- Ecopetrol**. Título: 9-9744. Suárez Rueda, Ernesto. Serie: [11] Historias laborales.

Hartley, P. y K. B. Medlock III. 2008. “A model of the operation and development of a National Oil Company”. *Energy Economics* 30: 2459-2485.

La Antorcha. 1951. “El doctor Sardi. Una entrevista de Julio Augusto Gálvez”. Año III. Número 71. El Centro (Santander). 14 de marzo. Archivo de Miguel Ángel Santiago.

Ocampo, J. A et ál. 2006a. “La industrialización y el intervencionismo estatal (1945-1980)”. Capítulo VII. En Ocampo, J. A. (comp.). *Historia económica de Colombia*. Planeta-Fedesarrollo, pp. 271-339. Bogotá.

Ocampo, J.A.et ál.2006b. “La búsqueda, largae inconclusa, de un nuevo modelo (1981-2006)”. Capítulo VIII. En Ocampo, J. A. (compilador). *Historia económica de Colombia*. Planeta-Fedesarrollo, pp. 340-418. Bogotá.

Perry, O. 1952. *Quién es quién en Venezuela, Panamá, Ecuador, Colombia*. Oliverio Perry y Cía. Bogotá.

Sardi, L. E. 1952. Carta a Roberto Urdaneta Arbeláez. 21 de abril de 1952. Archivo de Miguel Ángel Santiago. Bogotá.

Urrutia, M. et ál. 2004. *El crecimiento económico colombiano en el siglo xx*. Fondo de Cultura Económica-Filial. Bogotá.

Weightman, G. 2008. *Los revolucionarios industriales. La creación del mundo moderno 1776-1914*. Ariel. Barcelona.

Wolf, C. 2009. “Does ownership matters? The performance of State Oil vs. Private Oil (1987-2006)”. *Energy Policy* 37: 2642-2652.





Páginas 166-167:
Vista general de
la refinería de
Barrancabermeja, 2011.

Trazado del oleoducto
entre Barrancabermeja
y la costa. Tropical Oil
Company, 1922.

Capítulo 4. LOS NEGOCIOS DE ECOPETROL EN PERSPECTIVA HISTÓRICA

Mauricio Avella

Consultor e investigador independiente.

Introducción

Este capítulo trata de los negocios de Ecopetrol en perspectiva histórica. Se entienden como negocios petroleros los definidos por la Ley 37 de 1931: la exploración, la explotación, la refinación, el transporte y la distribución del petróleo y sus derivados.

El análisis se desarrolla en cuatro momentos. El primero versa sobre el tránsito de los negocios petroleros que estaban en manos de la Concesión de Mares a la recién inaugurada Ecopetrol en 1951. El segundo alude al período que abarca desde el inicio de operaciones de la empresa hasta mediados de los años setenta; esta es la época en la cual Ecopetrol, como organización empresarial, toma la rienda de los negocios, algunos después de cierto tiempo, y decide acerca de los caminos por seguir. Las restricciones de ser una empresa estatal y los planes de desarrollo de su propia iniciativa orientarán estas decisiones. El tercer momento cubre el período de auge de los contratos de asociación, entre mediados de los años setenta y finales de los noventa; el compromiso con la refinación y la petroquímica heredado de los sesenta se transformó en un nuevo énfasis en exploración y producción, y en un mayor empeño por integrar los negocios. En el análisis del cuarto momento, el capítulo incursiona en los negocios de la ahora Ecopetrol S. A. durante la última década.

A lo largo de la exposición se destaca el encadenamiento de los procesos técnicos adelantados por la

empresa. En la parte final de este proceso, la integración de la cadena de valor en las áreas del llamado *upstream* y en las del denominado *downstream* se hace más nítida, como resultado de la autonomía gerencial de la empresa y de su nueva capacidad de inversión prospectiva.

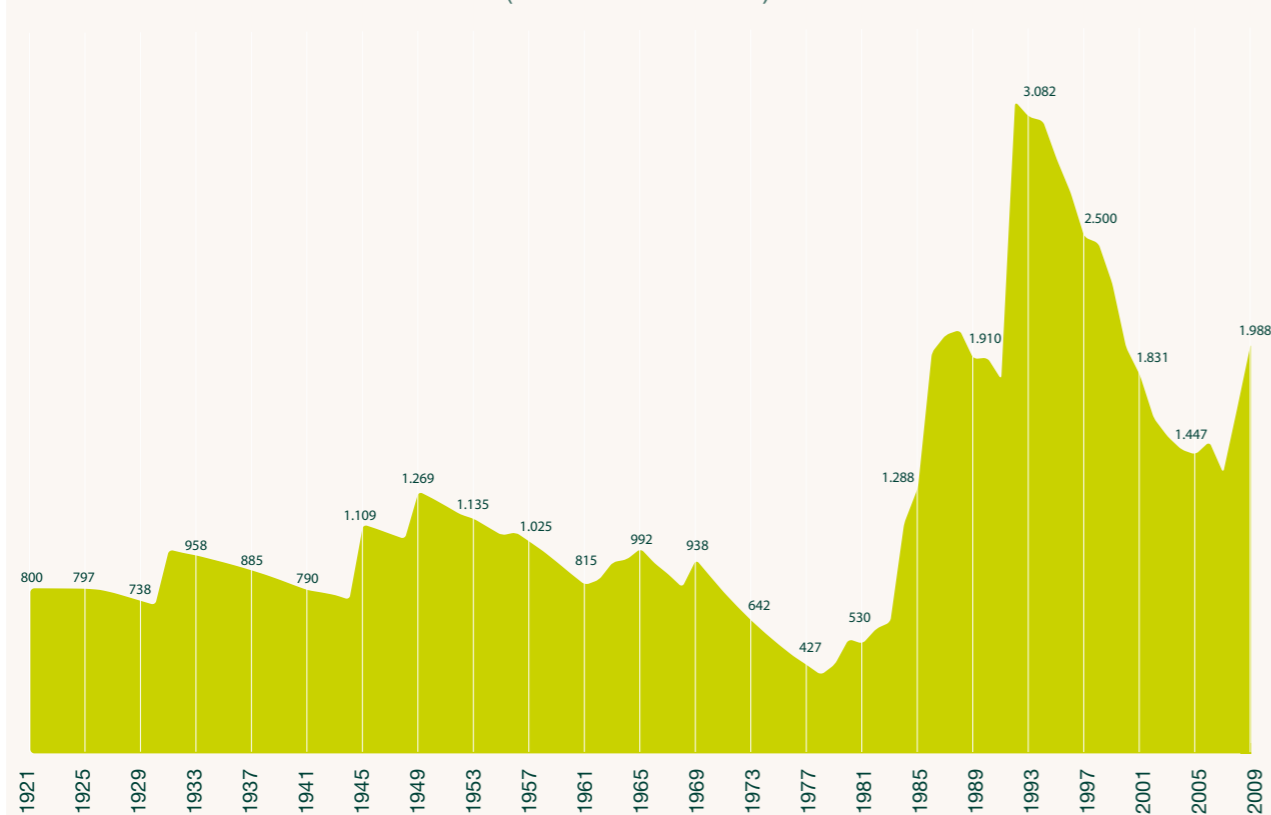
Grandes períodos de evolución de los negocios

Por ser el petróleo un recurso no renovable, los análisis de la industria petrolera se inician convencionalmente con una presentación de la situación de las reservas existentes y del número de años de producción que ellas representan para una cierta tasa de explotación. Para el caso de Colombia, la evolución de las reservas petroleras entre 1921 y 2009 se exhibe en el gráfico 1 (pág. 170). Pueden distinguirse dos grandes períodos, a saber, entre 1921 y 1978, y a partir de este último año y 2009. En el primer período la media de las reservas fue de 874 millones, y en el segundo, 1.742 millones, el doble del primer período; pero en el segundo fueron doblemente volátiles, en relación con el primero.¹

En el primer período, el nivel más alto de las reservas —1.250 millones— se alcanzó entre 1949 y 1950, ya aprobada legalmente la creación de Ecopetrol y en vísperas de su inauguración. En el segundo, el pico correspondiente que, además, es el pico de la serie

1. El coeficiente de variación, que relaciona la desviación estándar con el promedio de la serie, fue del 16% en el primer período y del 36% en el segundo.

Gráfico 1
Industria petrolera colombiana.
Reservas probadas de petróleo
(Millones de barriles)



Fuente: estadísticas: industria petrolera Ecopetrol.

—3.158— se alcanzó en 1992. El primer pico fue seguido de un descenso gradual de las reservas a lo largo de los años cincuenta, que desembocó en una meseta muy constante en los sesenta; posteriormente las reservas cayeron en los años setenta, hasta 1978, con una pendiente mayor que la experimentada en los cincuenta. El segundo pico fue seguido por una caída de las reservas mucho más abrupta que la ocurrida en los setenta.

En la industria petrolera los cambios importantes en las reservas están asociados a los éxitos o fracasos exploratorios, dada una tasa de producción, aunque pueden darse otros motivos. Así, los cambios notorios en la evolución de las reservas en el gráfico 1 (pág. 170) pueden asociarse a los vaivenes del éxito exploratorio a lo largo del tiempo. El punto de arranque en 1921 corresponde a las reservas de los campos de La Cira e Infantas; los aumentos de la segunda mitad de la década de los cuarenta obedecen a la estimación de reservas realizada cuando entraron en producción

las concesiones Barco, Yondó y Ariguaní; el declive continuo de las reservas a lo largo de los años cincuenta, que luego continuará en los setenta, es compensado en los sesenta por los descubrimientos de los campos de Provincia-Payoa (1960), Río Zulia (1962) y Orito (1963). Finalmente, los incrementos espectaculares de los ochenta y los noventa provinieron de los hallazgos en Apiay (1981), Caño Limón (1983), Cusiana (1989) y Cupiagua (1993).

En los círculos petroleros, la evolución de las reservas es comúnmente asociada a los esfuerzos de exploración. En Colombia, bajo el régimen de los contratos de concesión, las exploraciones fueron realizadas en su gran mayoría, como era de esperarse, por compañías extranjeras. Las estadísticas registran en 1953 el primer pozo exploratorio bajo el comando de Ecopetrol, y en 1958 los primeros dos pozos exploratorios trabajados en virtud de contratos de asociación entre Ecopetrol y empresas de capital foráneo.

*En primer plano,
caballerizas de la
refinería de la Troco.
Al fondo, el río
Magdalena. 1938.*

Las primeras dos décadas de la empresa

De la Concesión de Mares a Ecopetrol

La proximidad de la reversión de la Concesión de Mares al Estado para ser administrada por Ecopetrol sirvió de acicate para realizar ejercicios de diagnóstico acerca de la industria petrolera (incluyendo el petróleo, el gas natural y sus derivados) en Colombia. Los negocios de producción, refinación y transporte coparon la atención de los analistas de la época, quienes contaron con la asesoría de expertos petroleros del exterior. Como parte de los estudios contratados con la Foster Wheeler Corporation para el diseño y montaje de refinerías, la Western Geophysical International realizó estudios sobre el monto de las reservas y su capacidad para abastecer el consumo nacional en el futuro, al tiempo que la McGraw Hill International construyó las proyecciones de consumo de derivados del petróleo hasta 1965 (Mendoza, 1950a).²

La producción

A mediados del siglo xx, la producción petrolera se obtenía a partir de la explotación comercial de propiedades entregadas en concesión. Las concesiones más significativas en términos de producción eran las de Mares, Barco y Yondó, que en conjunto representaban más del 90% de la producción de crudo (ver tablas 1 y 2, págs. 172 y 173). Como la explotación de la Concesión Barco se inició en 1939, la producción petrolera anterior a dicho año correspondió exclusivamente a la arrojada por la Concesión de Mares, tal como aparece en la tabla 2 (pág. 173). La Concesión de Mares derivaba su producción de cuatro yacimientos, a saber, Infantas (1916), La Cira (1926), Colorado (1945) y Galán (1945).³ El buen momento de la actividad exploratoria en Infantas, en 1922, quedó reflejado en las estadísticas de producción. Igualmente, el descubrimiento de La Cira en 1925 y la puesta en operación del oleoducto de la Andian National Corporation en 1926, como se verá más adelante, propiciaron un nuevo incremento sustancial de la producción en el último año. El auge y el colapso de la economía entre finales de los años veinte y comienzos



2. Sobre el aprendizaje tecnológico de Ecopetrol a lo largo de su historia, puede consultarse el capítulo de Forero y Dávila en este volumen.

3. Las fechas entre paréntesis son las del descubrimiento del respectivo yacimiento.

Tabla 1. Propiedades en concesión y concesionarios 1950 (Julio)

Propiedad	Concesionario	Participación en producción (%)	Año de descubrimiento del petróleo	Año de iniciación de la explotación	Reservas por explotar (millones de barriles)
De Mares	<i>Tropical Oil Company</i>	40,0	1916	1926	Entre 80 y 150
Barco (Norte de Santander)	<i>Colombian Petroleum Company</i>	29,0	1933	1939	Entre 250 y 300
Yondó, Casabe (Antioquia)	Shell Cóndor	25,0	1941	1945	Entre 200 y 230
Cantagallo (Bolívar)	<i>Socony Vacuum Shell desde 1958</i>	1,0	1941	1947	Entre 3 y 5
El Dificil o Ariguani (Magdalena)	Shell Condor	4,0	1943	1948	Entre 10 y 15
Velásquez (Boyacá)	<i>Texas Petroleum Company</i>	1,0	1946	1949	Entre 1 y 3
Totales		100,0			Entre 544 y 703

Fuente: Ospina Racines (1950) y Vargas Sierra (1950b)

de los años treinta, a tono con la gran depresión internacional, también se reflejó en el alza y posterior estancamiento y caída de la producción de Mares.

Cálculos efectuados en 1950 revelaban que para entonces se habían perforado alrededor de 2.100 pozos de petróleo en Colombia, de los cuales 1.373 se habían taladrado en territorio de la Concesión de Mares; de estos últimos, 1.066 se encontraban en actividad y 307 cerrados. En total, para esa fecha (junio de 1950), de la Concesión de Mares se habían obtenido 396.650.000 barriles, de los cuales el 60% se había originado en La Cira, y aproximadamente el 39% en Infantas.⁴

La refinación

Los contratos de las concesiones de Mares y Barco requerían de los concesionarios la construcción de refinerías. Así, la industria petrolera dispuso de dos unidades de refinación, a saber, la de Barrancabermeja, instalada por la Tropical Oil Company a principios de los años veinte, y la de La Petrólea, instalada en la región del Catatumbo (en el futuro corregimiento y luego municipio de Tibú) por la Colombian Petroleum Company a finales de los años treinta.

De la Concesión de Mares formaban parte no solo los campos de producción, sino también la refinería de Barrancabermeja y una planta de gas natural. En el contrato de concesión celebrado con el Gobierno,

la Tropical Oil Company se obligó a construir una planta de refinación dentro de los dos años siguientes a la aprobación del traspaso (1919); dicha planta debería tener una capacidad suficiente para atender el consumo interno. En cumplimiento del contrato, para 1921 la empresa había montado una unidad de destilación cuya capacidad era de 10 mil barriles diarios, cantidad que se consideraba suficiente para el abastecimiento interno.⁵

A mediados de los años treinta, la Tropical Oil Co. montó una nueva unidad de refinación para producir 13 mil barriles diarios adicionales, de modo que la capacidad total pasó a ser de 23 mil barriles por día; al ensanchar la refinería, la empresa se ajustó a los términos contractuales que le exigían disponer de una capacidad de refinación suficiente para atender la demanda interna. La ampliación de la capacidad estuvo acompañada por aumentos en calidad y en la gama de productos obtenidos.⁶

Una década más tarde, al concluir la Segunda Guerra Mundial, la capacidad de refinación fue desbordada por el consumo interno de derivados, diferencia que comenzó a ser atendida por la empresa mediante la importación de combustibles procedentes de Aruba y Perú. Ya para 1950, en vísperas de la fundación de Ecopetrol, se había llegado al punto en el cual la refinación nacional escasamente satisfacía el 55% de la demanda. Para el Consejo Nacional de Petróleos el tema de la refinación debería ser una de las prioridades

4. Datos ofrecidos por Ospina Racines (1950: 5).

5. La unidad mencionada era una batería de alambiques horizontales para la destilación simple del crudo, con el propósito de producir gasolina motor, aceites para iluminación y *fuel oil*, los productos de mayor demanda en esa época.

6. Vargas Sierra (1950a) explica las características técnicas de la nueva planta.

Tabla 2. Petróleo crudo. Producción total por concesiones (Miles de barriles, 1940-1950)

Años	De Mares	Barco	Yondó	Cantagallo	Ariguani	Velásquez	Producción Total
1921	66,8						66,8
1922	444,7						444,7
1923	322,8						322,8
1924	424,9						424,9
1925	1.006,7						1.006,7
1926	6.443,5						6.443,5
1927	15.002,2						15.002,2
1928	19.895,7						19.895,7
1929	20.384,5						20.384,5
1930	20.345,9						20.345,9
1931	18.237,2						18.237,2
1932	16.417,1						16.417,1
1933	13.157,6						13.157,6
1934	17.340,8						17.340,8
1935	17.597,7						17.597,7
1936	18.756,1						18.756,1
1937	20.297,8						20.297,8
1938	21.581,6						21.581,6
1939	23.860,0						23.860,0
1940	21.420,8	4.143,9					25.564,6
1941	20.735,1	3.904,2	5,7				24.645,0
1942	9.433,5	1.160,0	26,2				10.619,7
1943	11.620,7	1.773,9	53,5	13,0	2,4		13.463,5
1944	18.067,8	4.579,6	56,6	40,4	24,5		22.768,9
1945	15.649,4	5.530,2	1657,1	45,0	28,3		22.910,0
1946	13.030,2	6.184,7	3.208,6	44,3	43,9	3,2	22.514,9
1947	12.447,9	7.737,4	4.779,6	24,0	118,6	30,4	25.137,9
1948	9.152,2	8.003,2	5.671,7	389,5	542,1	48,9	23.807,6
1949	11.934,9	9.460,9	6.226,7	337,1	1.523,5	224,4	29.707,5
1950 julio	6.297,9	4.574,8	4.041,8	216,3	584,5	174,9	15.890,2

Fuentes: Vargas Sierra (1950b) y Mendoza y Alvarado (1939)

Tabla 3. Refinería de Barrancabermeja. Entradas y productos obtenidos (Miles de barriles netos de 42 galones)

Años	Entradas: petróleo crudo y gasolina natural	Gasolina ordinaria	Fuel oil (ACPC)	Petróleo refinado	Aceite combustible (ACPM)	Otros productos y mermas
1922	199,5	25,3	138,7	23,5	7,2	4,8
1929	1667,7	331,5	1.226,4	64,0	23,7	22,1
1939	3.308,8	874,9	2.001,7	137,7	120,4	174,1
1945	4.729,8	988,7	3.094,2	182,8	186,6	277,5
1949	9.032,7	1.727,6	6.100,1	321,2	429,1	454,7

Fuente: Vargas Sierra (1950a).



Uno de los varios puentes contruidos para la exploración de la Concesión Yondó, 1942.

Recolección de muestras en la Concesión Yondó, 1942.



Un descanso en la plataforma de instrumentos. Muestra sísmica en la Concesión Yondó, 1942.

Construcción de plataforma de instrumentos. Yondó, 1942.



de la nueva empresa (Consejo Nacional de Petróleos, 1950). En la tabla 3 (pág. 173) se presentan los principales insumos y productos de la refinería hasta 1949 para algunos años seleccionados: el de 1922 fue el primer año de producción en escala comercial, y desde entonces el *fuel oil* aparece en su posición dominante entre los productos con participaciones cercanas al 70%.

La refinería de La Petrólea fue instalada en 1939 con una capacidad para producir 480 barriles diarios de gasolina, aceites para iluminación y gasóleo;⁷ en el curso de la década siguiente dicha capacidad se fue incrementando de modo que para 1949 era de 900 barriles diarios (Vargas Sierra, 1950a).

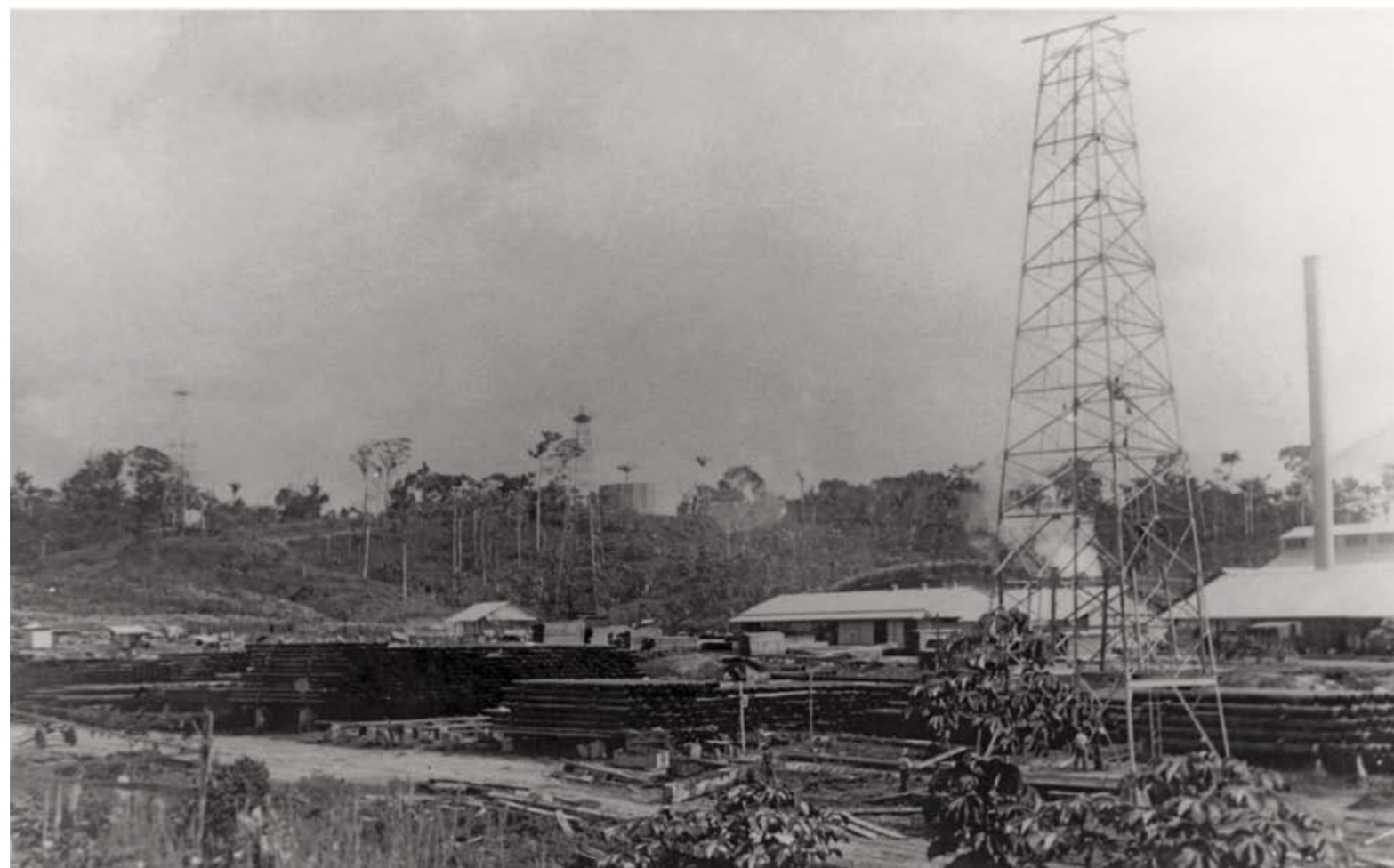
La refinación fue un tema recurrente a finales de los años cuarenta. La Tropical Oil Co., a cuyo cargo estaban las importaciones de combustible para satisfacer el consumo interno por encima del producido de las refinerías, propuso al Ministerio de Minas y Petróleos en 1948 un acuerdo según el cual se ensancharía la refinería de Barrancabermeja y se montaría una nueva refinería en la Costa Atlántica (Consejo Nacional de Petróleos, 1950). Por la misma época, la

Foster Wheeler Corp., en asesoría al Consejo Nacional de Petróleos, también propuso la modernización de la refinería de Barrancabermeja y la construcción de una nueva refinería en Mamonal.⁸ A su turno, la Misión de Fomento del Banco Mundial, presidida por Lauchlin Currie, apoyó la iniciativa de modernizar la refinería de Barrancabermeja, pero desestimó el proyecto de Mamonal al considerar que las limitadas reservas petrolíferas colombianas no lo justificaban (*Revista del Petróleo*, 1950, agosto).

El gas

En 1927, la Tropical Oil Co. inició el procesamiento del gas natural húmedo obtenido de las formaciones petrolíferas, en plantas de gas instaladas en El Centro. De dicho procesamiento se obtenían dos productos: el gas líquido o propano comercial, y el llamado “gas seco”. El seco fue destinado a servir como combustible en las actividades de la concesión, y como medio de recuperación de petróleo en los

7. La refinería tuvo su origen en 1906, un año después del contrato de la concesión entre el Gobierno y el señor Virgilio Barco, cuando este último estableció una refinería provisional en Cúcuta. Con el tiempo, dicha refinería fue trasladada al campo La Petrólea (Mendoza et ál., 1939). Sobre los negocios petroleros de Barco puede consultarse el artículo de Xavier Durán de este volumen.



*Página opuesta:
trabajos iniciales de
lo que luego sería el
barrio Staff.*

*Labores de explotación
petrolera en El Centro,
hacia mediados de la
década de 1920.*

8. La de Barrancabermeja sería fortalecida con una unidad de *cracking* térmica y otras innovaciones; la de Mamonal empezaría con métodos de destilación simple, y su objetivo inicial sería satisfacer el abastecimiento de la Costa Norte y del Occidente del país. Más adelante, por ejemplo, en la segunda mitad de los cincuenta, también la planta de Mamonal sería enriquecida con unidades para la producción de gasolina de craqueo (*Revista del Petróleo*, 1950, agosto).





Hidroplano en el puerto de Barrancabermeja, hacia 1936.

pozos. El gas líquido contó con usos alternativos en la refinería de Barrancabermeja, antes de convertirse en eventual sustituto del combustible tradicional de los hogares (leña y carbón).

En 1947 la Tropical Oil Co. anunció su intención de entrar de lleno en la producción de propano comercial en sus plantas de El Centro con destino a las principales ciudades del país. Para efectos de asumir la distribución del nuevo combustible doméstico se creó la Compañía Colombiana de Gas, concebida originalmente como una sociedad privada de capital mixto, extranjero y colombiano. En el momento de la creación de Ecopetrol, la producción de gas líquido era todavía muy inferior a la que se consideraba necesaria para abastecer los centros urbanos. Así, el ensanchamiento de la capacidad de producción de gas se convirtió en parte de la agenda de la nueva empresa.⁹

El transporte

Era necesario construir oleoductos para conducir la producción de las Concesiones de Mares y Barco de los campos petrolíferos hasta los puertos de embarque en el litoral Atlántico. La Andian National Corporation Ltd., subsidiaria de la International Petroleum Company, a su vez subsidiaria de la

Standard Oil Company, inició la construcción del oleoducto para la Concesión de Mares en 1923 y lo dio al servicio en 1926; la línea de 540 kilómetros se extendía desde los campos de la concesión (El Centro) hasta la terminal marítima de Mamonal, cerca de Cartagena.¹⁰ Diseñada para transportar 30 mil barriles diarios, la tubería tenía un diámetro de diez y doce pulgadas, contaba originalmente con nueve estaciones de bombeo y se acoplaba mediante el sistema tradicional de roscadura; en el momento de su puesta en marcha se le consideraba el mayor oleoducto fuera de los Estados Unidos (Ospina Racines, 1952b). El oleoducto fue ampliado en 1927 y luego en 1936 para unir al yacimiento de Galán con la refinería de Mamonal, a lo largo de 487 kilómetros; posteriormente se completó la doble línea del oleoducto (triple en algunos sectores), la cual fue puesta en operación desde 1945, con la característica de que las dos líneas podían operar conjunta o independientemente en todo el recorrido.

El costo del oleoducto de la Andian fue de us \$22 millones. En 1927 su capacidad original fue aumentada a 52 mil barriles, y hacia mediados de siglo primero a 60 mil y luego a 70 mil barriles diarios. Al inaugurarse Ecopetrol, el oleoducto estaba transportando no solo los crudos provenientes de la Concesión de Mares, sino de las Concesiones de Yondó, El Difícil y Cantagallo (Vargas Sierra, 1952).

9. Según Vargas Sierra (1951), en el momento de la reversión de la Concesión de Mares, en El Centro se producían no más de 150 barriles de gas líquido por día, equivalentes a 6.300 galones o a 12.600 kilos por día.

10. En el contrato entre el Gobierno y la corporación se destacaban acuerdos como los siguientes: el oleoducto sería de servicio para los productores que quisieran utilizarlo (*common-carrier*); no se otorgaría ningún monopolio a la compañía; habría exención de impuestos departamentales, municipales y nacionales sobre el transporte fluvial; y la vigencia del negocio sería de cincuenta años (Mendoza et ál., 1939).

11. En el contrato respectivo se estipularon condiciones como las siguientes: vigencia de 50 años; exención de impuestos nacionales, departamentales y municipales; y derecho para transferir la concesión con aprobación del gobierno (Mendoza et ál., 1939).

Balance de la participación nacional en la producción de crudo de la South American Gulf Oil Company. Petrólea, 1939.

12. Acerca del Consejo Nacional de Petróleos puede consultarse el artículo de Carlos Caballero en este volumen.

En el caso de la Concesión Barco, el oleoducto fue concebido para unir los campos de La Petrólea o Tibú con el puerto de Coveñas, a lo largo de 421 kilómetros, y con una capacidad para trasladar 28 mil barriles diarios.¹¹ La obra fue realizada por la South American Gulf Oil Company, cuya propiedad estaba en manos de la Texas Co. y la Socony-Vacuum Oil Co., y su costo fue de us \$18 millones (Vargas Sierra, 1952). La línea estaba apoyada por tres estaciones de bombeo, y constaba de una tubería de doce pulgadas que ya para entonces, hacia 1939-1940, empleaba el sistema de soldadura en lugar del de roscadura. En el momento de la creación de Ecopetrol, los dos oleoductos mencionados eran los de mayor longitud para el transporte de petróleo crudo en Suramérica.

Desde la expedición de la Ley 37 de 1931 se establecieron incentivos para la exploración petrolera en los Llanos Orientales y algunas compañías tramitaron las concesiones del caso e iniciaron actividades exploratorias. Uno de los interrogantes de la época era el de cómo se transportaría el crudo hasta los puertos de embarque en el caso de resultar exitosas las exploraciones; entre las alternativas posibles se consideró la de construir un oleoducto que transitara por territorio venezolano hasta uno de sus puertos, ya que para entonces se consideraba que uno que se trazara desde los Llanos hasta la Costa Norte carecería de viabilidad económica. La iniciativa contó con simpatías diversas, entre ellas la del Consejo Nacional de Petróleos, preocupado por el retiro del país de algunas firmas petroleras extranjeras a finales de los años cuarenta.¹²

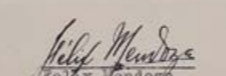
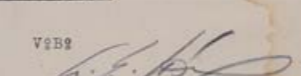
El negocio petrolero en manos de Ecopetrol

Por mandato de la Ley 165 de 1948, el Consejo Nacional de Petróleos adelantó estudios sobre la Concesión de Mares como parte de los preparativos de creación de Ecopetrol. Se acudió al apoyo de asesores extranjeros en diversas áreas de la industria petrolífera y se abrió el compás para recibir iniciativas de empresarios nacionales y extranjeros. En desarrollo de este proceso, la International Petroleum Colombia Ltd. hizo dos ofertas a la administración Gómez en 1950: una sobre asistencia técnica a la nueva empresa en las operaciones de El Centro; y la otra, para el manejo de la refinería de Barrancabermeja y supervigilancia de las unidades que se instalaran para su ensanchamiento. La ampliación de la refinería fue contratada con la Foster Wheeler Corporation, con anterioridad a la reversión de la Concesión de Mares en agosto de 1951.

Al entrar Ecopetrol en escena en 1951, los negocios petroleros en Colombia dependían de una triple organización conformada por la International Petroleum (Colombia) Ltd., la Esso Colombiana S. A. y la Andian National Corporation, filiales en Colombia de la International Petroleum Company Ltd., miembro de la Standard Oil Company de Nueva Jersey. La incidencia de las tres filiales se extendería de manera directa en las primeras dos décadas de Ecopetrol (Perry, 1956).

La International Petroleum (Colombia) Ltd., conocida como Intercol, conservaría una amplia influencia en la actividad petrolera por varios lustros, tanto en

CALCULO
DEL VALOR DE LA PARTICIPACION NACIONAL CORRESPONDIENTE A LOS
MESSES DE SEPTIEMBRE, OCTUBRE Y NOVIEMBRE DE 1939.

1º-Volumen de petróleo recibido en los tanques de almacenamiento de la South American Gulf Oil Company en La Petrólea:	
Barriles de 42 galones US a 60°F.	891.022,11
Gravedad ponderada segun embarques, API a 60°F.	43,58
Transporte por tonelada, \$US	3,50
Precio medio de venta por barril, P.O.B. Coveñas, \$US	1,422272
Deducción por trasegamiento, \$US por barril	0,03
Participación Nacional, barriles	89.102,21
Barriles por tonelada	7,7767
Transporte por barril, \$US	0,45
Precio del barril de petróleo en el campo, \$US	0,942272
Participación Nacional, \$US = 89.102,21 x 0,942272 =	<u>83.958,52</u>
2º-a. Volumen de petróleo refinado:	
Barriles de 42 galones US a 60°F.	15.073,57
Gravedad API a 60°F. (media)	468
Participación Nacional, barriles	1.507,36
Precio del barril, \$US = 0,942272 + (46-43,5) x 0,02 = 0,942272 + 0,05 =	0,992272
Participación Nacional, \$US = 1.507,36 x 0,992272 =	<u>1.495,71</u>
2º-b. Volumen de petróleo gastado por la South American Gulf Oil Company:	
Barriles de 42 galones US a 60°F.	426,83
Gravedad API a 60°F.	43,58
Participación Nacional, barriles	42,68
Precio del barril, \$US	0,942272
Participación Nacional, \$US = 42,68 x 0,942272 =	<u>40,22</u>
PARTICIPACION NACIONAL TOTAL = \$US 83.958,52 + \$US 1.495,71 + \$US 40,22 =	
<u>\$US 85.494,45</u>	
 Felix Mendoza Servicio de Explotación P.M./m.	
V.B.B.  GABRIEL R. GOMEZ Director del Departamento de Petróleos	

la exploración directa como en la asistencia técnica a Ecopetrol en los campos de producción de El Centro, y en la operación de la refinería de Barrancabermeja, en virtud de un contrato con Ecopetrol; esta última le vendería a Intercol el petróleo extraído de la Concesión de Mares y, a su vez, la Intercol refinaría parte del producto para abastecer la demanda interna y exportaría el excedente. La Esso Colombiana S. A. fue organizada a finales de 1949 para asumir el negocio de la distribución en una economía nacional crecientemente urbana, comprando los productos de la refinería en Barrancabermeja (como gasolina motor, gasolina de aviación, *fuel oil*, lubricantes y otros) y distribuyéndolos en el país. Para tal efecto, la Esso Colombiana S. A. contaba con una infraestructura de vehículos para el transporte terrestre y fluvial de los derivados del petróleo, y con estaciones de servicio al público. La Andian National Corporation continuaría con la operación del oleoducto de una sola tubería construido por ella en los años veinte y ampliado a doble línea a mediados de los cuarenta; a principios de los cincuenta la Andian llegaría a contar con 18 estaciones de bombeo con capacidad de transportar incrementos potenciales de producción en el valle del Magdalena.

Así, al iniciarse las operaciones de Ecopetrol y en sus primeros lustros, la compleja industria petrolera funcionó bajo la influencia de tres empresas, organizadas independientemente para la realización de actividades complementarias, bajo la orientación de una misma matriz, la canadiense International Petroleum Company Ltd.

Bajo el signo de declinación de la Concesión de Mares

Los informes técnicos que precedieron a la reversión de la Concesión de Mares describían escenarios poco halagüeños. Los informes de la Western Geophysical Company y de la McGraw Hill International Company se referían a una concesión desfalleciente en términos de la producción, a no ser que se abriesen nuevas zonas o se adelantaren procesos de recuperación secundaria. La decadente productividad de los pozos ya se observaba en el último lustro (ver tabla 2, pág. 173), pero aun así las proyecciones de los estudios eran muy desalentadoras.¹³ Además, el ambiente general de la industria petrolera en los dos años anteriores a la reversión había sido poco estimulante con la acumulación de noticias de que empresas extranjeras

anteriormente interesadas en invertir en Colombia habían abandonado sus proyectos, y se habían trasladado a otros países como Canadá y algunos del Cercano Oriente, cuya importancia floreció al terminar la Segunda Guerra Mundial;¹⁴ de hecho, las compañías petroleras presentaron al Gobierno solamente seis propuestas de concesiones en 1949 y nueve en 1950, en comparación con el promedio de 30 solicitudes anuales entre 1931, cuando se expidió la Ley 37, llamada “del petróleo”, y 1951.¹⁵ Cambios normativos

South American Gulf Oil Company. Balance de operaciones diarias, enero de 1942, Petróleo.

SOUTH AMERICAN GULF OIL COMPANY TRIAL BALANCE OF DAILY OPERATIONS (CRUDE OIL) 7 A. M. JANUARY 1, 1942	
SHOWN IN BARRELS OF 42 U. S. GALLONS	
STOCK 7 A. M. DECEMBER 1, 1941	899,790.96
RECEIPTS - PETROLEA: (For account of Colombian Petroleum Company)	320,897.80
SHORTAGE ON OPERATIONS: (See Sheet No. 3)	3,373.82
DELIVERIES TO SHIPS: (For account of Colombian Petroleum Company. See Sheet No. 3)	491,332.57
DELIVERIES TO TIBU TANK: (For account of Colombian Petroleum Company. See Sheet No. 4)	663.60
STOCK 7 A. M. JANUARY 1, 1942: (See Sheet No. 3)	725,516.77
	1,220,688.76 1,220,688.76

13. Los analistas de la época pensaban que en sus últimos años al frente de la Concesión, la Tropical Oil Co. apenas se había preocupado por cumplir con lo mínimo: “No es excesivo decir, que la concesión revirtió al Estado colombiano en condiciones precarias, con un equipo gastado y con muy escaso material de almacenamiento para continuar los trabajos de perforación y producción” (Molina, 1955: 3).

14. “El número de empresas dedicadas a buscar petróleo se ha reducido notablemente con el retiro temporal o definitivo de varias de ellas, entre las cuales se pueden mencionar la Superior Oil Company, la Phillips, la Gulf, la Stanolid y Compañías Unidas. La actividad de las empresas restantes, Tropical, Shell, Texas, Socony, Richmond y Colombian se ha reducido drásticamente. El número de pozos de exploración perforados en 1949—doce solamente— fue muy inferior al normal que necesita el país para aumentar las probabilidades de incrementar su patrimonio petrolero [...]” (Mendoza, 1950a:4).

15. En los 20 años mencionados se presentaron al Gobierno 593 solicitudes de concesiones, de las cuales 95 (el 16%) fueron aceptadas, y de estas, 72 debieron ser rescindidas (Ospina Racines, 1952b).

16. No es que hasta entonces no se hubiera intentado la recuperación secundaria del crudo en el país, en el sentido de producir hidrocarburos mediante restauración artificial de la energía de un yacimiento. Los primeros intentos los hizo la Tropical Oil Co. en 1946 y años subsiguientes al inyectar agua en los campos de La Cira e Infantas, pero los resultados no fueron satisfactorios (Ecopetrol, 1969).

como el Decreto 10 de 1950 fueron concebidos para restablecer el interés del capital extranjero en el negocio petrolero en Colombia.

En la medida en que transcurrían los primeros años de la década, ya era posible observar cómo le iba a la empresa en el manejo de los problemas heredados de la Concesión de Mares, y en qué orden andaban los negocios petroleros. A finales de 1952, transcurrido un año de operación, Ecopetrol ya formaba parte del elenco de empresas dedicadas al negocio petrolero, siendo su principal actividad la producción (ver tabla 4, abajo).

De acuerdo con los inventarios de la época, las 20 propiedades arrendadas para exploración llegaban a 885 mil hectáreas, y las seis propiedades productivas a 943 mil hectáreas (Ospina Racines, 1952a: 8). Del conjunto de estos campos se habría extraído una cifra acumulada de 583 millones de barriles, y se estimaba que las reservas comercialmente recuperables eran del orden de 543 millones de barriles (ver tabla 5, pág. 182). De las 512 mil hectáreas de la antigua Concesión de Mares, tan solo 7.561 se consideraban comercialmente explotables, y tras haber producido más de 430 millones de barriles bajo la Tropical Oil Co. a lo largo de 30 años, restaban aproximadamente 130 millones de barriles. Tomadas escuetamente, las cifras contribuían a alentar un cierto pesimismo en el futuro de la industria. En los informes técnicos realizados en la antesala de la reversión, las proyecciones eran ciertamente desapacibles; según ellas, el pronóstico de producción para 1951 sería de 23.270 barriles diarios, suma que declinaría anualmente a lo largo del

siguiente lustro, de manera que para 1955 sería de solo 14.930 barriles por día (Molina, 1955). Estos contextos y previsiones acompañaron las primeras incursiones de Ecopetrol en los negocios petroleros.

Exploración

El desánimo que se había vivido en la presentación de propuestas de concesiones en los dos años anteriores a la inauguración de Ecopetrol pareció diluirse hacia finales de 1951, cuando el Ministerio de Minas y Petróleos recibió 27 solicitudes (24 de firmas extranjeras), de las cuales aprobó 18 (Ospina Racines, 1952a). Por esta época, Ecopetrol centró su atención en la revisión de los estudios sobre reservas y en mejorar el conocimiento tanto de las áreas ya exploradas como de otras sin explorar dentro de la vieja Concesión de Mares. El cálculo de reservas bajo la administración de Ecopetrol que aparece en la primera línea de la tabla 5, (pág. 182) por 133 millones de barriles, fue obtenido por dos ingenieros de la Intercol, por entonces al servicio de Ecopetrol: el cálculo correspondió a la extensión previamente conocida de las estructuras La Cira-Infantas, Galán y Colorado, y al volumen de crudo que podría recuperarse por los métodos de extracción anteriormente aplicados por la Tropical Oil Co. (Ecopetrol, 1955a).¹⁶

Ecopetrol inició actividades regulares de perforación exploratoria en 1953 en diversas zonas de la estructura Galán, encontrando arenas productoras

Tabla 4. Industria petrolera colombiana. Distribución de los negocios por empresas (1952)

Empresas	Negocios
Ecopetrol	Producción
International Petroleum Co., Ltd.	Exploración y refinación
Esso Colombiana, S. A.	Distribución
Andian National Corp.	Transporte por oleoducto
Concesionaria de Petróleo Shell-Cóndor	Exploración y producción
Texas Petroleum Co.	Exploración y producción
Richmond Petroleum Co.	Exploración
Colombian Petroleum Co.	Producción
Socony-Vacuum Oil Co. of Colombia	Exploración
Allen Guiberson	Exploración
Foster Wheeler Corp.	Refinación (construcción)
Williams Brothers (Pipeline) Corp.	Oleoductos (construcción y administración)
Carolina Constructors of Texas	Oleoductos (construcción)

Fuentes: Ospina Racines (1952a)

Tabla 5. Industria petrolera colombiana. Campos productores, reservas, barriles extraídos (hectáreas y barriles de crudo, 1952)

Campos productores	Extensión (miles)	Reservas calculadas (millones de barriles)	Total de barriles extraídos (millones)
Ecopetrol-De Mares	512	133	433
Shell Cóndor-Yondó	46,9	250	57,6
Shell Cóndor-Cantagallo	21,2	9	1,9
Shell Cóndor-El Difícil	45,9	1,3	4,4
Colombian Petroleum Co.-Barco	186,8	135	83,7
Texas Petroleum Co.-Guaguaquí-Terán Territorio Vásquez	127,2	15	2,5
	940	543,3	583,1

Fuente: Ecopetrol (1956)

en algunas de ellas.¹⁷ Por la misma época, la empresa organizó su primer Departamento de Geología de Exploración, el cual revisó las condiciones geológicas de la antigua Concesión de Mares y programó la localización de pozos que pudieran probar el potencial petrolífero de la formación cretácica en los terrenos de dicha concesión. Además, diseñó programas de estudios sísmográficos en áreas que parecían ofrecer estructuras propicias para la acumulación de petróleo. Para llevar adelante estos empeños se creó la sección de Geología Subterránea en el ya existente Departamento de Geología, se asignaron los directores correspondientes vinculando geólogos extranjeros de reconocida experiencia, y se contrató a la Seismograph Service Corporation, de Tulsa, Oklahoma, para brindar asesoría permanente a Ecopetrol en materias de exploración.¹⁸

Los avances exploratorios en el campo de Galán abrieron el camino para adelantar perforaciones exploratorias en las riberas y en el lecho del río Magdalena; igualmente se incursionó en los campos de Llanito, Quebrada Roja y Colorado (Ecopetrol, 1957). Uno de los estudios pioneros del Departamento de Geología fue la localización del pozo exploratorio Infantas 1.613 con el ánimo de avanzar en el conocimiento geológico de la formación del Cretáceo; la perforación se llevó a cabo en 1953, cuando se alcanzó una profundidad de 11.100 pies, superior a las realizadas en el pasado y que no habían llegado hasta el Cretáceo.

A mediados de los años cincuenta los técnicos de Ecopetrol podían contemplar un panorama exploratorio libre de las previsiones desalentadoras de finales

de los cuarenta: entre 1952 y 1954 se perforaron 110 pozos, de los cuales 92 resultaron productivos; tres años más tarde, en 1957, al hacer una revisión de la experiencia acumulada por la empresa, Ecopetrol anunció que desde la reversión se habían perforado 181 pozos nuevos, unos de exploración profunda y otros de desarrollo de los campos existentes. Todas estas labores podían adelantarse ya, según la empresa, con modernos equipos de perforación, de los cuales previamente no se disponía. También se contaba con modernos equipos portátiles para reacondicionamiento y limpieza de pozos.¹⁹

El área del Carare de la Concesión de Mares, objeto de pleitos ante los estrados judiciales, estuvo por fuera de las agendas regulares de exploración. Al resolverse su situación jurídica, Ecopetrol decidió acometer la exploración, y para tal efecto celebró un contrato de asociación con la Colombia-Cities Service Petroleum Co., en virtud del cual los gastos de las exploraciones geofísicas y con taladro profundo se distribuirían entre las partes, y de encontrar yacimientos comercialmente productivos, el producido se repartiría proporcionalmente.²⁰

Producción

La producción de barriles diarios de crudo en los campos de la antigua Concesión de Mares, bajo el control de Ecopetrol, descendió en los primeros años de la década de los cincuenta, tal como lo habían predicho los estudios realizados para el Consejo

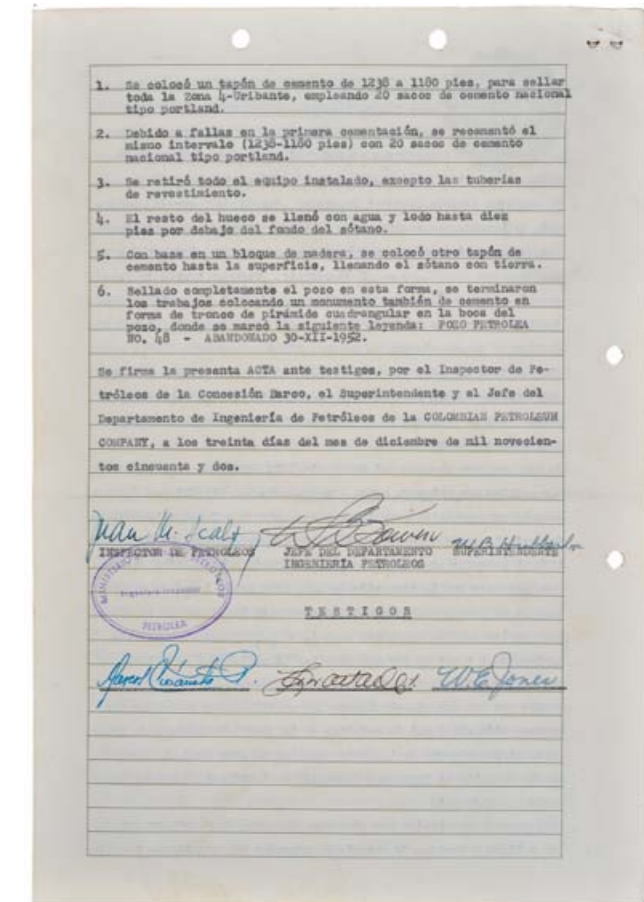
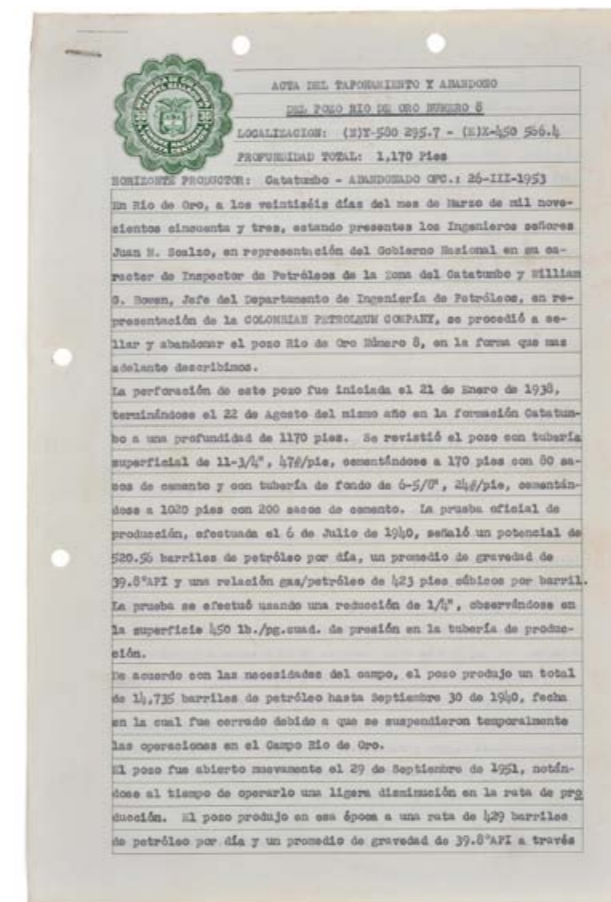
17. Con posterioridad al cálculo de reservas de finales de 1952, y al menos durante su primer lustro de vida, la empresa se abstuvo de actualizarlo en la medida que se reconocían nuevas áreas productoras y se extraían nuevos volúmenes de crudo. Según los informes publicados por la empresa, para esas fechas se carecía del personal técnico que pudiera hacer tales actualizaciones (Ecopetrol, 1955a).

18. Los geólogos Edwin Mohler y Ernst P. DuBois fueron encargados del nuevo departamento y de la sección, respectivamente (Ecopetrol, 1955b ídem).

19. Ecopetrol disponía ya de equipos de perforación de pozos profundos hasta de 20 mil pies y otros para profundidades medias hasta de 8.500 pies, que satisfacían altos estándares de calidad técnica para la época (Ecopetrol, 1957).

20. De manera similar a como se hizo con la Cities Service, por la misma época se intentaron otros contratos de asociación: uno de ellos se formalizó con el petrolero independiente J. W. Mecon para adelantar exploraciones en terrenos de concesión adquiridos por la empresa en Tolú (Ecopetrol, 1957).

Acta de taponamiento y abandono de un pozo petrolero. Río de Oro, Norte de Santander, 1952.



Nacional de Petróleos a finales de los años cuarenta; pero sus niveles fueron muy superiores a los estimados por la Western Geophysical Company en 1949, tal como se muestra en la tabla 6 (pág. 184).

Al tiempo que la producción en la antigua Concesión de Mares declinaba, la de la Concesión de Yondó aumentaba y la de la Concesión Barco se mantenía. En los primeros años de la década de los cincuenta el crudo producido por estas dos concesiones representó más del 60% del total producido por la industria, y su comportamiento compensó el declive de la Concesión de Mares; así, la producción del crudo en la primera mitad de la década de los cincuenta se mantuvo relativamente constante. Con reservas calculadas por encima de las recibidas por Ecopetrol (ver tabla 5, pág. 182), la Concesión de Yondó fue sometida a una perforación muy intensa en 1950 y 1951, lo que la llevó de ocupar el tercer lugar en la producción de crudo a finales de los años cuarenta al primer lugar a principios de los cincuenta (Vargas Barros, 1952).²¹

Bajo la dirección de la Tropical Oil Co. los campos de producción —como los de Infantas y La Cira— estaban plenamente electrificados, de modo que en los pozos el sistema de bombeo era accionado por

corriente eléctrica; Ecopetrol siguió con el mismo método de producción en los pozos, y extendió la utilización de la energía eléctrica a otras dependencias mediante la instalación de una planta de turbinas de gas y de calderas para aprovechar el calor de combustión. A mediados de los años cincuenta, esta instalación fue una novedad en Colombia y la segunda en Suramérica (Ecopetrol, 1957). La electrificación de los campos heredados de la Concesión de Mares fue extendida y modernizada, y como avance tecnológico de la época los ingenieros resaltaron la instalación de un sistema de control remoto para dirigir desde la planta los motores en los pozos de bombeo instalados en los campos productivos (Ecopetrol, 1957).

Al sintetizar su esfuerzo de más de un lustro en exploración y explotación ante el Congreso Nacional de Ingeniería de 1957, los ingenieros de la empresa declararon que de 1.567 pozos perforados tenían bajo su atención 1.127 diseminados en un área de más de 8 mil hectáreas (Ecopetrol, 1957). Ya para esta época, los técnicos vinculados inicialmente por la Tropical Oil Co., de origen extranjero, y que siguieron en Ecopetrol como asesores de los técnicos colombianos, se habían retirado; así, al cabo de

Tabla 6. Concesión de Mares y Ecopetrol. Pronósticos de producción vs. producción efectiva (Miles de barriles por día, 1951-1954)

Años	Pronósticos (1)	Producción efectiva (2)	Diferencia absoluta (2) – (1)	Diferencia porcentual (%)
1951	23,27	37,83	14,56	63,00
1952	20,72	35,04	14,32	69,00
1953	18,65	34,34	15,69	84,00
1954	16,67	31,78	15,11	90,00

Fuentes: Molina (1955) y *Revistadel petróleo* (febrero)

seis años de actividad exploratoria y productiva la dirección técnica de la empresa estaba en manos de colombianos (Ecopetrol, 1969).

Refinación

El ensanche y modernización de la refinería de Barrancabermeja fue visto en su momento no solo como un paso obligado de la industria petrolera, sino como un aporte al progreso industrial que por entonces se encontraba en pleno apogeo.²² El proyecto fue concebido pensando en satisfacer la demanda interna de derivados del petróleo, exceptuando la Costa Norte y la zona occidental del país. Teniendo en cuenta el mercado por satisfacer, y habiendo elegido el tipo de crudo que sería procesado, la Foster Wheeler Co., a cuyo cargo estaría la obra de ensanche y modernización, la International Petroleum Co., que tendría a su cargo la operación de la nueva factoría, y el consultor independiente J. F. M. Taylor, determinaron las capacidades que tendrían las plantas de proceso.²³

Tres años después de la inauguración de Ecopetrol entró a funcionar la nueva refinería de Barrancabermeja con una capacidad para refinar 37.500 barriles diarios de materia prima, en lugar de los 25 mil que se refinaban desde los tiempos de la Tropical Oil Co. En la práctica, la compañía arrendataria, en este caso la Intercol, compraría el crudo y la gasolina natural de los campos de Mares a Ecopetrol, así como el crudo originado en el campo Velásquez de la Texas Petroleum Co.²⁴ Los estimativos de la época mostraban que al entrar en operación la planta, que con anterioridad no podía satisfacer más del 40% de la demanda interna de gasolina y combustibles livianos, ahora estaría en capacidad

para abastecer el 70% de esta y sustituir parte de la importación de combustibles.

En 1955 se inició la construcción de la refinería de Cartagena, en Mamonal, en un área cercana a la estación terminal del oleoducto de propiedad de la Andian National Co. De propiedad de Intercol, la capacidad proyectada de refinación era de 26.500 barriles de petróleo crudo de carga por día, y su producción abastecería la Costa Norte, la Costa Occidental y el Valle del Cauca por medio de buques-tanques que transportarían los refinados hasta Buenaventura. Las especificaciones técnicas de la planta fueron contratadas con S. O. Development Co. y con C. F. Braun de Cali (Ospina Racines, 1955).²⁵

Además de las grandes refinerías citadas, a lo largo de los años cincuenta se establecieron unidades de destilación en sitios que sus patrocinadores consideraron estratégicos. La Esso Colombiana S. A. instaló una destiladora simple para cinco mil barriles diarios en La Dorada, y la Texas hizo lo propio en sus campamentos de Tetuán (Ospina Racines, 1952a). Con el tiempo, el suministro de combustibles por regiones se facilitó con el establecimiento de nuevas unidades de refinación, como la refinería de Tibú (Concesión Barco) en Norte de Santander, y la planta de El Guamo, instalada por la Texas en el Tolima (Ecopetrol, 1955c).

El gas

Las proyecciones de finales de los años cuarenta sobre el futuro rendimiento de los yacimientos de la Concesión de Mares describían el declive esperado de la producción del petróleo crudo y del gas natural. Cuando a pesar del descaecimiento de los

22. Sobre el particular se expresó Lleras Restrepo en los siguientes términos: "Otro paso de importancia en el proceso industrial de los últimos años ha sido la instalación de una moderna refinería de petróleo en Barrancabermeja que vino a aumentar apreciablemente la capacidad de refinación nacional" (Lleras Restrepo, 1955: 22).

23. Se acordó que el ensanche sería diseñado para refinar crudo de Mares de la zona "C" y gasolina natural de Mares (Vargas Sierra, 1952).

24. En su momento, la refinería de Barrancabermeja fue considerada una de las más modernas del mundo en su género (Ospina Racines, 1952b).

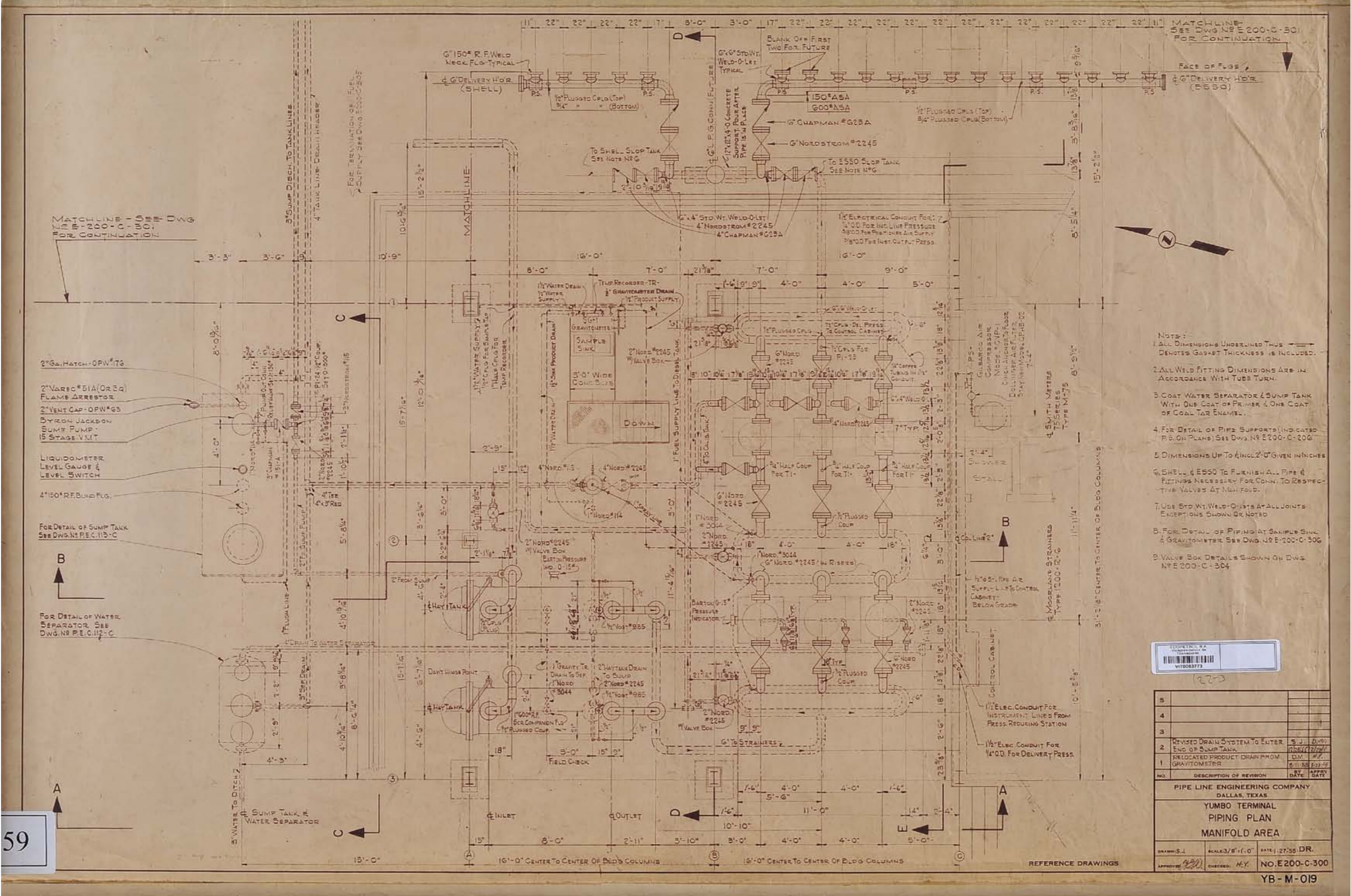
25. La refinería de Cartagena se inauguró el 1º de diciembre de 1957 (Del Hierro, 1960a).



Montaje de bombas y tubería del sistema fuel oil en el puerto de Galán.

yacimientos Ecopetrol logró producciones muy por encima de los pronósticos, el aprovechamiento del gas natural reclamó la atención de la nueva empresa. De hecho, las plantas existentes en el momento de la reversión ya eran obsoletas hacia mediados de los años cincuenta, y una modernización de la planta de El Centro en lo relacionado con el beneficio del gas estaba a la orden del día. En el entretanto, el procesamiento del gas natural en las plantas heredadas de la antigua concesión continuó produciendo tanto gas seco como gas líquido; la producción de este último se benefició de la inclusión de instalaciones para su recuperación en los diseños de modernización de la refinería a principios de los cincuenta.

Ya en la segunda mitad de la década, Ecopetrol contrató con la firma The Ralph M. Parsons Co. un proyecto de modernización de la planta que diera relevancia al procesamiento del gas natural. Con esta iniciativa, la empresa se preparó para disponer hacia finales de la década de un equipamiento moderno para el aprovechamiento del gas natural. En efecto, a mediados de 1959 se inauguró la planta diseñada y construida por la Parsons en El Centro, de manera que el Distrito quedó provisto de cuatro plantas para el tratamiento y beneficio del gas natural, a saber: El Centro, La Horca, Colorado y La Cira. En conjunto, su capacidad de comprensión de gas natural por día arribaba a 36 millones de pies cúbicos (Ecopetrol, 1957, 1969).



59

- Notes:
1. ALL DIMENSIONS UNDERLINED THUS $\underline{\hspace{1cm}}$ DENOTES GASKET THICKNESS IS INCLUDED.
 2. ALL WELD FITTING DIMENSIONS ARE IN ACCORDANCE WITH TUBS TURN.
 3. COAT WATER SEPARATOR & SUMP TANK WITH ONE COAT OF PRIMER & ONE COAT OF COAL TAR ENAMEL.
 4. FOR DETAIL OF PIPE SUPPORTS (INDICATED P.S. ON PLANS) SEE DWG. NO. E-200-C-206.
 5. DIMENSIONS UP TO $\frac{1}{4}$ INCL. 2" GIVEN IN INCHES.
 6. SHELL & ESSO TO FINISH ALL PIPE & FITTINGS NECESSARY FOR CONN. TO RESPECTIVE VALVES AT MANIFOLD.
 7. USE STD. WT. WELD-ON'S AT ALL JOINTS EXCEPTS SHOWN OR NOTED.
 8. FOR DETAIL OF PIPING AT SAMPLE SINK & GRAYMETER SEE DWG. NO. E-200-C-306.
 9. VALVE BOX DETAILS SHOWN ON DWG. NO. E-200-C-304.



NO.	DESCRIPTION OF REVISION	DATE	BY
5			
4			
3			
2	REVISED DRAIN SYSTEM TO ENTER END OF SUMP TANK	5-1-59	H.M.
1	RELOCATED PRODUCT DRAIN FROM GRAYMETER	4-11-59	H.M.

PIPE LINE ENGINEERING COMPANY
DALLAS, TEXAS

**YUMBO TERMINAL
PIPING PLAN
MANIFOLD AREA**

SCALE: 3/8" = 1'-0" DATE: 1-27-58 DR.
NO. E200-C-300

APPROVED: [Signature] CHECKED: H.M.

YB-M-019



El transporte

En la segunda mitad de los años cincuenta la industria petrolera contaba con cerca de 1.700 kilómetros de oleoductos, cuyas dos terceras partes estaban dedicadas al transporte de crudos (ver tabla 7, pág. 190). El oleoducto de la Andian National Co., el de mayor longitud y capacidad, extendido entre Barrancabermeja y Mamonal, encontraba en este terminal un conjunto de 16 tanques con capacidad para albergar 1,2 millones de barriles; la capacidad total de almacenaje, incluyendo tanques y tuberías, alcanzaba ya en 1945, 2,6 millones de barriles. De acuerdo con el contrato que regulaba su operación, el oleoducto le transportaba crudos a la Nación cada mes y de forma gratuita, 18 horas a plena capacidad, o le pagaba el equivalente en dinero.

A diferencia del oleoducto de la Andian, que transportaba crudos originados en varias concesiones, el de

la South American Gulf Oil Co. (Sagoc) era privado y, al contrario del primero, sus tarifas no eran modificadas por decisión gubernamental.²⁶ Igualmente que en el caso del oleoducto de la Andian, el de Sagoc contaba ya a finales de los años cincuenta con una capacidad total de almacenamiento (tanques y oleoducto), que en este caso superaba los 1,7 millones de barriles (Ecopetrol, 1955a).

Al modernizarse la refinería de Barrancabermeja, uno de los temas inmediatos era el del transporte de los derivados del petróleo a los centros de consumo: bajo la Tropical Oil Co. y en los primeros años de Ecopetrol, se empleó un oleoducto construido por dicha empresa que unía la planta de refinación en Cantimplora, a orillas del Magdalena y en frente de Puerto Berrío; se trataba de una tubería de seis pulgadas, de un modelo de emergencia, semejante a los empleados en las guerras mundiales. Ecopetrol sustituyó esta tubería por una de ocho pulgadas y con

Páginas 186-187: plano de un sistema de drenaje de la terminal de Yumbo de Pipeline Engineering Company, 1955.

26. Curiosamente, el oleoducto de Sagoc y el de la Andian se cruzaban cerca a La Gloria, de modo que el crudo que corría a lo largo de la tubería de Sagoc podría haberse reorientado hacia Mamonal o hacia Barrancabermeja.

Página opuesta: puerto de Galán, a mediados de la década de 1950.

Aeropuerto de Cicuco. Avión y funcionarios de la International Petroleum Company, a finales de la década de 1950.

estaciones de bombeo para llevar los productos hasta Cantimplora, de donde arrancaban los oleoductos de Cantimplora-Medellín y de Cantimplora-Puerto Salgar; y una última línea se extendía desde Puerto Salgar a Bogotá (ver tabla 7, pág. 190).

En el pasado había que combinar el transporte terrestre y el fluvial para que el combustible llegara a los centros interiores de consumo; con la instalación de los nuevos oleoductos se implantó un sistema de transporte más directo y económico. Estos cambios constituyeron un hito en la historia del transporte de los combustibles.

Panorámica de los negocios petroleros a finales de los años cincuenta

A finales de los años cincuenta ya era posible ver cómo se habían sorteado los interrogantes de la industria petrolera del momento de la reversión de la Concesión de Mares, y cuáles eran los nuevos retos que enfrentaría Ecopetrol para afianzar su liderazgo, sin que en dicho proceso se sacrificara el concurso del capital y de la tecnología de las petroleras del exterior.



Tabla 7. Transporte por oleoductos. Crudos y derivados (1955)

Oleoductos	Propietario	Extensión km	Capacidad barriles/día	Bombeo estaciones	Tubería pulgadas
Crudos					
Barrancabermeja-Mamonal	Andian Nat Co.	540 (doble línea)	70.000	18	10 y 12
Tibú-Coveñas	Sagoc	421	28.000	3	12
Puerto Niño-La Dorada	Texas Petroleum Co.	74	4.000	1	
El Dificil-Plato	Shell Cóndor	85	9.350	1	6
Subtotal		1.120	111.350	23	
Derivados					
Galán-Cantimplora	Ecopetrol	95	9.000	1	6 y 8
Cantimplora-Puerto Salgar	Ecopetrol	146	28.000	1	6
Puerto Salgar-Bogotá	Depto. Cundinamarca	140	8.000	3	6
Cantimplora-Medellín	Ferrocarril de Antioquia	190	6.000	3	6
Subtotal		571	51.000	8	

Fuente: Revista del Petróleo (1955, abril)

La producción

En los primeros años de la década de los cincuenta, en los que la empresa se empeñó en conservar los niveles de producción a pesar de la decadencia de los campos y la obsolescencia de los equipos, siguieron años de crecimiento —del 7,7% anual entre 1955 y 1960— aunque no exentos de volatilidad (ver tabla 8, página opuesta). Los campos de Velásquez, propiedad privada de la Texas Petroleum Co.; los de Yariguí, ubicados en la concesión San Pablo adjudicada a la Shell Cóndor; y el yacimiento de Cicuco, de reciente descubrimiento en la concesión del mismo nombre otorgada a la Colpet, lideraron el crecimiento de la producción en los últimos años de la década.

La dinámica de la contratación de concesiones

El buen suceso de la producción durante la segunda mitad de la década debió reflejar el interés manifiesto del capital extranjero, al elevar sustancialmente sus propuestas de concesiones y haber sacado avante el 40% de estas entre 1954 y 1958. A partir de 1958 vendría el desplome (solo cuatro firmadas en 1959), tras la decisión gubernamental de suspender las concesiones para exploración y explotación, hasta tanto no se expidiera una nueva ley petrolera (ver tabla 9, pág 192).

La exploración con taladro y la recuperación secundaria en los campos de Mares

La exploración con taladro se intensificó a partir de 1957; al menos doce equipos de perforación se utilizaron de manera permanente en labores de exploración (ver tabla 10, pág. 192) (Del Hierro, 1969a). La recuperación secundaria, ya intentada esporádicamente en los años cuarenta y con resultados insatisfactorios, cobró gran relevancia en la segunda mitad de los cincuenta: Ecopetrol celebró un contrato con la Forest Oil Corporation para realizar dicho tipo de intervenciones en los campos de La Cira, especialmente en su sector noroccidental. Tales operaciones se iniciaron en enero de 1957, y se reiteraron con cierta regularidad hasta el fin de la década (Ecopetrol, 1957, 1969).

La producción de derivados del petróleo

En la segunda mitad de la década, la industria contaba ya con la ampliación y modernización de la refinería de Barrancabermeja, administrada por la Intercol, y con la nueva refinería de Cartagena, propiedad de dicha empresa. Con una infraestructura de cuya capacidad técnica no se disponía en el momento de la reversión de la Concesión de Mares, la producción de derivados se multiplicó por 2,5 entre 1950 y

Tabla 8. Producción de petróleo crudo anual y promedio diario (miles de barriles, 1950-1960)

Años	Producción anual barriles (000)	Promedio diario barriles (000)	Cambio porcentual
1950	33.588	93,3	
1951	23.616	65,6	-29,7
1952	37.260	103,5	57,8
1953	38.484	106,9	3,3
1954	39.276	109,1	2,1
1955	38.520	107,0	-1,9
1956	44.208	122,8	14,8
1957	44.928	124,8	1,6
1958	46.260	128,5	3,0
1959	52.956	147,1	14,5
1960	55.872	155,2	5,5

Fuente: Estadísticas Industria Petrolera. Ecopetrol.

1958. Las producciones de gasolina motor, de *fuel oil* y de diésel lideraron el acrecentamiento de la producción de derivados, en una década importante en el proceso de industrialización (ver tabla 11, pág 193).

La actividad petrolera en los años sesenta

La industria petrolera recibió el comienzo de la década con descubrimientos de crudo y gas natural que eran promisorios en términos de la expansión de los negocios, y con la expectativa generada desde 1958 acerca de una nueva ley petrolera.

El ambiente intelectual. Aspiraciones de cambio y planes de desarrollo

La reforma de la ley de petróleos fue presentada al Congreso en 1959 y aprobada finalmente como la Ley 10 de 1961. Buscaba el proyecto agilizar los negocios de exploración y explotación con medidas tendientes a remover factores que llevaban a los concesionarios a contratar extensiones que luego se mantenían improductivas, y se introducían nuevos alianzas para la venida de capitales extranjeros (Ospina Delgado, 1960; Araújo Grau, 1959; Del Hierro, 1960b; Durán Dussan, 1961; Avella, 1960).²⁷ Se generó una amplia controversia en torno a la propiedad del petróleo, su eventual nacionalización, el papel de Ecopetrol en tal contexto, y a la interpretación de las concesiones como contratos entre socios, el Estado y las

compañías explotadoras (Araújo Grau, 1959; autores varios, 1963; Vargas Echeverría, 1960).

La controversia de la época no fue óbice para que Ecopetrol buscara afianzar la integración de los negocios que ya iniciara en los años cincuenta. Los planes quinquenales planteados en 1965 pretendían intensificar los negocios de exploración, refinación y transporte; además, proponían el reto de desarrollar la industria petroquímica. Para avivar la exploración, el presidente de la empresa señaló que “la Empresa ha venido desarrollando una nueva política en ese ramo, mediante la vinculación del capital extranjero en condiciones equitativas y satisfactorias para el país” (Galán Gómez, 1965: 26).²⁸

Los negocios

Exploración y explotación

La perforación exploratoria no arrojó resultados alentadores en los años sesenta. De 5,5 millones de hectáreas bajo concesión para exploración en 1960, descendió a 1,6 millones de hectáreas en 1969. La exploración con taladro continuó la tendencia de los años cincuenta al concentrarse en áreas de producción, y hacia finales de la década, en los Llanos Orientales. En cuanto a la producción, el desfallecimiento de los campos tradicionales fue compensado y superado por el rendimiento de los que entraron en explotación después de 1962 (Payoa-Provincia en

27. “Dada la superproducción mundial de petróleo, hay la tendencia de los explotadores a constituir reservas para horas más lucrativas”, diría años más tarde el ministro Pardo Parra (Pardo Parra et ál., 1965: 16).

28. El autor se refería a contratos recientes con la Tennessee y la Marathon. Como se vio anteriormente, un contrato similar se firmó con la Colombia-Cities Service Petroleum Co. en los años cincuenta.



Muelle marítimo, oleoducto y barco carguero. Cartagena.

Tabla 9. Contratación de concesiones. Propuestas y contratos firmados (1951-1959)

Propuestas	Presentadas	Firmadas
1951	27	15
1952	59	7
1953	44	5
1954	77	13
1955	38	18
1956	93	58
1957	89	44
1958	73	15
1959	52	4

Fuente: Del Hierro (1960a)

Tabla 10. Exploración con taladro. Pozos completados (1951-1960)

	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960
Pozos completados	7	11	6	10	14	5	33	33	36	44

Fuente: Del Hierro (1960a)

1963, Neiva-Dina en 1965 y Orito-Acaé en 1969). La producción anual de Ecopetrol se mantuvo alrededor de 10 millones anuales de barriles, pero su participación cayó del 18% al 12% entre 1960 y 1969.

Además de Ecopetrol, la Shell, la Colpet y la Texas perdieron participación en la producción en favor de la Intercol, la Chevron, y la Texas Colombian Gulf Oil Co. (ver tabla 12, pág. 194).

Tabla 11. Producción de derivados del petróleo 1950-1958 (millones de barriles netos)

Productos	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958
Gasolina motor	1,93	1,99	2,25	2,19	2,75	4,73	5,09	5,62	7,37
Kerosene	0,34	0,36	0,40	0,43	0,42	0,97	1,14	1,25	1,47
Diésel	0,55	0,58	0,65	0,77	0,99	1,45	1,99	2,52	2,78
Fuel oil	6,13	6,39	7,60	7,88	6,27	5,52	5,43	7,21	9,53
Otros	0,55	0,59	0,59	0,63	1,10	2,05	2,43	1,99	2,60
Totales	9,50	9,91	11,49	11,90	11,53	14,72	16,08	18,59	23,75

Fuente: Del Hierro (1960a)

La década de los sesenta tuvo un buen comienzo con el descubrimiento de los campos de Jobo-Tablón, los cuales fueron declarados como los primeros yacimientos comerciales de gas natural libre. Su producción no fue importante durante la década pero su uso mejoró apreciablemente, ya que el porcentaje de gas quemado con respecto al producido cayó del 75% en 1960 al 20% en 1969; esta reorientación, exigida por la Ley 10 de 1961, se hizo en beneficio de operaciones de recuperación secundaria y de las primeras aplicaciones industriales del gas en la Costa Atlántica.

Refinación y transporte

En los años sesenta, las refinerías conservaron las zonas de influencia determinadas desde los cincuenta por su localización y facilidades de transporte; así, mientras la de Barrancabermeja cubría el centro-oriente del país y parte del occidente, la de Cartagena atendía la Costa Norte y parte del occidente a través del Canal de Panamá, y las de Tibú y El Guamo, el Norte de Santander, Tolima y Huila. En la de Barrancabermeja se procesó el 60% del crudo, y en la de Cartagena el 40%. Al igual que en los cincuenta, los principales productos de refinación fueron la gasolina motor y el *fuel oil*, los cuales representaron entre el 60% y el 70% a lo largo de la década.

Durante esta década se vio cómo se doblaba la red de oleoductos, la cual pasó de 1.400 kilómetros en 1960 a 2.700 kilómetros en 1969; los principales aportes a la infraestructura fueron los oleoductos de río Zulia-Santa Marta construido en 1964, y el de Orito-Tumaco puesto en operación en 1969. La red de poliductos entre las refinerías y las plantas de abastecimiento también se extendió, pasando de 738 kilómetros en 1960 a 1.298 kilómetros en 1969; las principales adiciones fueron las de Yumbo-Cartago y Barrancabermeja-Bucaramanga (Ministerio de Minas y Petróleos, 1970).

29. Artículos 12 y 13 (Segovia Salas, 2001).

30. El promedio anual de pozos exploratorios, que entre 1958 y 1961 había sido de 46, entre 1962 y 1970 bajó a 24 (Ecopetrol, 2005). Estadísticas: Industria Petrolera.

Hacia un cambio de filosofía empresarial a mediados de los años setenta

El auge exploratorio bajo los contratos de asociación

La exploración. Alentadoras perspectivas futuras

La iniciativa de asociarse con el capital extranjero en las actividades de exploración y explotación, expuesta desde finales de los años cincuenta, y aplicada en varios proyectos específicos, vino a convertirse en norma legal con la expedición de la Ley 20 de 1969.²⁹ Para entonces, era evidente que el énfasis exploratorio de la industria se había reducido sensiblemente a lo largo de la década.³⁰ en los mercados internacionales predominaban los precios bajos y las empresas orientaban sus inversiones hacia proyectos de refinación y petroquímica; así, Ecopetrol construyó sus plantas de lubricantes y polietileno en Barrancabermeja, las cuales gozaron de reconocimiento internacional. En el caso de Colombia, los pronósticos de pérdida de la autosuficiencia ya se conocían desde principios de los años setenta, y las revistas internacionales destacaban el desvanecimiento de las reservas petrolíferas en Colombia (García Parra, 1976; PE, 1974, mayo).

Las condiciones del mercado internacional cambiaron dramáticamente en octubre de 1973, cuando ante acciones de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) los precios de referencia se multiplicaron por cuatro. Al abrirse nuevas perspectivas a la exploración en Occidente, en Colombia se expidieron el Decreto 2310 de 1974, reglamentario de la Ley 20 de 1969, y posteriormente, la Resolución 50 de 1976, que reconoció precios internacionales a las compañías que bajo contratos de asociación hicieran

Tabla 12. Producción petrolera. Total y por compañías (1960-1969).
Porcentajes (total absoluto en millones de barriles)

Compañías	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969
Ecopetrol	18,1	19,2	20,2	15,7	16,3	14,1	13,8	15,4	16,4	12,3
Ecopetrol*	-	-	4,2	14,4	12,6	9,0	8,4	7,8	7,7	6,2
Shell	25,3	25,2	22,5	16,4	12,5	14,8	14,4	13,7	13,4	10,1
Colpet	30,0	31,1	27,3	21,9	20,6	14,5	13,4	12,3	12,3	9,8
Texas	26,3	24,2	22,6	17,7	17,5	15,3	16,0	17,1	17,1	12,8
Intercol	0,2	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-
Intercol**	-	-	2,6	13,3	15,1	15,9	15,3	14,5	13,6	10,3
N Granada	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-
Antex Oil	-	-	0,4	0,3	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,5
Chevron	-	-	-	-	4,5	15,4	17,7	18,1	18,4	14,4
Texas ***	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,0
Tennessee	-	-	-	0,1	0,2	0,3	0,5	0,5	0,5	0,6
Amkirk	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Total Absoluto	55,8	53,2	51,9	60,3	62,6	73,2	71,9	69,4	63,7	77,3
Crecimientos porcentuales	-	-5	-2	16	4	17	-2	-3	8	21

*Ecopetrol-Cities Service. **Intercol-Sinclair. ***Texas-Colombian Gulf Oil Co.
Fuente: Ministerio de Minas y Petróleos (1970)

nuevos hallazgos de crudo. La perforación exploratoria entró en auge, de modo que en la década transcurrida entre 1977 y 1988 se perforaron 50 pozos por año, 36 de los cuales bajo la modalidad contractual de asociación (Ecopetrol, 2005. Estadísticas: Industria Petrolera).

Un nuevo negocio para Ecopetrol: la producción

En la segunda mitad de los años sesenta la participación directa de Ecopetrol en la producción de crudo no alcanzó al 15% (ver tabla 12, arriba, primera fila). Tal condición de convidado de piedra en el negocio productivo cambiaría a partir de los éxitos exploratorios en las nuevas condiciones de precios internacionales y bajo los contratos de asociación.

El esfuerzo exploratorio se vio recompensado por el hallazgo de nuevos yacimientos como los de Caño Limón, La Yuca y Matanegra en 1983. El descubrimiento fue realizado por la Occidental de Colombia como operadora del contrato Cravo Norte firmado con Ecopetrol en 1980. Colombia, que hasta entonces había sido un país de yacimientos pequeños,

ahora se enfrentaba con un campo cuyos primeros desarrollos sugerían que guardaba reservas superiores a los 800 millones de barriles de crudo. Los éxitos de la perforación en los años ochenta hicieron posible que la autosuficiencia petrolera se recuperara a finales de 1985, pero para entonces la capacidad de refinación en manos de Ecopetrol era insuficiente y debía continuarse con la importación de gasolina motor (Chona, 1986, 1987; Ecopetrol, 1991).

Hacia mediados de la década de los ochenta la economía petrolera internacional se encaminó por una senda de bajos precios que debería extenderse hasta finales de los años noventa. En tales condiciones, el horizonte de la exploración no parecía el más halagüeño; sin embargo, el descubrimiento de los campos de Cusiana (1989) con 1.200 millones de barriles de petróleo y Cupiagua (1993) con 830 millones, parecieron contradecir, al menos temporalmente, aquellos pronósticos; la autosuficiencia de la industria petrolera nacional podría extenderse hasta principios del siguiente siglo.³¹

El cambio de perspectivas futuras enfrentado por la empresa a mediados de los años setenta empezó a traducirse en participaciones crecientes en el negocio productivo; así, en la primera mitad de esa década, la

31. Los descubrimientos correspondieron a la actividad exploratoria de las compañías British Petroleum, Exploration, Total y Triton. La comercialidad de los campos fue aceptada en 1993 (*Carta Petrolera*, 41). La importancia de la persistencia exploratoria en estos descubrimientos es destacada por Bueno y Pérez (2001).

Grupo de trabajadores de la planta de Ecopetrol en Alisales, Nariño.

participación de Ecopetrol en la producción nacional de crudo escasamente arribó al 17%; y en la segunda mitad alcanzó la cifra del 45%, resultado de un claro desvanecimiento productivo en las concesiones, al tiempo que se fortaleció el esfuerzo directo de Ecopetrol. Ya en los años ochenta, y al tenor de los contratos de asociación, la participación media de la empresa durante la década se elevó al 55%; y, finalmente, en los noventa llegó al 64%. Durante estas dos décadas (1980-1999) la producción nacional de crudo creció a una tasa media anual del 10,5% y la atribuible a Ecopetrol a una del 10,8%.³² En el primer lustro de 2000 la producción nacional estuvo cayendo con respecto al máximo alcanzado en 1999 (815,3 miles de barriles diarios), pero a partir de 2005 se ha recuperado progresivamente, al punto que en 2010 llegó al guarismo de 785 mil barriles diarios, no muy lejos del máximo conquistado en 1999.

Avances en transporte y distribución

El distrito de oleoductos. Grandes proyectos de transporte

Al tiempo que para Ecopetrol se abrían nuevos horizontes en los negocios de perforación y producción en los años setenta, una variedad de decisiones y acontecimientos venían transformando la empresa e integrando sus diversas operaciones. El centro de referencia obligado era el proyecto de optimización del complejo industrial de petroquímica, pero sus efectos se extendieron a toda la empresa. Así, se construyeron modelos matemáticos de simulación, con el propósito de integrar las áreas operativas y plantearse en ellas, y en toda la cadena de valor, objetivos de maximización productiva dados los recursos existentes. El transporte fue una de sus primeras aplicaciones, pero terminaría extendiéndose a producción y refinación.



32. Cálculos basados en Ecopetrol (2005) Estadísticas: Industria Petrolera.

A mediados de los años sesenta, en pleno auge de la actividad refinadora, Ecopetrol se planteó la creación de un distrito de oleoductos cuya importancia se apreciaría con el tiempo, especialmente en la década siguiente. Distintas regiones habían abocado el tema del transporte de derivados hacia sus centros de consumo: Cundinamarca contrató y puso en funcionamiento en 1952 el oleoducto de 141 kilómetros entre Puerto Salgar y Bogotá; igual cosa hizo Antioquia en 1952 con la línea entre Cantimplora y Medellín a lo largo de 168 kilómetros; Caldas impulsó a finales de los cincuenta un oleoducto que saliendo de Puerto Salgar atravesaría cinco departamentos hasta llegar a Cartago, tras una travesía de 210 kilómetros; y el llamado oleoducto del Pacífico, que se extendió de Buenaventura a Yumbo a lo largo de 98 kilómetros y de Yumbo a Cartago mediante el trazado de otros 143 kilómetros. A esta red de esfuerzos regionales debe sumarse el poliducto de 90 kilómetros construido por la Tropical Oil Co. entre Galán (Barrancabermeja) y Cantimplora, y recibido por Ecopetrol con la reversión de la Concesión de Mares; Ecopetrol contrató la construcción de un nuevo tramo de 147 kilómetros entre Cantimplora y Puerto Salgar en 1952. De esta red de aproximadamente mil kilómetros de oleoductos, tres cuartas partes fueron adquiridas por Ecopetrol entre los años sesenta y setenta, gracias a la gestión de su distrito de oleoductos.³³

El transporte de crudos entró a formar parte de la agenda de Ecopetrol en los años setenta. Se construyó el oleoducto de Ayacucho a Barrancabermeja para transportar crudos provenientes de Zulia y Tibú, e igualmente se construyó el de Dina-Puerto Salgar para sustituir el transporte por carrotaques y ferrocarril desde campos cercanos a Neiva hasta Barrancabermeja. En 1975 se adquirió el oleoducto de la Sagoc entre Ayacucho y Pozos Colorados cerca de Santa Marta, para facilitar el transporte del crudo de Orito y otros crudos importados destinados a la refinería de Barrancabermeja. Más tarde, en 1980, se compró a la Sagoc el tramo de oleoducto entre Ayacucho y Coveñas.

Los éxitos exploratorios de los años ochenta y noventa requirieron proyectos de transporte de dimensiones y requerimientos técnicos impensables en el pasado. Tras el descubrimiento de los yacimientos de Caño Limón, se construyó un oleoducto entre Caño Limón y Coveñas a lo largo de 771 kilómetros, con una capacidad de transporte de 220 mil barriles diarios. La obra fue adelantada por la Occidental,

compañía que asumió su operación desde la puesta en funcionamiento en 1985. Por la misma época se inició el Oleoducto Central del Llano para facilitar la salida del crudo en el Meta y Casanare hacia Vasconia, y de allí hacia Barrancabermeja para efectos de refinación, o hacia la Costa Norte para su exportación. Posteriormente se inició la construcción del Oleoducto de Colombia para el transporte de crudo desde Vasconia hasta Coveñas a lo largo de 480 kilómetros, con una capacidad transportadora de 120 mil barriles diarios. Al verificarse los hallazgos de Cusiana y Cupiagua se decidió la construcción del Oleoducto Central S. A. (OCENSA) de 800 kilómetros para dar salida hasta 500 mil barriles diarios de crudo liviano de los yacimientos explotados bajo contrato de asociación entre Ecopetrol y la British Petroleum.

La distribución de combustibles. Surgimiento de Terpel

La distribución mayoritaria y las estaciones de servicio fueron tradicionalmente atendidas por compañías de origen foráneo. A finales de los años sesenta Ecopetrol decidió entrar en el negocio distribuidor, y las opciones eran dos, a saber: o comprar una distribuidora ya instalada, u organizar una nueva empresa, con participación mayoritaria de Ecopetrol. Se adoptó la segunda, y así surgió Terpel, palabra que evoca la etapa terminal del proceso industrial del petróleo. Ecopetrol entró en

Funcionarios de Ecopetrol y Occidental. Caño Limón, 1983.

33. El oleoducto de Cundinamarca fue adquirido en 1960; el de Caldas en 1968; el del Pacífico en 1974; y el de Antioquia en 1976 (*Revista de Mares*, 1976, junio-julio).



Otro aspecto de la visita de funcionarios de Ecopetrol a Caño Limón, 1983.

34. Según la prensa petrolera internacional, "Se cree que el Gobierno ha pospuesto la construcción de un oleoducto de 600 millas que transportaría el gas de la Guajira a Bogotá. La producción actual se destina principalmente a la industria a lo largo de la Costa Caribe" (*The Petroleum Economist: The International Energy Journal*, 1989, December: 374).

35. Diversas ilustraciones se encuentran en las Memorias de Minas y Energía: por ejemplo en la de 1988-1989, pp. 90-92.



el área de la distribución, compartiendo el mercado con la Mobil y Texaco. La experiencia se inició en Bucaramanga en 1968 para aprovechar la construcción del poliducto Barrancabermeja-Bucaramanga; se construyeron las estaciones requeridas para satisfacer el consumo local, pero con la intención de proyectarse hacia otras regiones. Vinieron luego el Terpel del Centro (Viejo Caldas, Tolima, Norte del Valle, en 1971), el de Antioquia (Antioquia y Chocó en 1973), el del Sur (Huila, Caquetá, Putumayo en 1983), el de la Costa Norte (1983), el de la Sabana (Cundinamarca, Boyacá, Meta, Guaviare, Guainía y Amazonas, en 1986) y el de Occidente (Sur del Valle, Cauca y Nariño, en 1986).

Desde principios de los años noventa Ecopetrol anunció su intención de vender a particulares sus acciones en las siete compañías, así como de abstenerse de participar en el negocio de la distribución. Finalmente, en 2002 se creó la Organización Terpel S. A., de la cual son accionistas las compañías originales.

Nuevos aires para el gas en los años noventa

El descubrimiento de los yacimientos gasíferos de Chuchupa y Ballenas en la Guajira en 1973, en virtud de un contrato de asociación con la Texaco, tomó por sorpresa a los interesados en la industria; la reacción inmediata fue la de promover su uso en la Costa Norte del país, para lo cual era necesario organizar un sistema de transporte. En 1974 se creó Promigás, con

el propósito de construir un gasoducto de 410 kilómetros entre los campos de la Guajira y Cartagena; Ecopetrol participó en la iniciativa como principal accionista con el 43% del capital inicial, al lado de la Texaco y accionistas privados colombianos. Como era usual en la época, el Banco Mundial aportó el 10% del capital a través de la Corporación Financiera Internacional. Cuando el gasoducto entró en operación en 1977, Ecopetrol ya había iniciado entre los potenciales usuarios de la industria Caribe, incluidas las empresas generadoras de energía, una campaña de sustitución de combustibles por el gas natural que les resultaría más económico. Por la misma época, campañas similares se adelantaron en el nororiente del país para fomentar el consumo de gas natural proveniente de los campos de Provincia y Payoa.

Los noventa fueron años cruciales para la producción y el consumo del gas. La interconexión de la Costa con el interior fue una aspiración tan permanente como postergada en los ochenta.³⁴ Desarrollos parciales en las regiones y soluciones insuficientes son revelados por los documentos de la época:³⁵ por ejemplo, en el centro del país la construcción del gasoducto Apiay-Villavicencio-Bogotá facilitó el transporte del gas a Bogotá para sustituir el consumo de cocinol en ciertas áreas de la ciudad, pero el esfuerzo fue insuficiente. Las cosas cambiarían durante esta década ante una afortunada sucesión de descubrimientos y decisiones institucionales. Ante todo, el hallazgo de crudo y gas en los grandes descubrimientos de Cusiana resolvió las inquietudes acerca de la interconexión; al sobrevenir el "apagón" de 1991, se optó por la generación de energía por medio del gas; se emprendió el plan nacional de consumo masivo del gas por parte de las familias y las empresas y, en general, se buscó la sustitución de combustibles líquidos y energía eléctrica por gas. Ecopetrol facilitó el proceso directa o indirectamente; así, se hizo accionista mayoritario de Gas Natural S. A. en 1987 y durante diez años mantuvo su participación en dicha firma. Ecopetrol también desarrolló y adaptó la infraestructura física para hacer viable la interconexión: el mejor ejemplo es el gasoducto de Ballenas-Barrancabermeja, construido a lo largo de 578 kilómetros y puesto en funcionamiento en 1996.

En 1997 (Ley 401), el negocio de transporte del gas natural fue transferido de Ecopetrol a una nueva empresa estatal: Ecogás. Esta empresa quedó a cargo de tres grandes oleoductos que sirven de pilares de la interconexión: el de Ballena-Barrancabermeja, el

de Barrancabermeja-Bogotá y el de Mariquita-Cali. Posteriormente, en 2005 (Decreto 1404) se aprobó la privatización de Ecogás, la cual se convirtió en parte del grupo empresarial de la Empresa de Energía de Bogotá en diciembre de 2006.

La transformación de la empresa en 2003

El escenario petrolero nacional a comienzos del siglo XXI

A comienzos del siglo, las reservas petroleras colombianas representaban el 1,2% de las reservas albergadas por el hemisferio occidental, el mismo guarismo alcanzado en 1960, cuando en el país político se agitaban las controversias acerca de los contratos de concesión por entonces vigentes. Estas cifras sugieren, escuetamente, que los empeños de la

industria en las siguientes cuatro décadas fueron apenas suficientes para mantener su posición en el contexto internacional (*The Oil and Gas Journal*, 1961, December; 2002, December).

Desde finales de los años noventa, los observadores petroleros venían anunciando que de no ocurrir un quiebre en los indicadores de exploración, con el consecuente repunte en las reservas, la economía perdería su autosuficiencia petrolera en la segunda mitad de la siguiente década; eran pronósticos sombríos que reiteraban los de la primera mitad de los años setenta, que ahora parecían más difíciles de doblegar por razones de orden público.³⁶

Entre una variedad de iniciativas para estimular la exploración, que no eran las típicas de carácter técnico y económico, surgió la de convocar diversos sectores del Gobierno y las petroleras, alrededor del llamado Pacto de Reactivación Petrolera. En medio de estas circunstancias sobrevinieron otras que, sin dejar de atender al apremio de revivir la exploración, tendrían implicaciones definitivas sobre la política petrolera futura, y sobre Ecopetrol como empresa.

Embarque de ACPM. Puerto Asís, Putumayo, 1988.

36. Hacia 2003, tras cerca de dos décadas de extracción continua, los yacimientos de Caño Limón escasamente podían ofrecer unas reservas del orden del 20% de las registradas originalmente; para dilatar su declinación natural, la ingeniería de Ecopetrol decidió someter los yacimientos a una continua perforación de pozos de desarrollo iniciada a finales de los años noventa.



Construcción del tramo variante Pereira, antiguo DOL.



37. Ser una sociedad por acciones fue una de las opciones originalmente ofrecidas en el texto de la Ley 165 de 1948 (27 de diciembre). En su momento, se pensó que su propiedad estuviera muy ampliamente difundida: en la nota editorial de la *Revista del Petróleo* de mayo de 1950, al referirse a la participación privada en la futura Ecopetrol, el director de dicha publicación escribió: "Estimamos indispensable la democratización de la empresa. Por ello entendemos que cada habitante del territorio pueda tener todas las facilidades de acceso a la incorporación de sus pequeños o grandes capitales a la organización y funcionamiento de esa futura sociedad anónima" (*Revista del Petróleo*, 1950, mayo: 2).

38. Se sigue de cerca el esquema de la sección de Coyuntura de *Carta Petrolera*, 109.

Transformación de Ecopetrol en Ecopetrol S. A.

Dos hechos de singular importancia para la industria petrolera a largo plazo ocurrieron entre 2003 y 2004. Primero, debió transcurrir un poco más de medio siglo a partir del momento de su inauguración, para que Ecopetrol se convirtiera en una empresa organizada como sociedad pública por acciones.³⁷ En el mismo Decreto (1760 de 2003) se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para que a partir de 2004 administrara los recursos petroleros de propiedad de la Nación. Así, la ANH se encargaría de la administración del mapa de tierras, al tiempo que Ecopetrol se dedicaría a la actividad comercial. Segundo, el contrato para la exploración y explotación de hidrocarburos que desde 1974 era uno de asociación, incluyendo algunas modificaciones a lo largo del tiempo, fue sustituido por una nueva modalidad de concesión basada en regalías e impuestos. El nuevo diseño institucional serviría de contexto para la formulación de una estrategia de negocios, opción que la empresa tenía en el pasado de manera restringida.

Formulación de estrategias de negocios para la empresa en un ámbito comercial. Visión y políticas en términos de grupo empresarial

La integración de los negocios es una característica del negocio petrolero en Colombia, cuyos rasgos a lo largo del tiempo se han descrito en secciones anteriores de este capítulo. Dicha integración se mantiene en el prospecto de negocios formulado por Ecopetrol S. A. luego de los cambios institucionales comentados. Al igual que en las secciones anteriores, los temas se organizan en torno a las funciones clásicas del negocio petrolero, a saber, exploración, producción, refinación, transporte y distribución.³⁸ A partir de los cambios institucionales de 2003 y 2004, tales funciones clásicas pasaron a ser ejercidas por una empresa que progresivamente ha venido actuando con una mentalidad de grupo empresarial, y no de institución aislada.





*Páginas 200-201:
Construcción del
gasoducto La Guajira-
Venezuela, a finales de
la década de 1990.*

*Obras en un tramo del
oleoducto Transandino.
Sus 306 kilómetros de
longitud recorren el
sur del país.*



El upstream

Exploración

Los cambios institucionales llegaron cuando Ecopetrol S. A. estudiaba alternativas para revitalizar su función exploratoria y acrecentar las reservas petrolíferas. En principio, la empresa contaba con mayor apoyo tecnológico que la Ecopetrol que viera descender sus reservas entre los años sesenta y setenta; ahora se disponía del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), que en su haber registraba dos décadas de investigación en temas de exploración y producción; asuntos como la formulación de hipótesis exploratorias del mínimo riesgo posible ya formaban parte de la agenda investigativa a finales de los años noventa (*Carta Petrolera 90*). Se adoptaron decisiones desde mediados de la década para concentrar la exploración en el piedemonte de la Cordillera Oriental, la Costa Caribe y en regiones aledañas a los campos de producción.

Con el ascenso de los precios petroleros, especialmente desde 2006, los crudos pesados adquirieron una relevancia que no podían tener con las cotizaciones precedentes. El campo de Castilla, operado directamente por Ecopetrol, y uno de los primeros en Colombia por su volumen de producción, se convirtió en uno de los más promisorios. No fueron vanos los estudios de sismica en tres dimensiones adelantados en el campo desde 2002. En el nuevo escenario de precios, el campo entró a formar parte del Programa Estratégico de Crudos Pesados, uno de cuyos objetivos es llegar a una producción de un millón de barriles en 2015. La exploración de desarrollo también se ha ejercitado ampliamente en Castilla, con cerca de cien pozos nuevos perforados desde 2008.

Producción

Ante el decaimiento de las reservas heredado de los años noventa, y con el propósito de defender la autosuficiencia futura, desde principios de la década se acordó ampliar la vida útil de los campos en producción, y para ello, establecer convenios con empresas especializadas en la actividad de recobro. Por igual razón se buscó extender algunos contratos de asociación.

Los cambios institucionales de 2003 fueron determinantes para la exploración y la producción, vistas como aspectos diferentes de un mismo negocio integrado. En el pasado, y en virtud de los contratos de

asociación, las petroleras asumían las inversiones riesgosas de los proyectos, y si estos eran promisorios, entraba a participar Ecopetrol. Pero, en todo caso, la inversión era restringida, limitada por factores institucionales; Ecopetrol era una empresa comercial e industrial del Estado, cuya restricción presupuestal no dependía del negocio petrolero sino de los requerimientos de las finanzas públicas. En tal contexto no era viable una visión prospectiva de las inversiones.

Tras los cambios institucionales, con Ecopetrol como sociedad pública por acciones, con recursos de capital para financiar portafolios de inversiones, y con retornos esperados que podrían reinvertirse en los negocios, ya era posible diseñar una visión prospectiva de las inversiones.

La renovación institucional de la empresa llegó simultáneamente con otros cambios ampliamente favorables a la expansión de los negocios, como las políticas de seguridad y de orden público que contribuyeron a controlar los atentados contra la infraestructura petrolera, y a reducir el desangre de combustibles.

El downstream

En el pasado, en la medida en que las antiguas concesiones revertían al Estado para ser administradas por Ecopetrol, las refinerías y oleoductos simplemente se amoldaban a las nuevas circunstancias, pero no existía un negocio en las actividades asociadas al llamado *downstream*.

La refinación

Los cambios de principios de siglo que hicieron viables los negocios de Ecopetrol S. A. coincidieron también con cambios en la cultura que han venido a incidir en las políticas de la empresa. Uno de ellos es la nueva actitud social ante el medio ambiente. En el consumo de combustibles, el diésel ganó prestancia frente a la gasolina, y en general, los consumidores y la legislación comenzaron a exigir que de las refinerías salieran derivados más limpios. Se imponía la modernización o cambio de las refinerías, si no se quería optar por la importación de combustibles más libres de azufre. Desde 2003 fue posible pensar en la actividad de refinación como un negocio rentable que podía ajustarse a los cambios en la demanda de combustibles.

En la segunda mitad de la década de los noventa, Ecopetrol anunció su decisión de ampliar la capacidad de refinación de la refinería de Cartagena, de 75 mil a 140 mil barriles diarios, para alcanzar dos objetivos: satisfacer la demanda creciente de combustibles y producir las materias primas requeridas por la industria petroquímica. El plan de ampliación, llamado Plan Maestro de Desarrollo (PMD), fue elaborado a partir del estudio técnico de M. W. Kellogg realizado en 1996, y de recomendaciones del Conpes para el apoyo de la petroquímica básica. Posteriormente, el PMD fue actualizado en 2000 siguiendo recomendaciones de la Shell Global Solutions, asesora de la empresa en materia de optimización de refinerías. El PMD fue anunciado nuevamente en 2001, confirmándose la ampliación de la capacidad de refinación a 140 mil barriles por día, así como el suministro de materias primas para la producción de etileno, propileno y otros productos de la industria petroquímica. Pero ya en esta ocasión se advirtió que la refinería produciría combustibles limpios de acuerdo con las disposiciones ambientales en Colombia (*Carta Petrolera* 77, 99 y 100).

Transcurrida casi una década más, a finales de 2009 se adjudicó el contrato de ampliación de la

refinería para llevar su capacidad de carga a 165 mil barriles diarios y producir hidrocarburos limpios. Tradicionalmente, los productos pesados han copado una proporción elevada —del 25%— en la producción total de la refinería. Con la modernización propuesta, dicha proporción se reduciría al 5%, y el negocio de la refinación se haría más rentable ya que los productos livianos se hacen acreedores a mejores precios que los pesados (*Carta Petrolera* 121).

El transporte

En términos históricos, la industria petrolera colombiana ha ocupado lugares internacionales de honor en cuanto a la tecnología del bombeo y transporte de los hidrocarburos. En la última década también se ha distinguido por su capacidad de operación y control de los oleoductos.

A partir de los cambios institucionales, el negocio del transporte tuvo la opción de desarrollarse de acuerdo con planes de su iniciativa. El radio de acción era amplio, desde detectar fugas de combustible y maximizar flujos, hasta el manejo remoto de oleoductos.

Andrés Restrepo Londoño, presidente de Ecopetrol, visita la construcción del Oleoducto de Colombia en el sector Cauca-Coveñas. Septiembre de 1991.

Campo Alisales, Nariño.



39. En el pasado llegaron a perderse más de 7.200 barriles de 42 galones por día —un carrotanque lleva 200 barriles—. Tales pérdidas pudieron reducirse a solo 30.

La tecnología para el manejo del transporte se fue especializando, en función de la topografía abrupta y los problemas de orden público. Surgió entonces la necesidad de desarrollar tecnologías propias, como en el caso del transporte de productos diferentes por el mismo tubo. En cuanto a la operación y supervisión de los oleoductos, a través de la implantación del sistema Scada (*Supervisory control and data acquisition*) a finales de los años noventa, Ecopetrol logró operar y controlar desde un solo punto el funcionamiento completo de la red de oleoductos; en esta área también hubo campo para innovar en función de controlar las pérdidas de combustible.³⁹

Al igual que en otras épocas, el negocio del transporte cuenta con una obra estelar que en este caso es el proyectado Oleoducto Bicentenario de Colombia (OBCC). El tramo de la obra se extenderá desde Araguaney (Casanare) hasta Coveñas, su longitud será de 960 kilómetros, y su capacidad de transporte de crudo pesado de 450 mil barriles al día, con posibilidades de expansión a 600 mil. El diámetro de la tubería será de 42 pulgadas en los primeros 235 kilómetros de Araguaney a Banadía, de 30 pulgadas en las regiones montañosas, y finalmente de 36

pulgadas cuando avance paralelamente al oleoducto de Caño Limón-Coveñas hasta su puerto de destino. Se ha previsto que la obra se desarrolle en tres etapas: la primera de la estación de Araguaney a la estación de Banadía; la segunda desde Banadía hasta la estación de Ayacucho; y la tercera desde Ayacucho hasta Coveñas (*Carta Petrolera* 80 y 124).

La comercialización internacional

En la primera mitad de los años ochenta, las operaciones internacionales de Ecopetrol se agotaban en sus exportaciones de *fuel oil*, que eran del orden de 40 a 50 mil barriles por día y en sus importaciones de gasolina, que sumaban entre 20 y 30 mil barriles diarios. En aquella época los vínculos internacionales se limitaban a contactar a los intermediarios del petróleo, quienes a cambio de una comisión facilitaban el acceso del crudo a la refinación internacional.

Esta situación cambiaría en la segunda mitad de la década, al iniciarse las exportaciones de crudo de Caño Limón por el puerto de Coveñas, y de crudo *South Blend* por el puerto de Tumaco;



simultáneamente se iniciaron exportaciones de diésel por el terminal de Cartagena. Esta diversificación de las exportaciones y los prospectos de Caño Limón motivaron los primeros contactos comerciales de Ecopetrol con refinerías de Estados Unidos. Se sustituyó entonces el viejo esquema, en el que predominaban los intermediarios, por uno de negociación directa entre la empresa y los refinadores.

El télex era la herramienta mediante la cual se tramitaban las licitaciones que examinaba y aprobaba el Comité Comercial. Además, por ser Ecopetrol una empresa industrial y comercial del Estado, estaba sometida a los procedimientos propios de dichas organizaciones. Con el auge de las exportaciones petroleras en los años noventa, especialmente a partir de las exportaciones de crudo de Cusiana, la comercialización internacional ganó un mayor ascendente dentro de las actividades de la empresa, y ella misma

ganó reconocimiento en los mercados internacionales; para entonces, el fax había reemplazado al télex en las comunicaciones con el exterior.

En 2001 se dio un vuelco completo a la forma como se hacía comercialización internacional en Ecopetrol; se buscó capitalizar la experiencia de los últimos tres lustros mediante la organización de un *trading room* similar al empleado en las mayores petroleras internacionales y en las organizaciones de *trading* de los mercados de futuros y opciones. El teléfono dejó atrás al fax, que a su turno había relegado al télex. Ya para 2002, el manejo de operaciones con derivados para el cubrimiento de riesgos era habitual en Ecopetrol.

Tras la reforma institucional de la empresa en 2003, la comercialización internacional se convirtió en pilar de negocios impensables a comienzos de la década. Fue instrumental para la colocación del

*Páginas 206-207:
Diferentes etapas
y aspectos en la
construcción del
poliducto andino.*

*Otro aspecto de la
construcción del
poliducto andino.*



*Construcción del
gasoducto La Guajira-
Venezuela, a finales de
la década de 1990.*



crudo del campo de Castilla —un crudo pesado y caro— desde 2008. A principios de 2009 las exportaciones de crudo y productos refinados por día fueron del orden de 240 mil barriles; a finales de 2010 la cifra relevante fue de 360 mil. Tales envíos arribaron no solo a Estados Unidos, el Caribe y Centroamérica, como fue lo tradicional en otras épocas, sino a costas tan distantes y diversas como las de Róterdam, Nigeria, Singapur, China e India.

El gas

Al sobrevenir los cambios institucionales de 2003 en Ecopetrol, el sector del gas podía ofrecer ya una historia reciente de adelantos institucionales, respaldada por el hallazgo de yacimientos que confirmaban su relevancia económica. Para entonces, el país llevaba ya una década de transición del modelo energético tradicional en el cual predominaban la generación hidroeléctrica, el uso ancestral de la leña y el carbón y la demanda industrial de derivados del petróleo, a un

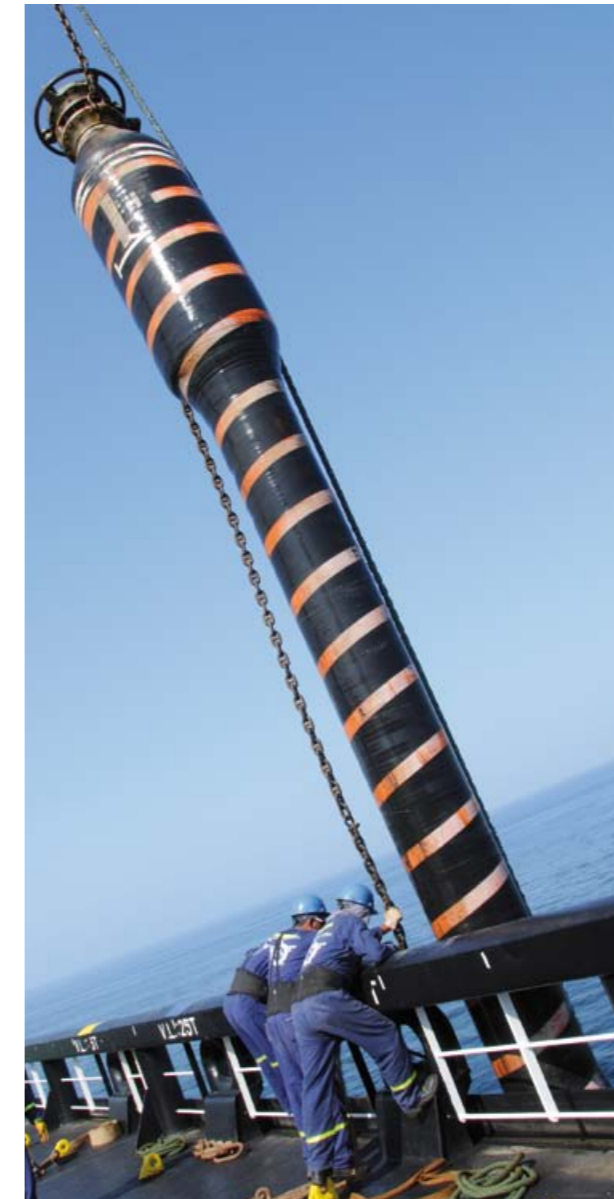
modelo energético más económico y que no constituía una nueva amenaza para el medio ambiente.

Una innovación institucional importante heredada de los años noventa fue el fomento de la competencia regulada. Desde 1995 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) reguló la actividad de producción y comercialización del gas, con la idea de abrir el camino hacia un régimen de precios competitivos. Una de las medidas consistió en propiciar un sistema de transporte de libre acceso y en independizar la actividad del transporte de la función de producción de Ecopetrol.

En la década del 2000 las innovaciones institucionales podían continuar bajo el estímulo de descubrimientos de nuevas reservas de gas natural, en Cusiana (2000) y en Gibraltar (2007). Si a principios de la década el suministro del gas natural dependía en un 80% de los yacimientos de la Guajira, en 2008 dicho aporte se había reducido a un 60% del total; en esta última fecha, los Llanos Orientales contribuían con el 25%. La interconexión gasífera lograda por medio de una red de gasoductos inexistente en



*Boya TLU
(Tank Loading Unit)
y procedimiento de
tanqueo del "FCU
Coveñas" al buque
petrolero "Front
Crown", en el golfo de
Morrosquillo.*





los años noventa, facilitó nuevos avances institucionales en relación con la comercialización; en 2010 Ecopetrol conservaba el 60% del mercado pero ya participaban otros competidores.

La distribución

El esquema de *downstream* adoptado por Ecopetrol S. A. no incluye la etapa de distribución. En Colombia, la Organización Terpel S. A., creada en 2001, resultó de la asociación de siete organizaciones de distribución regional de combustibles. La participación de Terpel en el mercado distribuidor de combustibles es del orden del 40%, y su radio de operaciones ya trascendió las fronteras, al llegar a Panamá, Ecuador y Chile.

Los biocombustibles

El uso de biocombustibles ganó importancia institucional en Colombia con la expedición de la Ley 693 de 2001, la cual dispuso, entre otras medidas, que en los principales centros urbanos las gasolinas consumidas deberían contar con alcoholes carburantes entre sus componentes; asimismo se estableció que la gasolina debería contener un 10% de etanol. Por la misma época se estableció que el mayor potencial de producción de etanol se encontraba en los ingenios azucareros. Ecopetrol no entró a participar inmediatamente en este nuevo mercado.

Posteriormente, al plantearse el tema de la producción de biodiésel, cuya materia prima es el aceite puro de palma, Ecopetrol decidió formar parte del nuevo mercado. De hecho, promovió en 2007 la creación de Ecodiesel Colombia S. A. con siete importantes

*Empalme del ducto.
Buque petrolero "Front
Crown" en el puerto de
Coveñas.*



*Labores de perforación
en campo Apiay, Meta.*

empresas de aceite de palma del Magdalena Medio; en la nueva sociedad, la participación de Ecopetrol es del 50%, y esta asumió el encargo de operar una planta en Barrancabermeja para producir anualmente 100 mil toneladas (o dos mil barriles) de biodiésel. Al mezclarse el biodiésel con el diésel de la refinera de Barrancabermeja, el contenido de azufre se reducirá en un 2%. La planta entró en funcionamiento en 2010.

En 2008, Ecopetrol decidió participar en la producción de etanol, y para tal efecto creó la subsidiaria Bioenergy S. A., de la cual es dueña en un 86%. Se trata de un proyecto agroindustrial, enteramente mecanizado, basado en 12 mil hectáreas de caña de azúcar, localizadas entre Puerto López y Puerto Gaitán, de las cuales se espera obtener una producción de dos mil barriles diarios de etanol a partir de 2012.

Ecopetrol mira desde ya a retos energéticos de segunda y tercera generación que sean fuentes de energía a largo

plazo. Los biocombustibles de origen vegetal lignocelulósico, que no compiten con la producción de alimentos, forman parte de la segunda generación, y los aceites de algas, de la tercera generación.

Resumen

Ecopetrol surgió de la reversión de la Concesión de Mares en 1951, y luego se convirtió en una empresa nacional integrada hasta los años setenta, con modesta capacidad técnica para crecer agresivamente. Posteriormente enfatizó el autoabastecimiento y se concentró en el *upstream*, con resultados inicialmente positivos que luego se desvanecieron. Su conversión en Ecopetrol S. A. en 2003, le ha permitido rediseñar su portafolio de negocios y competir en el *upstream* con nuevos contratos.



Para Ecopetrol en el siglo XXI el control ambiental es prioritario.

Bibliografía

Entrevistas con directivos de Ecopetrol

- Bastos**, Fernando. Gerente de Comercialización Internacional. Enero 31 de 2011, 11a.m. Edificio Teusacá de Ecopetrol, Carrera 7ª # 37-69, piso 5.
- Castellanos**, Claudia. Vicepresidente de Suministro y Mercadeo. Febrero 11 de 2011, 9a.m. Edificio de Ecopetrol, Carrera 13 # 36-24, piso 12.
- Gutiérrez**, Fernando. Exfuncionario, exvicepresidente de Transporte. Febrero 7 de 2011, 7a.m. Edificio de Ocenca, Carrera 11 # 84-09, piso 10.
- Lee**, Enrique. Exfuncionario, exjefe de la División de Comercio Exterior. Marzo 7 de 2011, 4p.m. En su residencia familiar.
- Manosalva**, Héctor. Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción. Febrero 3 de 2011, 11a.m. Edificio de Ecopetrol, Carrera 13 # 36-24, piso 12.
- Moreno**, Hans. Jefe del Departamento de Biocombustibles. Febrero 8 de 2011, 8a.m. Edificio de Ecopetrol, Rincón de la Cabrera, Carrera 13A# 87-10, piso 5.
- Rosales**, Pedro A. Vicepresidente Ejecutivo de downstream. Febrero 2 de 2011, 3p.m. Edificio de Ecopetrol, Carrera 13 # 36-24, sala VED, piso 12.
- Villa**, Boris. Gerente de Gas. Febrero 10 de 2011, 10a.m. Edificio de Ecopetrol, Rincón de la Cabrera, Carrera 13A # 87-10, piso 5.

Revistas periódicas

- Carta Petrolera*. Período 1978-2010. Ecopetrol. Bogotá.
- 1993, junio, número 41
- 1998, enero, número 77
- 1998, julio-agosto, número 80
- 2000, mayo-junio, número 90
- 2001-2002, diciembre-enero, número 99
- 2002, marzo-abril, número 100
- 2004, julio-agosto, número 109
- 2010, enero-marzo, número 121
- 2010, octubre-diciembre, número 124
- Estadísticas: Industria Petrolera*. Ecopetrol (2005). Bogotá. Período 1978-2005. Información Estadística disponible en disco compacto. Ecopetrol.
- Revista de Mares*. Ecopetrol. Bogotá.
- 1976, abril-mayo, número 81, año xv

- 1976, junio-julio, número 82, año xv
- Revista del Petróleo*. Bogotá.
- 1950, marzo, número 1, volumen I
- 1950, mayo, número 2, volumen I
- 1950, julio, número 4, volumen I
- 1950, septiembre-octubre, número 6, volumen I
- 1950, noviembre y diciembre, número 7, volumen I
- 1952, febrero, número 16, volumen III
- 1952, junio, número 19, volumen III
- 1952, julio, número 20, volumen III
- 1955, febrero, número 50, volumen V-VI
- 1955, mayo, número 53, volumen V
- 1955, julio, número 55, volumen V
- 1955, agosto, número 56, volumen V
- 1955, octubre, número 58, volumen V
- 1955, noviembre, número 59, volumen V
- 1956, diciembre, número 60, volumen VI
- 1959, octubre, número 105, volumen X
- 1960, enero, número 108, volumen XI
- 1960, septiembre, número 116, volumen XI
- 1960, julio, número 114, volumen XI
- 1960, agosto, número 115, volumen XI
- 1963, septiembre, número 151, volumen XIV
- The Oil and Gas Journal*. Petroleum Publishing Co. Oklahoma.
- 1961, December, volume 59, no 48
- 2002, December, volume 100, no 50
- The Petroleum Economist: The International Energy Journal*. Petroleum Press Bureau. Londres.
- 1974, May, volume 41, no 1
- 1989, December, volume 56, no 1

Artículos y libros

- Alvarado**, Manuel A. (1931). *Código de Hidrocarburos*. Editorial A. J. Posse, Bogotá.
- Autores varios (1963)** *El petróleo es colombiano*. Editora Continente Ltda., Bogotá.
- Araújo**, Alfredo (1959). "Exposición de motivos del proyecto de ley 'por la cual se dictan algunas disposiciones en el ramo de petróleos'". *RP*, octubre, número 105, volumen X, pp. 28-31.
- Avella**, Ramón Ignacio (1960). "Ponencia para primer debate del proyecto de ley 'por la cual se dictan algunas disposiciones en el ramo de petróleos'". Cámara de Representantes. *RP*, septiembre, número 116, volumen XI, pp. 18-26.
- Bueno**, R. y V. Pérez (2001) "Reseña de la exploración petrolera en Colombia" en Ecopetrol (2001).

Consejo Nacional de Petróleos (1950) “Informe a la Cámara de Representantes sobre la obligación de la Tropical Oil Company en materia de refinación” *RP*, marzo, número 1, volumen I, pp. 7-9.

Chona, Francisco José (1986) Desarrollo petrolero colombiano. Ecopetrol, Bogotá.

Chona, Francisco José (1987) Refinación y Petroquímica. Ecopetrol, Bogotá.

Del Hierro, José Elías (1960a). “Política petrolera del Gobierno” *RP*, julio, número 114, volumen XI, pp. 1-21.

Del Hierro, José Elías (1960b). “Exposición de motivos del proyecto de ley por la cual se dictan algunas disposiciones sobre petróleos” *RP*, agosto, número 115, volumen XI, pp. 18-20.

Durán, Hernando (1961) Memoria del Ministro de Minas y Petróleos al Congreso de 1961. Imprenta Nacional. Bogotá.

Ecopetrol (1955a) “Oleoductos para transporte de petróleo crudo en Colombia” *RP*, agosto, número 56, volumen V, pp. 6-8.

Ecopetrol (1955b) “Exploraciones en busca de nuevas reservas” *RP*, octubre, número 58, volumen V, pp. 1-3.

Ecopetrol (1955c) “Transporte y distribución de productos petrolíferos en Colombia” *RP*, noviembre, número 59, volumen V, pp. 1-3.

Ecopetrol (1956) “Yacimientos petrolíferos” *RP*, diciembre, número 60, volumen VI, pp. 1-5.

Ecopetrol (1957) Breve reseña general de la Empresa Colombiana de Petróleos. Presentada al IV Congreso Nacional de Ingeniería. Bucaramanga, diciembre de 1957. Bucaramanga.

Ecopetrol (1969) Distrito de Producción El Centro, Santander. Bucaramanga. Ecopetrol.

Ecopetrol (1991) Ecopetrol 40 años. Discursos del Presidente de la República y del Presidente de Ecopetrol, Bogotá. Ecopetrol.

Ecopetrol (1997) Código de Petróleos y recopilación de las disposiciones referentes a hidrocarburos. Tomo I, Bogotá, Ecopetrol.

Ecopetrol (2001) El petróleo en Colombia. Edición especial de *Carta Petrolera*, conmemorativa de los cincuenta años de la empresa. Editorial Panamericana, Bogotá.

García, Jaime (1976) “Petróleo: un problema y una política” *RP*, abril-mayo, número 81, año xv, pp.1-11.

Lleras, Carlos (1955) “La industrialización en la economía colombiana” en Perry (1956).

Martínez, Argemiro (1950) “La Concesión de Mares y la Empresa Nacional de Petróleos” *RP*, marzo, número 1, volumen I, pp. 1-3.

Mendoza, Félix y Benjamín Alvarado (1939). The Petroleum Industry in Colombia. Ministerio de la Economía Nacional. Bogotá.

Mendoza, Félix (1950a) “Problemas de la Industria del Petróleo” *RP*, marzo, número 1, volumen I, pp. 4-6.

Mendoza, Félix (1950b) “La industria del petróleo en Colombia” *RP*, mayo, número 2, volumen I, pp.9-12.

Ministerio de Minas y Energía (1990) Estadísticas Minero-Energéticas, 1940-1990. Bogotá.

Ministerio de Minas y Petróleos (1970) Situación y perspectivas de la minería y el petróleo. Bogotá.

Molina, Felipe Antonio (1955) “Breve historia de la empresa colombiana de petróleos”. *RP*, julio, número 55, volumen V, pp. 1-5.

Molina, Felipe Antonio (1963) “Historia natural del petróleo colombiano” *RP*, septiembre, número 151, volumen XIV, pp. 14-32.

Ospina, Jorge (1960) “El futuro del petróleo en Colombia” *RP*, enero, número 108, volumen XI, pp. 1-6.

Ospina, E (1950) “La Concesión de Mares en cifras” *RP*, septiembre-octubre, número 6, volumen I, pp. 5-7.

Ospina, E.(1952b) “Más activas todas las ramas de la industria colombiana” *RP*, junio, número 19, volumen III, pp. 7-9.

Ospina, E (1952c) “Los oleoductos en Colombia” *RP*, julio, número 20, volumen III, pp. 4-6.

Ospina, E (1955) “Summary of oil developments in Colombia during the year 1954”, *RP*, febrero, número 50, Volumen V-VI, p.5.

Pardo, Enrique y Mario Galán Gómez (1965) *Una gestión petrolera*. Imprenta Nacional, Bogotá.

Perry, Oliverio (1956) *Cultura y Economía en Colombia, Ecuador y Venezuela*. Editorial Argra, Bogotá.

Segovia Salas, Rodolfo (2001) “La génesis del contrato de asociación” en Ecopetrol (2001).

Vargas, Alberto (1952) “La industria del petróleo en Colombia” *RP*, febrero, número 16, Volumen III, pp. 9-13.

Vargas, Daniel (1950a) “La Industria de refinación en Colombia” *RP*, julio, número 4, Volumen I, pp. 8-13.

Vargas, Daniel (1950b) “La industria de refinación de petróleo en Colombia” *RP*, noviembre y diciembre, número 7, Volumen I, pp. 1-3.

Vargas, Daniel (1955) “Producción de Gas Líquido en Colombia” *RP*, mayo, número 53, Volumen V, pp. 1-2.

Vista nocturna de la refinería de Barrancabermeja, 2011.

Vargas, Daniel (1952) “Ensanche y modernización de la refinería de Barrancabermeja” *RP*, febrero, número 16, Volumen III, pp. 7-8.

Vargas, José María (1960) *Nos roban el petróleo*. Editorial El Voto Nacional, Bogotá.

Yergin, D. 1991. *The Prize*. Simon & Schuster. Nueva York.







*Páginas 218-219:
Terminal y puerto de
Coveñas, 2010.*

*Barrancabermeja,
ventiladores de la nueva
cracking.*

Capítulo 5. LA INNOVACIÓN Y EL APRENDIZAJE TECNOLÓGICO EN LA HISTORIA DE ECOPETROL

Clemente Forero y Eric Dávila

Profesor Titular de la Facultad de Administración de la Universidad de los Andes y Gerente General de Energía Sostenible Eficiente e Innovadora S. A

Introducción

Hace 60 años, en el momento de la reversión de la Concesión de Mares, Colombia no consideró tener la capacidad suficiente para asumir la operación de la refinera de Barrancabermeja y contrató a la empresa Intercol para dirigir esta operación y para capacitar personal colombiano para dirigir la operación diez años después (Santiago, 1986: 116). Hoy, después de seis décadas de asimilación de tecnologías, aprendizaje sistemático y algunas incursiones en procesos de innovación autóctona, Ecopetrol utiliza tecnologías avanzadas en buena parte de sus operaciones. No obstante, las presiones para ampliar los esfuerzos de innovación de Ecopetrol son cada vez mayores, en un escenario internacional en el que no basta tener recursos naturales ni dominar tecnologías estándar para competir como empresa de energía.

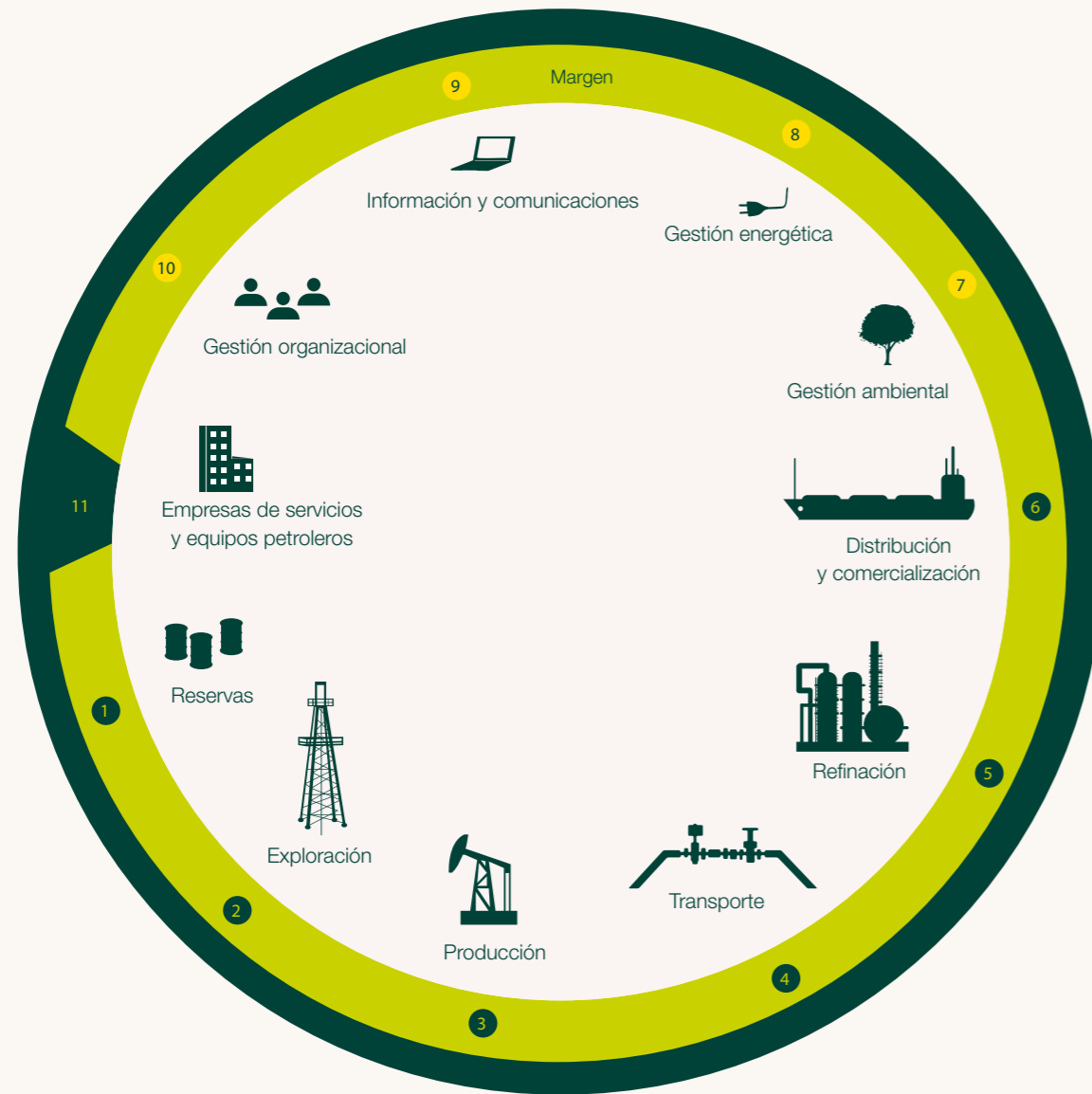
El objetivo del presente capítulo es comprender esa evolución histórica y estudiar el impacto que los cambios en la tecnología, en especial aquellos que han resultado de las innovaciones de la empresa, han tenido sobre Ecopetrol. Para ello, inicialmente se ubican los procesos de aprendizaje tecnológico de Ecopetrol y las innovaciones que ha logrado consolidar, en el contexto de los paradigmas tecnológicos predominantes en distintos períodos. Luego se propone un análisis general de los proyectos de innovación emprendidos por Ecopetrol, antes y después

de la creación del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), organización en la cual la empresa concentró a partir de 1985 la mayor parte de la investigación y el desarrollo tecnológico.

La reflexión acerca de la innovación y la tecnología suele llevar a conclusiones muy diversas, a veces contradictorias; esto se debe en parte a las imprecisiones en el uso de estos conceptos. Trabajos recientes sobre la naturaleza de la tecnología (por ejemplo Arthur, 2009) intentan aclarar ambigüedades y enriquecen los conceptos. En este capítulo se entiende una tecnología como el uso de un conjunto de conocimientos y habilidades para hacer algo o actuar de alguna manera. Una tecnología es generalmente un ensamblaje o combinación de otras tecnologías desarrolladas anteriormente (Arthur, 2009: 3). A su vez, se entiende la innovación como una mejora de la tecnología, o como el uso de una tecnología que ya existía en un nuevo contexto.

Para aplicar sistemáticamente estos conceptos generales a la industria del petróleo, se recurre al constructo de cadena de valor (Porter, 2010: 67), y se adaptan los planteamientos de este autor, de Bok et ál. (2000) y de Grossmann (2004) para proponer una cadena de valor ampliada de la industria petrolera. Como se observa en el gráfico 1 (pág.222), esta cadena está inscrita en un entorno económico, político y social, y cubre desde el manejo de las reservas hasta la articulación con el mercado:

Gráfico 1
Cadena de valor ampliada



Fuente: Autores, basado en Porter (2010)

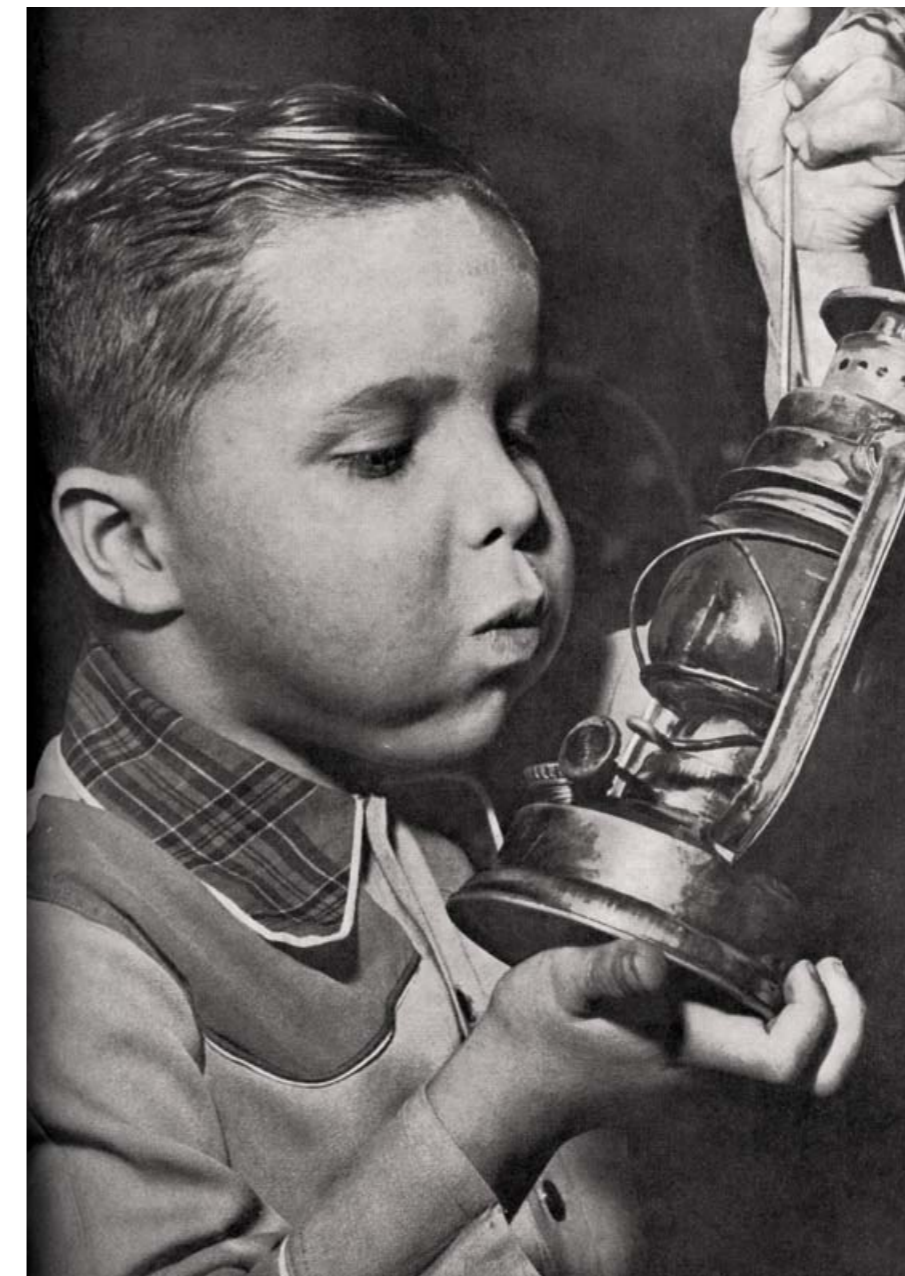
Antecedentes: la evolución de la tecnología en la industria petrolera en el mundo

El desarrollo inicial de la tecnología petrolera en el mundo estuvo marcado por la necesidad de obtener un sustituto confiable, barato y conveniente de los productos que se usaban para la iluminación nocturna. Las materias primas que se utilizaron en un principio para este propósito, como la grasa de ballena, fueron escaseando a medida que aumentaba la demanda (Yergin, 1992: 26). Otras opciones,

como el gas asociado al carbón, el sebo animal o la madera, no resultaban tan convenientes como los derivados líquidos del petróleo. Aunque ya en 1627 se tuvo registro en Nueva York de un pozo que producía gas natural, apenas en 1821 se utilizó este gas para iluminación (Ashburner, 1887: 906).

Los primeros desarrollos tecnológicos relacionados con el petróleo consistieron en procesos de destilación para producir queroseno. A partir de 1855, el petróleo utilizado como base para la destilación era obtenido en la superficie, usando tecnologías derivadas de las observadas por misioneros franceses en la China y con

Quinqué de kerosene.
Foto de la revista
Lámpara, 1953.



las cuales se había experimentado en Francia, Galicia, Alemania y Rumania (Derry et ál., 1960: 518).

Poco tiempo después se iniciaron las perforaciones, que culminaron con el primer hallazgo en 1859. La tecnología de perforación utilizada era la que se usaba en la explotación de sal, con un taladro de percusión, que dejaba caer de manera reiterada una herramienta pesada, soportada por un cable, y utilizaba como fuente de energía una máquina de vapor. También se utilizó la tecnología practicada por los chinos de ir introduciendo tubos para evitar la inundación de agua y el derrumbe de las paredes del pozo durante la perforación (Yergin, 1992: 32). Entre 1850 y 1860 no existía la práctica de valoración de

reservas. Los precios eran oscilantes e inciertos, pues aunque en promedio eran de un dólar por barril, el petróleo podía llegar a valer cincuenta centavos de dólar por barril.

La técnica de exploración se basaba inicialmente en la observación superficial de los manaderos de petróleo y también en interpretaciones geológicas de superficie. Cualquier tipo de indicación superficial era válido para seleccionar el sitio de la perforación: “las filtraciones de petróleo o de gas, las áreas donde se observaba que los yacimientos partían en todas las direcciones, la formación de domos estructurales, los montículos sospechosos de ser montañas enterradas en tierras planas y las curvaturas de ríos y arroyos alrededor de las áreas de mayor altura” (Halbouty, 2000: 2).

La tecnología del transporte aún no se había diferenciado. El petróleo se recibía en cabeza de pozo, se transportaba en barriles de licor o de granos, y se almacenaba en piscinas alledañas. Los barriles con petróleo se llevaban hasta las refinerías, en carruajes impulsados por caballos y en algunos tramos en tren y, para refinar el petróleo, se utilizaban destiladoras atmosféricas sencillas, que producían principalmente queroseno para alumbrado. Se utilizaba una tecnología similar a la de las destiladoras de bebidas alcohólicas. La comercialización del queroseno se realizaba en tiendas de víveres o se entregaba a domicilio, en carruajes impulsados por caballos.

Aunque el principal uso del petróleo era la iluminación con lámparas de queroseno, se ofrecían derivados del petróleo para la lubricación de máquinas de vapor y los telares. El mercado sustituyó de manera progresiva otras materias primas que se usaban para la iluminación por los derivados del petróleo, debido a su conveniencia, su bajo costo y su amplia disponibilidad.

El entorno económico de este primer paradigma tecnológico fue el auge de la primera revolución industrial. Los proyectos de desarrollo petrolero eran realizados por emprendedores independientes, con la financiación de banqueros.

El desorden y la inestabilidad inicial del mercado del petróleo, así como las economías de integrar tecnologías de los distintos eslabones de la cadena de valor, abrieron la oportunidad para una integración vertical de la industria. En 1879, año en que la Standard Oil Company controlaba el 90% de la capacidad de refinación de Estados Unidos, se construyó el primer gran oleoducto, motivada la empresa por los altos costos que cobraban los carruajes de caballos y los trenes (Montague, 1907).



Cocina con estufa de carbón. Foto de la revista Lámpara, 1953.

El desarrollo de la lámpara de filamento de carbón en 1879 y la puesta en operación de una central de generación eléctrica en 1882 amenazaron la demanda de petróleo, pero casi simultáneamente se comenzó a gestar la producción de motores de combustión interna.

En 1906, el mercado de automóviles de combustión interna se consolidó, con lo que se incrementó la demanda de gasolina, un subproducto de la destilación del queroseno usado para la iluminación. En 1909 el porcentaje de gasolina que se podía extraer del petróleo con el método de destilación atmosférica era de alrededor del 15%, pero pocos años después se desarrolló el método de fraccionamiento térmico o “craqueo”, que logra un rendimiento del 45% de gasolina.

Como lo expresa Halbouty, la industria petrolera

[...] ha seguido un patrón económico lógico, que la ha llevado a aquellas áreas que ofrecen las más grandes recompensas. Esto significa que las áreas donde la geología es más favorable; donde son mejores las oportunidades de encontrar más petróleo y más barato; donde se puede producir y comercializar al más bajo costo; donde los mercados son más fuertes y los precios son más altos; y donde se pueden esperar condiciones políticas y económicas estables (Halbouty, 2000: 2).

Al desarrollarse la geofísica y otras técnicas de exploración, entre 1912 y 1914 (Zhdanov, 2010: 50; Allaud

et ál., 1977: 13), el sitio en donde se debían perforar los pozos comenzó a determinarse a partir de las imágenes del subsuelo. Estas imágenes se construyeron a partir de medidas precisas de la gravedad y del campo magnético de la tierra. Se registraron las ondas de sonido reflejadas por las diferentes capas del subsuelo, en forma de eco, a través de una técnica que fue conocida como sísmica. Aunque los principios básicos del método de reflexión sísmica fueron establecidos en 1846 por Robert Mallet (Weatherby, 1940: 215), la técnica fue utilizada por primera vez en 1930 en Oklahoma, y se le atribuye el descubrimiento de varios yacimientos que validaron su utilidad (Kettle, 1985: 2436).

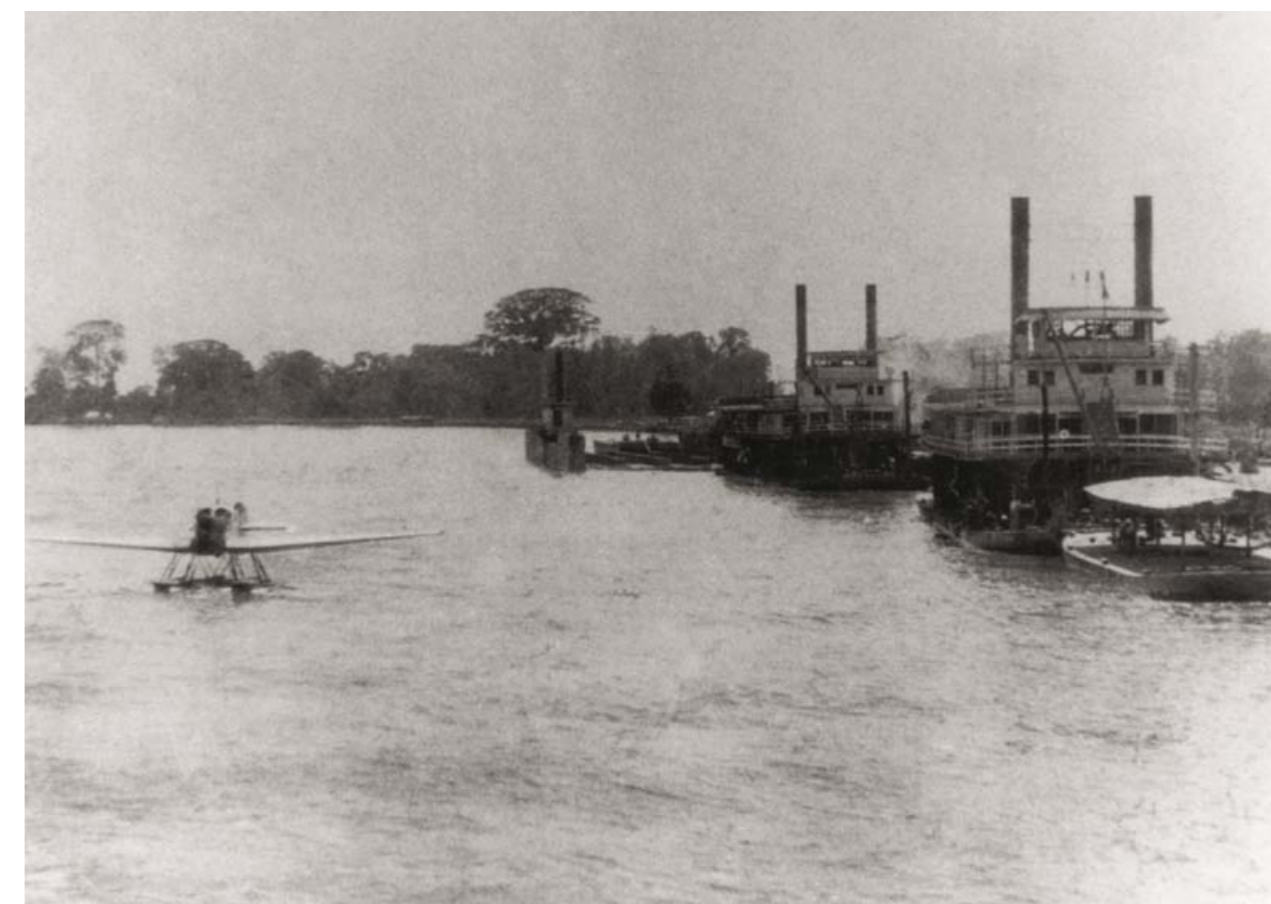
La tecnología de perforación con percusión fue adecuada mientras los pozos fueron superficiales. En 1901, cuando los pozos petroleros se hicieron más profundos, como los desarrollados en Texas, aparecieron los equipos de perforación rotatorios (JPT, 1999).

Otro hito tecnológico se dio con la aparición de las brocas para los equipos de perforación rotatorios. En 1908 se inventó la broca con rodillos en forma de conos; hasta ese momento solamente se tenían disponibles las brocas de cola de pescado, las de punto de diamante y las de dientes circulares, las cuales hacían que se detuviera la perforación cuando se encontraban rocas de alta dureza.

El nuevo diseño de broca utilizaba 166 bordes cortantes dispuestos en la superficie de cada uno de

Antigua refinería de la Troco. Barrancabermeja, 1934.

Barcos de vapor e hidroplano de la Troco en el río Magdalena. Barrancabermeja, 1930.





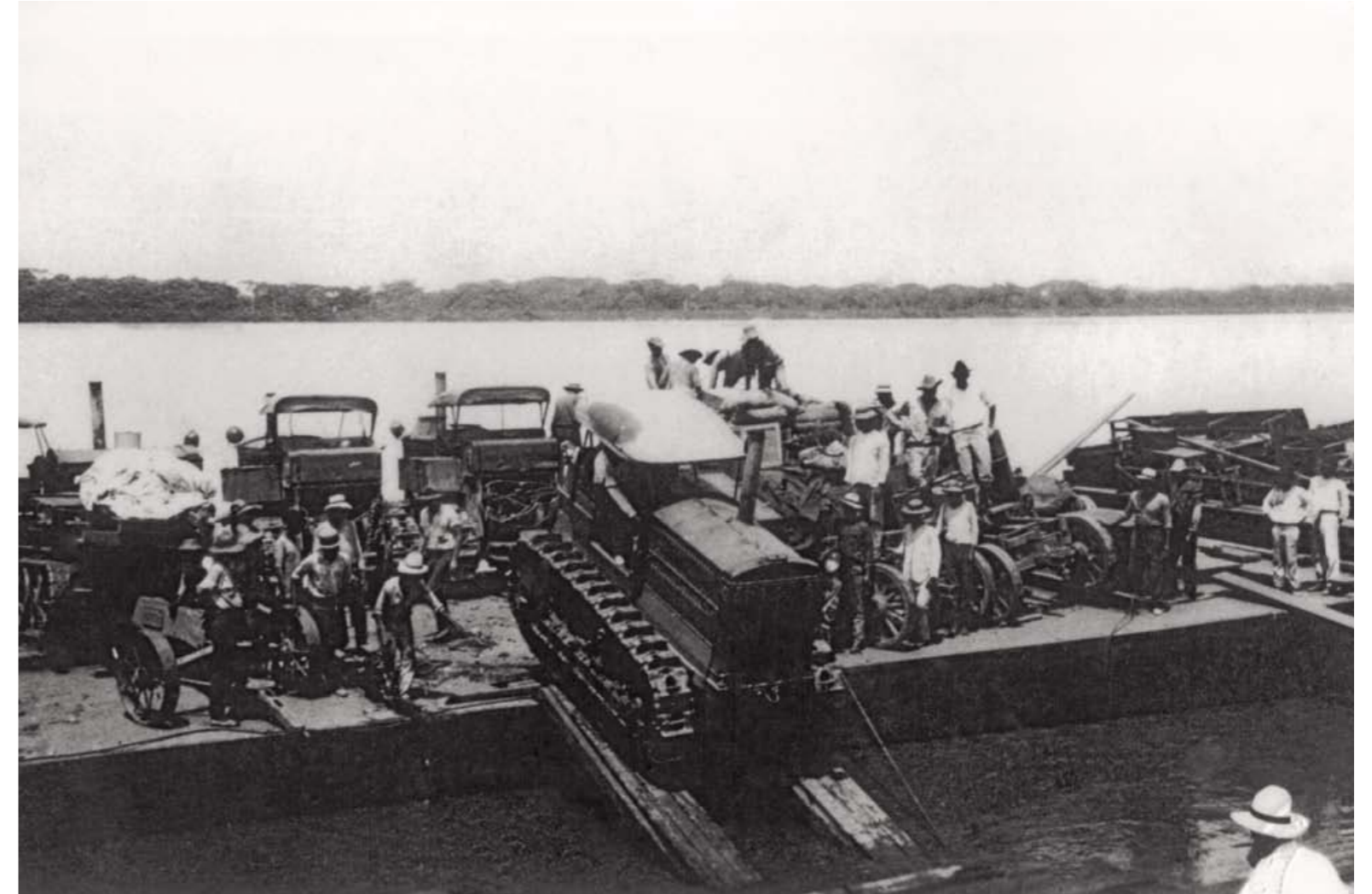
los dos conos de metal montados uno frente al otro, lo que permitió que se pudiera perforar en rocas de alta dureza. Así mismo, se solucionó el problema de enfriar y lubricar la broca, para compensar las altas temperaturas generadas por la fricción entre el metal de la broca y la roca. El modelo de negocio planteado por Hughes, propietario de esta tecnología, consistió en arrendar las brocas y cobrar con base en el número de pozos perforados. En 1913 se desarrolló la broca de rodillos cruzados, que permitía que se penetraran las formaciones de alta dureza sin que se desgastaran las superficies de corte de las brocas.

Uno de los primeros problemas que se presentaron cuando se perforaba con equipos rotatorios era mantener los pozos rectos, pues estos se desviaban de la vertical a medida que la perforación se profundizaba. Pero frecuentemente el área de interés era tan grande que se alcanzaba el objetivo y el pozo era exitoso; de hecho, la mayoría de los perforadores nunca se dieron cuenta de que sus pozos se desviaban. En 1920, con el

auge petrolero de Oklahoma, se presentaron situaciones frecuentes en las cuales dos equipos de perforación se encontraban perforando el mismo pozo; esto conducía a que se disminuyera repentinamente la producción de los pozos o se perdieran dichos pozos de manera intempestiva. Las citadas experiencias llevaron al desarrollo del collar de perforación y al uso de estabilizadores en varios puntos de la sarta de perforación, con el fin de controlar la desviación y proveer rigidez.

Entre 1915 y 1928 los equipos de perforación rotatorios remplazaron a los equipos de perforación con cable. El equipo rotatorio ofrecía beneficios con respecto a los de percusión: estos equipos no destruían la roca, sino que la perforaban, y se eliminaba el proceso de achicar los desechos de roca que dejaba la broca de percusión, actividad que requería mano de obra y tiempo. Con los equipos rotatorios se empezó a utilizar el fluido de perforación. En su recorrido, este fluido transportaba hasta la superficie, de manera continua, los pedazos de roca que eran cortados en el fondo del pozo.

*Oleoducto Andian.
Trabajador y
maquinaria.*



*Oleoducto Andian.
Recibo de tractores en el
puerto, hacia 1938.*

A medida que aumentó la profundidad de las perforaciones, se incrementaron las presiones de los fluidos encontrados en las formaciones. Esto obligó a que durante el proceso de perforación se debieran controlar presiones cada vez más altas, que en algunos casos “escupían” la tubería de perforación. En 1920 se diseñó y se construyó un dispositivo que evitaba los reventones de los pozos, el cual se denominó la “preventora”.

Después de 1934 las velocidades de perforación de los equipos rotatorios aumentaron rápidamente. Se empezó a utilizar la máquina de combustión interna como fuente de potencia en vez de la máquina de vapor. Pero cuando se inició la Segunda Guerra Mundial en 1939, se detuvieron los desarrollos de los equipos de perforación, pues los esfuerzos de ingeniería se dedicaron a desarrollar equipo de guerra.

Al finalizar la guerra, en 1945, el crecimiento en la demanda de gasolina llevó a que se iniciaran grandes campañas de perforación de pozos de petróleo y gas. Los equipos de antes de la guerra se habían vuelto

obsoletos o no funcionaban. Se diseñaron y construyeron entonces equipos de perforación con grandes avances tecnológicos que eran comandados por motores eléctricos, que a su vez eran alimentados por generadores eléctricos diésel (Brantley, 1961).

Cuando se empezó a perforar en el Golfo de México en 1947 (Lyle, 1997), las presiones aumentaron; actualmente se tienen “preventoras” que controlan hasta más de 15 mil psi de presión y diámetros de pozos de más de 26 pulgadas (Cooper Cameron, 2003: 8).

En los inicios de la industria, el fluido que se usaba con los equipos de perforación de percusión era probablemente agua, la cual era utilizada para suavizar y hacer más flexible la tierra. Con el advenimiento de los equipos de perforación rotatorios y las brocas de cono de rodillos, se introdujeron fluidos más elaborados, denominados “lodos”. Estos se inyectaban en el hueco perforado con varios objetivos: enfriar y lubricar la broca, transportar o circular los cortes de roca desde el fondo del pozo hasta la superficie, y equilibrar



hidrostáticamente la columna de fluido de perforación, de manera que se contrarrestara la presión ejercida hacia arriba por los fluidos de las formaciones que se perforan.

La composición de los lodos era inicialmente “natural”, es decir estaba formada por material extraído de las mismas perforaciones y de material de la zona en que estaba localizado el pozo. Luego, se aumentó la densidad de los lodos agregándole algunos materiales como la barita, para compensar las altas presiones del subsuelo. Con el tiempo la industria empezó a desarrollar lodos artificiales que se aplicaban a condiciones especiales de los pozos y cuyos costos superan hasta diez veces el precio de un barril de petróleo (JPT, 1999).

Durante la perforación, normalmente se encuentran múltiples capas de sedimentos y de rocas, que contienen agua, gas y petróleo, las cuales se deben aislar unas de otras. Aunque se intentaron diferentes métodos para lograr esta separación, con el uso de dispositivos mecánicos, el uso del cemento en las paredes de los pozos llegó a establecerse como la alternativa más efectiva. Desde 1900 se utilizaba el cemento para cubrir las paredes de los pozos, pero este se mezclaba de manera manual y muy rudimentaria. En 1921 Halliburton inventó la máquina de mezcla de cemento que permitió que se realizara esta actividad de manera homogénea, eficaz y segura. El inventor de esta máquina convenció a las siete mayores empresas petroleras del mundo de invertir en esta nueva compañía de servicios, y creó la principal empresa de cementación del mundo, que posteriormente desarrolló otros servicios para la industria petrolera (JPT, 1999). Los desarrollos de Halliburton se basaron en las experiencias de cementación previas de su antiguo empleador, Perkins, y en las innovaciones de Baker Oil Tools (API, 1961: 463).

Los instrumentos de control tuvieron una evolución paralela a la de las demás tecnologías petroleras. Los primeros registros de pozos estaban relacionados con la necesidad de confirmar que se lograba llegar a las zonas de interés; para ello se utilizaban instrumentos que medían las inclinaciones y que se basaban en recipientes de vidrio que eran manchados con ácidos, y también se realizaron los primeros análisis de las muestras de los cortes que se obtenían en la superficie, los cuales eran transportados por el lodo. Asimismo, los registros de los cambios en la velocidad de penetración eran una indicación de las variables que se presentaban en las formaciones encontradas.

En 1911, en Francia, se había inventado el registro eléctrico de pozos. En esta época la geofísica era nueva

y el uso de los métodos magnéticos y gravimétricos para explorar la estructura interna de la tierra apenas estaba comenzando. Se extendió la aplicación de las técnicas de la prospección de superficie a los pozos de petróleo, pues se creía que la conductividad de los metales podía ser usada para distinguir las zonas con presencia de metales, de aquellas con menor contenido de conductores.

En 1912 se utilizó en Francia un equipo muy básico para trazar el primer mapa de curvas de equipotencial. Esto confirmó la capacidad del método para detectar minerales metálicos y sirvió para revelar las características de la estructura del subsuelo. Esta información permitía localizar estructuras del subsuelo que podrían formar trampas para los



Páginas 228-229: trabajadores del taller mecánico con algunas piezas de tubería. El Centro, Barrancabermeja.

Oleoducto de la Andian. Humberto del Río mide la explosividad de un tubo para su reparación.

Personal técnico de la Troco. De izquierda a derecha, Severiano Cadavid, Máximo Gómez y el médico Domingo Vargas. En primer plano Milo Brisco y atrás de pie, Gonzalo Acosta. El Centro, noviembre de 1943.



hidrocarburos; sin embargo, para corroborar que las medidas realizadas en la superficie coincidían con las condiciones reales del subsuelo, se debía incorporar información de resistividad de las formaciones más profundas. Esto se logró en 1927 en Francia, donde se realizó el primer “registro eléctrico” de un pozo, a 500 metros de profundidad. En 1931 se descubrió la medida del “potencial espontáneo”, que se producía naturalmente entre el lodo de perforación del pozo y el agua de formación de los lechos permeables. Cuando se registraban de manera simultánea la curva de resistividad y la curva de “potencial espontáneo”, se podían diferenciar los lechos permeables que producen petróleo, de aquellos lechos impermeables de zonas no productoras (Allaud y Martín, 1977: 116).

La profundidad de los pozos petroleros era cada vez mayor: en 1938 se pasó de 15 mil pies; en 1949, superó los 20 mil pies; en 1958 se llegó a 25.340 pies; en 1974 se alcanzaron 31.441 pies y en 1998 se obtuvo el récord de 34.967 pies (JPT, 1999).

Las operaciones en mar abierto dieron lugar a otros hitos tecnológicos de la perforación. En 1947 oficialmente se perforó el primer pozo costa afuera, aunque 50 años antes se había perforado un pozo submarino desde un muelle en California (Brantley, 1961).

En 1940 se desarrollaron muchos proyectos de perforación costa afuera, en el Golfo de México. A principios de 1950 ya la industria petrolera contaba con la suficiente experiencia en operaciones de este tipo, la cual fue aplicada de manera exitosa en el lago de Maracaibo de Venezuela y en las cuencas marítimas de Brasil. En 1954 se presentó otro gran avance tecnológico en el Golfo de México con la introducción de las barcazas de perforación móviles y sumergibles.

Además de estas tecnologías, cabe mencionar dos desarrollos tecnológicos de especial importancia para Colombia, por razones que se explican en las siguientes secciones. En primer lugar, la tecnología de perforación horizontal, que consiste en aprovechar la flexibilidad del tubo para desviarlo de su trayectoria



original y formar un radio que puede variar. Esta tecnología, que se desarrolló a finales de los años ochenta en Dakota del Norte y en Texas, permitía exponer una mayor área del yacimiento al pozo perforado y así se obtenía un mayor rendimiento (EIA, 1993). El uso de esta tecnología ha sido de especial importancia en los yacimientos del piedemonte llanero en Colombia, pues ha permitido desarrollos como el de Pacific Rubiales y, dentro de Ecopetrol, los de Apiay, Castilla y Chichimene.

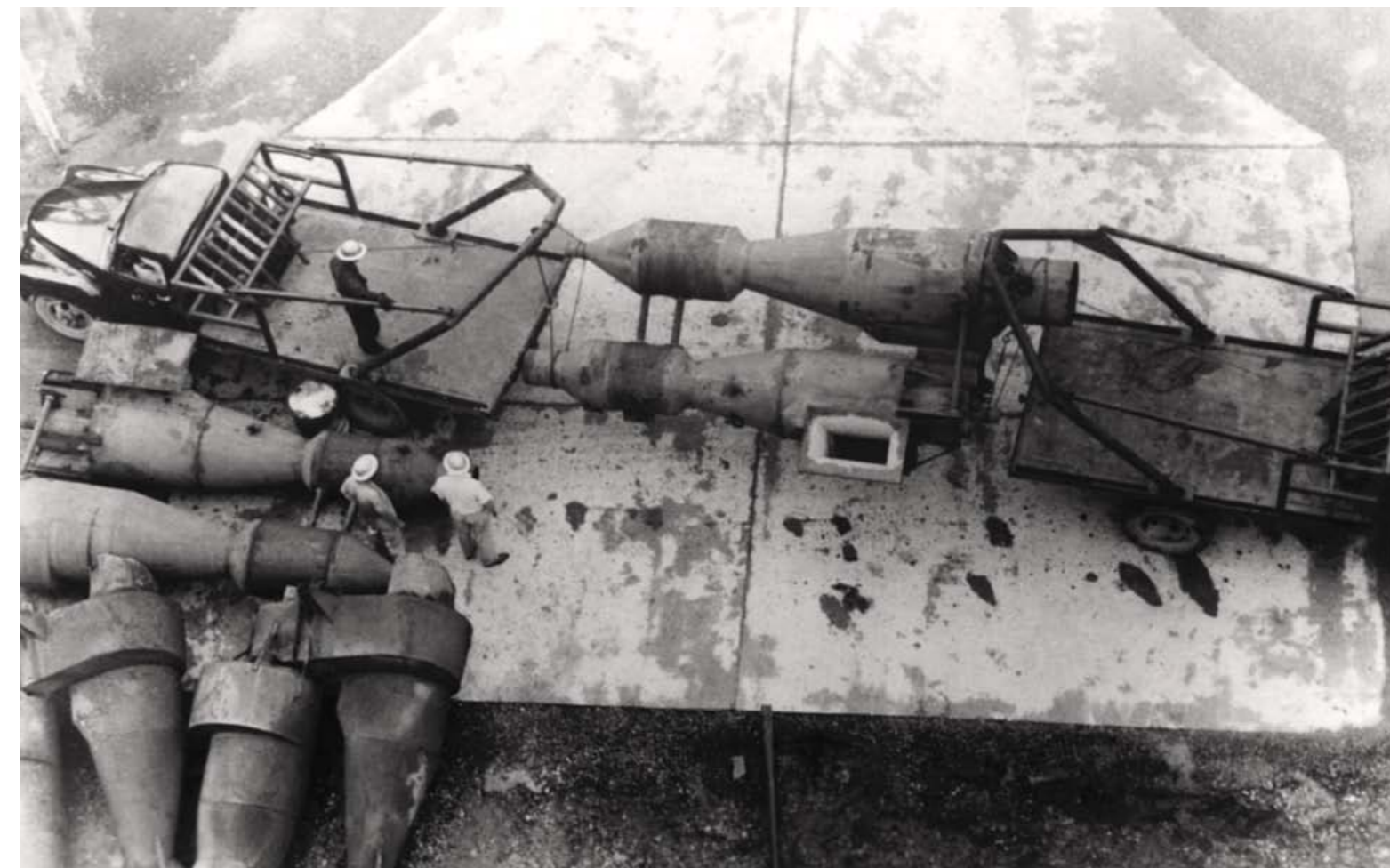
La segunda, ejemplo del papel estratégico de la innovación, es la de perforación a alta profundidad desarrollada por Petrobras en la cuenca de Campos. La ubicación de estos yacimientos a alta profundidad y el interés en valorizar este recurso llevaron a esta empresa a desarrollar tecnologías de amarre, de control, bombas sumergibles y otras más, que le permitieron explorar y producir en condiciones de alta profundidad marina (Paulo y Buk, 2005). Esta innovación ilustra

cómo dificultades especiales para la explotación de los recursos en un país pueden llevar a desarrollos tecnológicos que viabilizan su aprovechamiento.

Es de destacar que en todo este tiempo, las grandes innovaciones tecnológicas no las realizaban las grandes operadoras petroleras; estas provenían en muchos casos de empresas externas. Una vez esas empresas encontraban una solución, creaban una empresa de servicios que se dedicaba a mejorar los procesos y reducir los costos para facilitar su comercialización. Algunas tecnologías que ilustran esta interpretación son la “preventora” de Cameron, las brocas de Hughes, la cementación de Halliburton, los registros eléctricos de Schlumberger y las barcas sumergibles de Ocean Drilling.

En contraste con ello, las modernas empresas petroleras, al igual que las de otros sectores, están atentas a los avances que realizan las empresas de servicios o proveedores de equipos y servicios petroleros, se asocian en convenios bilaterales y multilaterales para adelantar muchos

Páginas 232-233: la refinería de Barrancabermeja, a finales de la década de 1960.



Transporte de maquinaria y equipos en la refinería de Cartagena a mediados de la década de 1960.

proyectos de investigación y tejen redes con la academia, centros de investigación y otras empresas petroleras y de otros sectores (Powell y Grodal, 2005). En esos contratos relacionados con la innovación, el desarrollo de capacidades internas de innovación al más alto nivel les permite no solamente orientar adecuadamente las investigaciones hacia sus necesidades específicas de conocimiento, sino aumentar la eficacia de su aprendizaje de tecnologías adquiridas, apuntalar su capacidad de negociación y asegurar una mejor apropiación económica del conocimiento (Cohen et ál., 1989: 1090).

Al iniciarse una nueva etapa, generalmente se continúan presentando adelantos importantes en los proyectos iniciados en etapas anteriores. Ver la periodización propuesta en la tabla 1, (página opuesta).

Etapa 1. El aprendizaje operativo (1951-1961)

Cuando se creó Ecopetrol en 1951, los campos revertidos de la Concesión de Mares pasaron a ser operados por la empresa, con la asesoría de personal de la Tropical Oil Company. En estos campos se continuó con el mantenimiento de la producción, sin mayores inversiones físicas ni innovaciones tecnológicas. No obstante, como lo señala Mauricio Avella en su capítulo para este libro, Ecopetrol expresó en distintos documentos de comienzos de los años cincuenta su interés en realizar estudios geológicos en los campos recibidos en la reversión y realizó algunos de estos estudios.

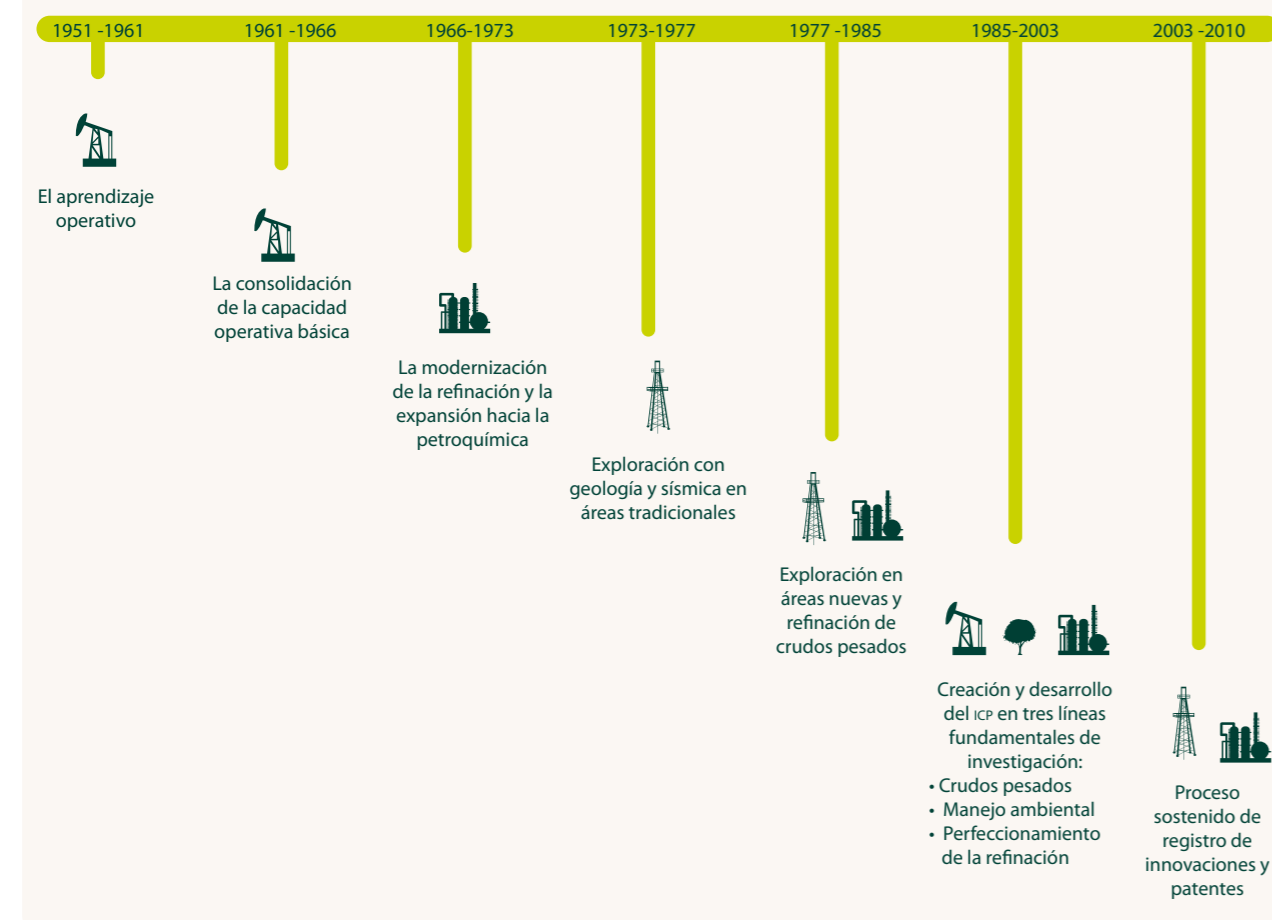
Intercol, también subsidiaria de la Standard Oil, comenzó a operar la refinería mediante un contrato

Las etapas del aprendizaje tecnológico y la innovación en Ecopetrol (1951-2010)

En esta sección se propone una periodización de la historia del aprendizaje tecnológico y la innovación en Ecopetrol. Luego se presentan los hitos y los eventos destacados de cada uno de los períodos identificados, cada uno de los cuales deja aprendizajes y secuelas.

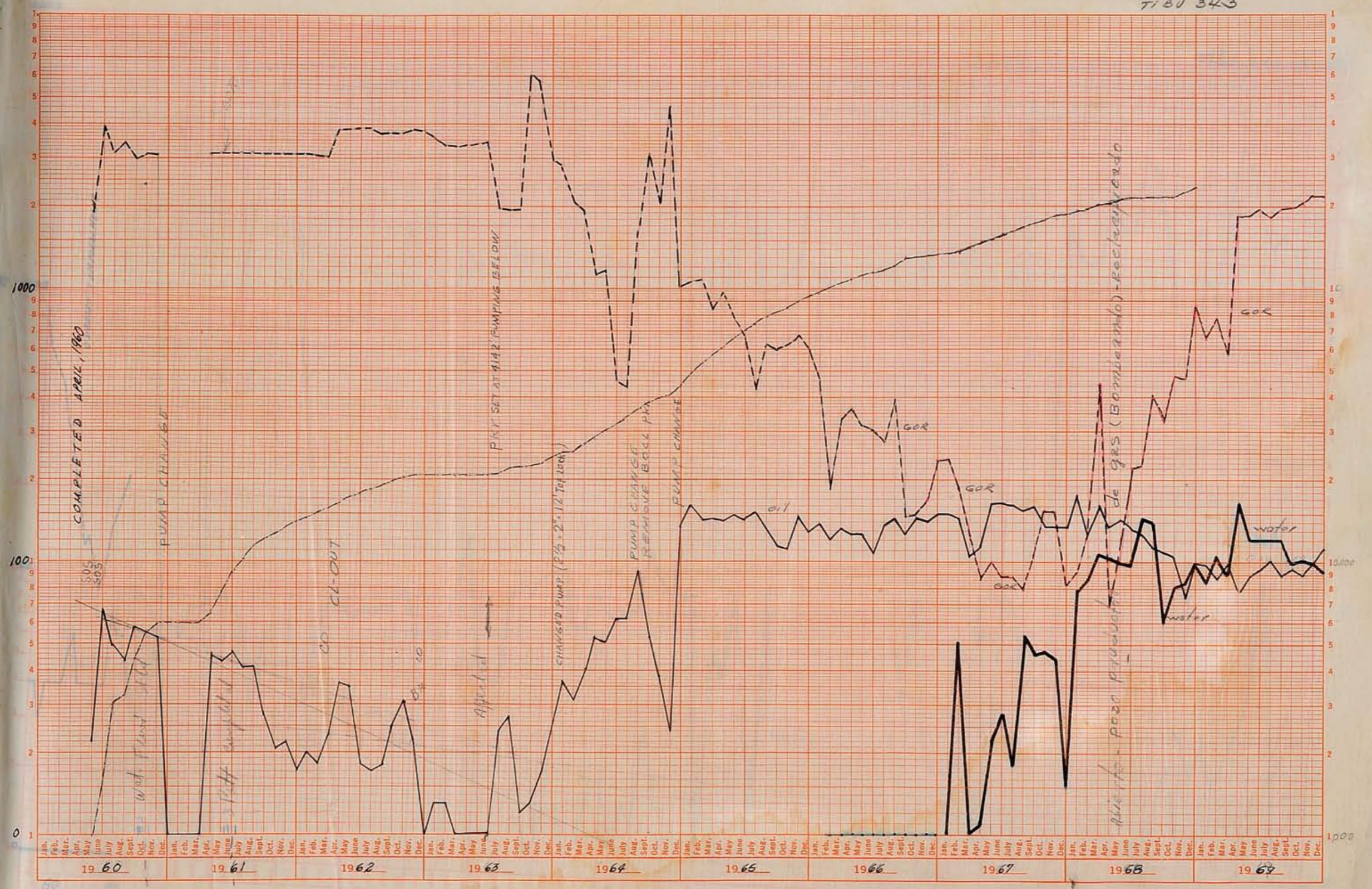
Tabla 1

Periodización de la historia del aprendizaje tecnológico y la innovación en Ecopetrol

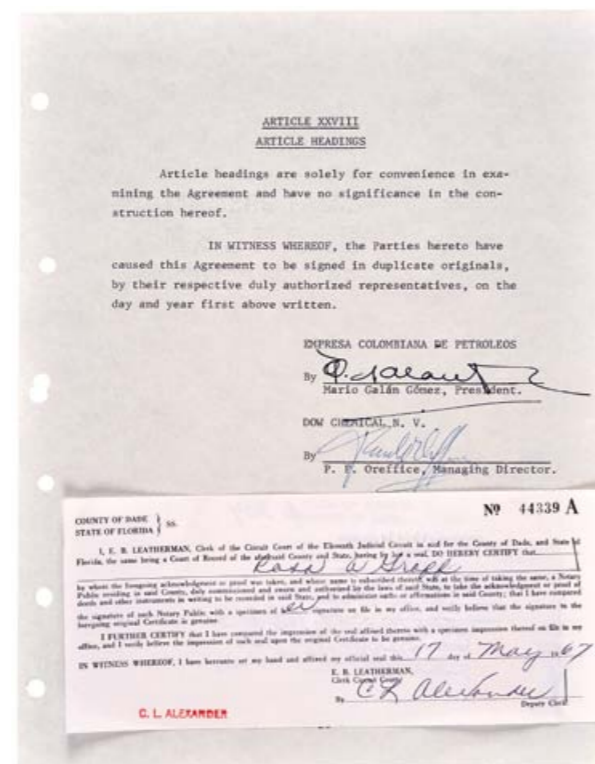
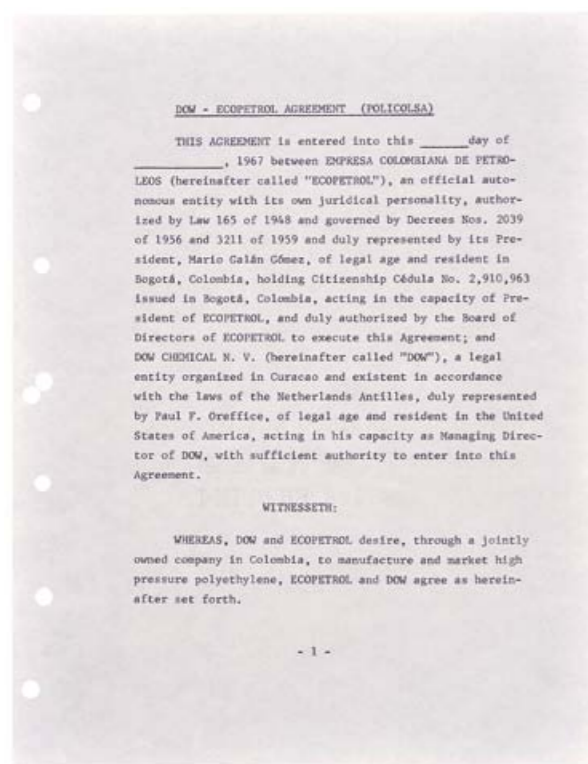


Fuente: Autores, basado en Porter (2010)

Tubo 343
7181 343



19



Páginas 236-237:
Cuadro de la
producción de crudo en
Tibú. Década de 1960.

Acuerdo sobre Policolsa,
firmado por Mario
Galán Gómez,
presidente de Ecopetrol,
y P. P. Orefice, director
de Dow Chemical.
Mayo de 1967.

Piezas y objetos del
Museo del Petróleo en
Barrancabermeja.



de administración delegada (Santiago Reyes, 1986). Como la refinería debía ser actualizada tecnológicamente y ampliada, el contrato con Intercol incluía esta modernización. Dentro del alcance del contrato estaba incluida la capacitación de personal colombiano y la modernización, por lo que Intercol subcontrató la modernización y la ampliación con la firma norteamericana Foster Wheeler.

La transferencia de tecnología durante esta etapa se hizo fundamentalmente a través de contratos de asesoría y licencias para el uso de tecnología; la capacitación que se impartía se centraba en la mano de obra calificada y en el nivel técnico. Habría que esperar la tercera etapa para que se iniciaran esfuerzos importantes de formación de nivel profesional y de posgrado.

Etapa 2. La consolidación de la capacidad operativa básica (1961-1966)

En este período Ecopetrol tampoco tenía incentivos suficientes para aplicar desarrollos tecnológicos de avanzada. La modernización entregada por la Foster Wheeler en la refinería de Barrancabermeja se recibió en 1960, y los equipos de producción dejados por la Tropical Oil Co. en La Cira-Infantas se mantenían y reparaban, sin cambios en tecnologías o prácticas.

El control de la refinería y de los equipos de producción se hacía mediante una tecnología neumática.

La transferencia de tecnología en refinación se hizo mediante la compra de licencias a las compañías internacionales por la utilización de los procesos de refinación. En esta etapa tampoco se hicieron esfuerzos especiales por desarrollar la planta de personal profesional.

Etapa 3. La modernización de la refinación y la expansión hacia la petroquímica (1966-1973)

La carga de la refinería de Barrancabermeja pasó de 38 mil barriles de crudo por día en 1963 a 75 mil barriles de crudo por día en 1970. La ampliación de la carga fue impulsada por la mayor demanda de combustibles del país, lo que llevó a Ecopetrol a ejecutar varios ensanches modulares de la refinería, para ajustar la oferta de combustibles a este cambio tendencial en la demanda. Como consecuencia, distintas tecnologías comenzaron a coexistir en un gran complejo.

La etapa estuvo marcada por la política de Ecopetrol de ampliar la capacidad de refinación y avanzar en la integración de la cadena de valor, desarrollando la petroquímica. Se construyeron en Barrancabermeja las plantas de polietileno, en alianza con la Dow Chemical, y la planta de alquilato para detergentes con la firma







*Páginas 240-241:
planta de gas de Apiay,
Meta.*

*Sincronía de máquinas
en Barrancabermeja.*

japonesa Nigata. Durante la construcción se comenzaron a sentir los primeros efectos de una nueva conciencia ambiental que se desarrollaba en la comunidad mundial. Se presentaron protestas por la puesta en operación de esta última planta, que utilizaba una tecnología con efectos adversos sobre el medio ambiente.

También fue necesaria la construcción de oleoductos para llevar el crudo a la refinería de Barrancabermeja desde los campos de empresas privadas, como Texaco en Puerto Boyacá y Cities Service en Sabana de Torres. Para distribuir de manera eficaz los combustibles refinados (gasolina y aceite combustible), se construyeron poliductos de Barrancabermeja hacia Bogotá, Medellín y Cali. Estos se construyeron con

una tecnología de tubería soldada, muy distinta de la de tubería roscada del primer oleoducto construido en los años veinte por la Andian National Corporation (Andian), filial de la Standard Oil.

La transferencia de tecnología en esta etapa dependió de contratos integrales con empresas internacionales de ingeniería y con empresas titulares de las tecnologías de refinación. La premura que se tenía para lograr la autosuficiencia en refinación y entrar en la petroquímica llevó a esta forma de contratación. Por otra parte, la vinculación de personal profesional en ingeniería comenzó a darse en forma sistemática en esta etapa, en razón de los requerimientos de las tecnologías usadas en las nuevas plantas.

*Operarios en la planta
de grasa. Refinería
de Barrancabermeja,
1972.*

Etapa 4. Exploración con geología y sísmica en áreas tradicionales (1973-1977)

En esta etapa, a pesar del alza considerable en el precio del petróleo, Ecopetrol aún no se aventuraba a explorar en áreas muy alejadas de Barrancabermeja. En áreas vecinas, utilizando tecnologías de interpretación y de exploración nuevas para la época, se descubrieron los campos de Lizama y Llanito.

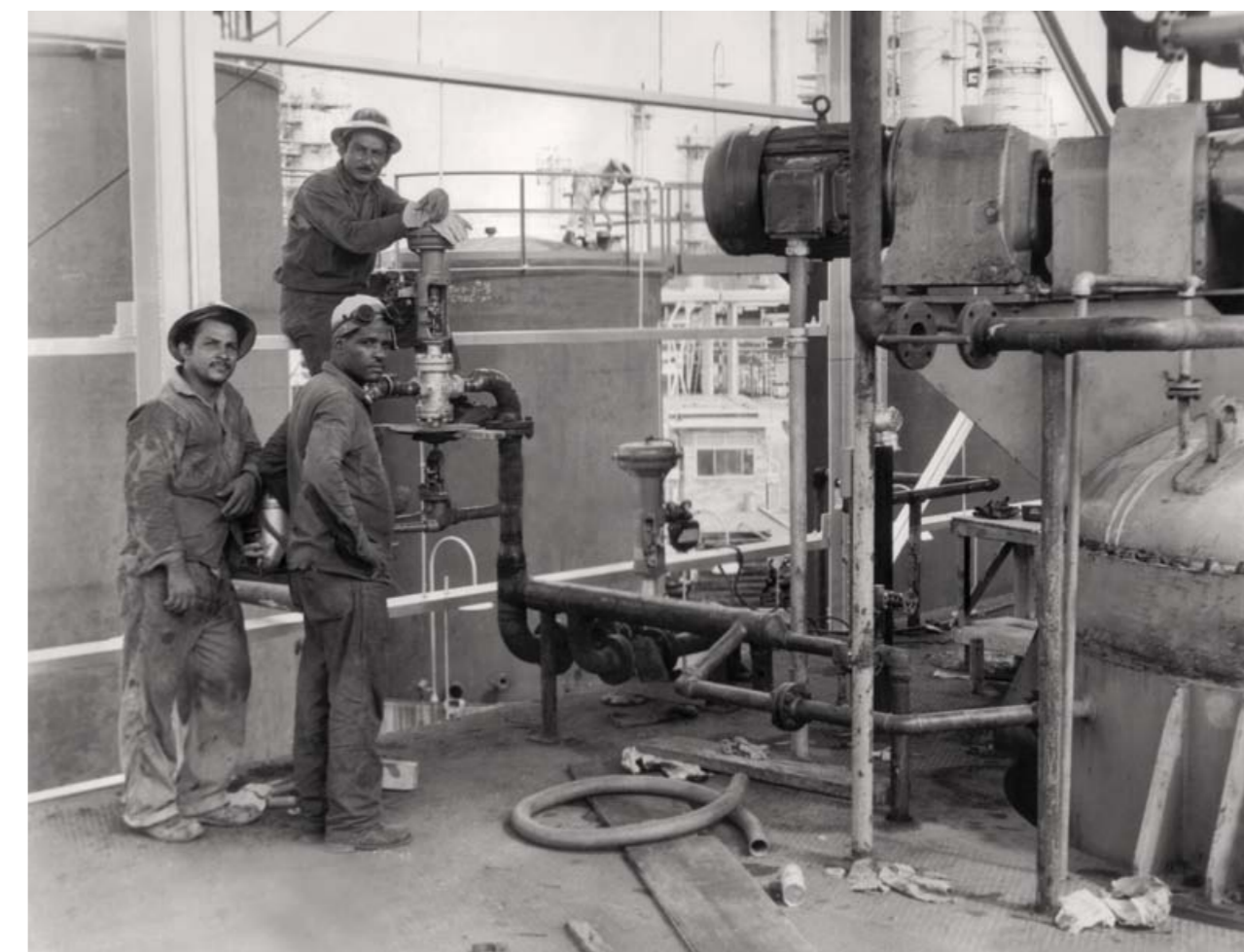
En 1976, en medio de las dos crisis petroleras, se creó en Ecopetrol la División de Desarrollo Tecnológico, con el fin de apoyar a sus áreas operacionales en la “resolución de problemas técnicos importantes y en la evaluación de alternativas y soluciones tecnológicas” (Aristizábal, 1994: 53).

Esta división hizo énfasis en el análisis de procesos y de sus efectos sobre el medio ambiente. No se detuvo en los temas de exploración. Contaba con una nómina de diez personas y disponía de varios laboratorios, propiedad de Ecopetrol, pero ubicados en Ingeominas y en el Instituto de Investigaciones Tecnológicas. Posteriormente estos

laboratorios sirvieron de base para equipar los laboratorios del ICP, pero los proyectos que alcanzó a desarrollar la división fueron de alcance limitado.

Etapa 5. Exploración en áreas nuevas y manejo de crudos pesados (1977-1985)

Los desarrollos de geología que se hicieron en esta etapa permitieron la explotación de los campos de Llanito, Lizama y, principalmente, Apiay. Ecopetrol perforó además los pozos Tauramena 1 y 2 y el Únete 1. Sin embargo, la tecnología que usaba la empresa en ese momento no le permitía alcanzar mayores profundidades. Tauramena 1 y 2 y Únete son los pozos pioneros del descubrimiento de Cusiana. Cuando los avances de la tecnología hicieron posible extraer hidrocarburos de rocas de 4% de porosidad, este importante yacimiento se hizo explotable y cambió la coyuntura petrolera del país. Aunque de gran valor para el país, Cusiana y Cupiagua tuvieron como efecto colateral que el interés en el desarrollo de la tecnología de



crudos pesados declinara por un tiempo. Años más tarde, el complejo de las tecnologías relacionadas con los crudos pesados volvería a valorizarse.

Aunque varias empresas extranjeras ya usaban en Colombia la tecnología de inyección de agua, a comienzos de la década de los ochenta Ecopetrol desarrolló un proyecto propio en el campo Casabe, con una tecnología que luego aplicaría a otros campos.

Etapa 6. Creación y consolidación del Instituto Colombiano del Petróleo (1985-2003)

El Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) fue creado el 11 de junio de 1985, por la Junta Directiva de Ecopetrol (Acta No. 1660 del 11 de junio de 1985), con el objetivo de “prestar apoyo tecnológico a la industria nacional para la reducción paulatina de la

dependencia tecnológica externa en el campo de los energéticos y los conexos”. El ICP inició operaciones en Bucaramanga con cuatro funcionarios: el director, dos ingenieros y una secretaria. A las pocas semanas, fueron vinculados dos profesionales colombianos que laboraban en el Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo (Intevep). Uno de ellos era investigador en transporte de crudos pesados con emulsionados, y el otro en refinación y petroquímica.

Con la creación del instituto se formalizaron los procesos de innovación en Ecopetrol y se le dio una entidad propia a las actividades de investigación y desarrollo. En 1987 se inició la ejecución de un plan estratégico de desarrollo del ICP a cinco años, con prioridad en tres áreas: 1) construcción de planta física (edificios y laboratorios); 2) adquisición de equipos científicos de laboratorio; 3) formación de personal científico.

En cumplimiento del tercer objetivo, indispensable para el desarrollo de actividades de innovación e

Sede del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), en el municipio de Piedecuesta, Santander.



Inauguración de la Litoteca Nacional en Piedecuesta, Santander.



investigación, Ecopetrol financió estudios de maestría a 22 profesionales en la Universidad Texas A&M y en la Colorado School of Mines.

Adicionalmente, entre julio de 1988 y junio de 1989 se organizaron cursos de especialización en convenio con institutos y universidades extranjeras: refinación y petroquímica, con el Instituto Francés del Petróleo (22 estudiantes); posgrado en yacimientos, con la Universidad Texas A&M (20 estudiantes); y geofísica, con la Universidad Colorado School of Mines (21 estudiantes). (Aristizábal, 1994).

El proceso de absorción de estos profesionales, especialmente los formados en el exterior, no fue fácil. Como lo explica Aristizábal (1994: 75), “con el regreso gradual de profesionales del exterior y la finalización de otras especializaciones en el país, se gestó un conflicto entre los conocimientos adquiridos y las necesidades tecnológicas de Ecopetrol, debido a que algunas personas se ubicaron en áreas de desempeño poco afines a la formación recibida”.

En los inicios del ICP, sus principales líneas de investigación se ubicaban en refinación, producción y exploración. Debido al aumento de la demanda interna de combustibles y a que la producción de Ecopetrol no aumentaba, en los inicios de la década de los ochenta disminuyeron las exportaciones petroleras del país. Esto coincidió con que en aquel entonces las políticas de tecnología de los países latinoamericanos privilegiaban instrumentos como el de las compras de las empresas estatales para promover el avance tecnológico y el desarrollo de las empresas nacionales.

Dentro de esta visión, Ecopetrol le asignó al ICP la responsabilidad de liderar el programa GI1 (Grupos de Integración con la Industria), que buscaba que la industria nacional produjese una mayor proporción de los insumos y equipos que requería la industria petrolera en Colombia. Como resultado, se desarrollaron productos para la industria petrolera como válvulas y múltiples accesorios de metalmecánica; se creó una División de Promoción Industrial y se construyeron laboratorios de ensayos no destructivos. Se vincularon al programa ingenieros de Ecopetrol, con frecuencia trasladados desde los campos de producción.

Sin embargo, al perder impulso en el país la política de estimular el desarrollo de la industria a través de las compras estatales, se fueron modificando los clientes internos de la División de Promoción Industrial. Ya estos no eran los ingenieros de los campos de producción, que no estaban muy interesados en reemplazar los componentes probados de los proveedores internacionales por los productos aún en desarrollo de la naciente industria nacional; los nuevos clientes serían los funcionarios de Ecopetrol del área de compras y materiales. En este esquema, se intentó desarrollar el concepto de usuarios inteligentes de los productos. Con este enfoque se desarrollaron varias empresas de servicios, y los funcionarios del ICP empezaron a ofrecer estos servicios a distintas dependencias operacionales, sin tanto éxito como en la primera fase.

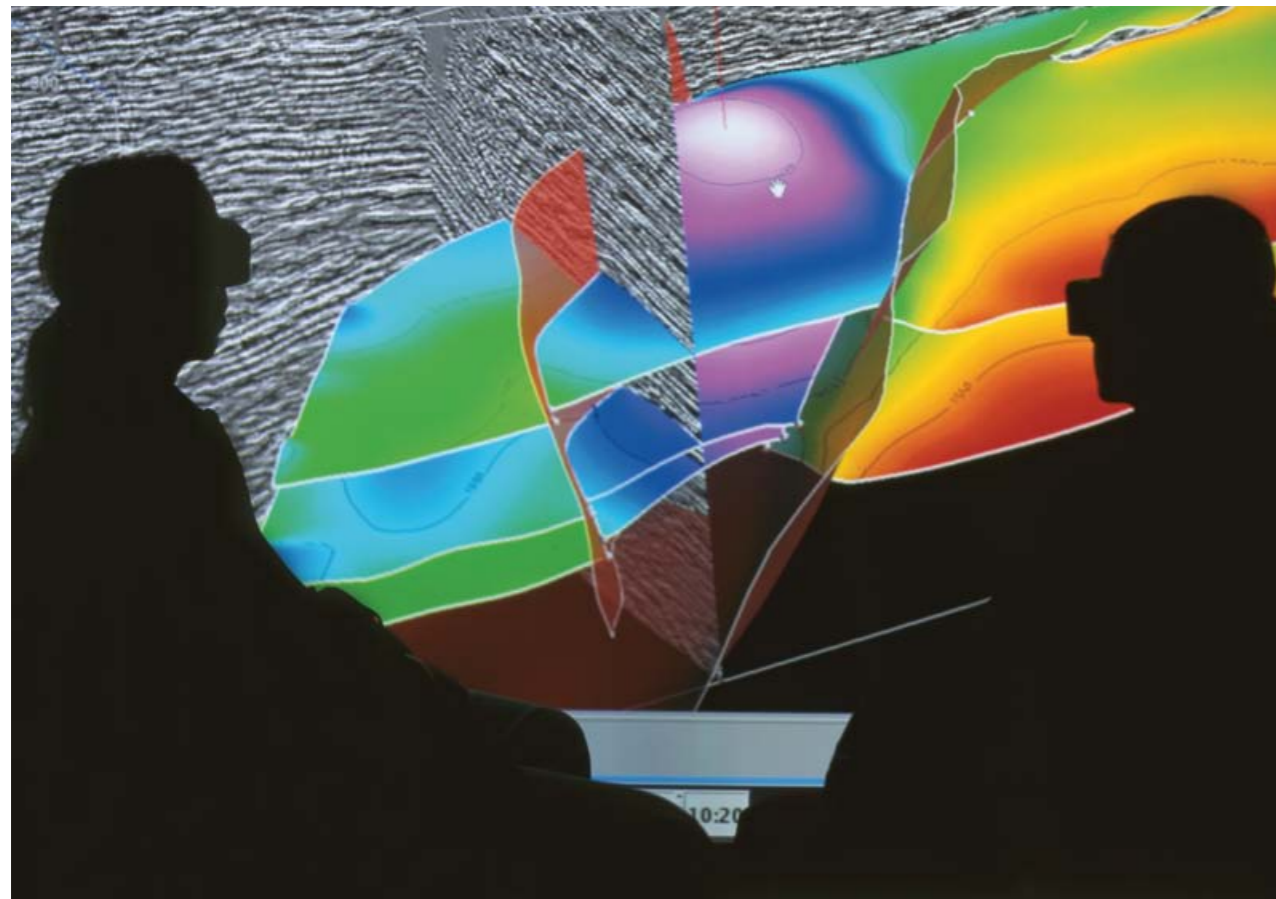
La política de apertura económica, iniciada en 1989, terminó haciendo insostenible el programa de GI1: progresivamente se transformó en un programa que algunos calificaron como “de ayuda social” o de relaciones con la comunidad industrial, y poco a poco fue desapareciendo el interés inicial de la administración de Ecopetrol por este.

Un hito en la línea de investigaciones en exploración fue la creación de la Litoteca Nacional en 1989, que coleccionaba muestras (cilindros) de roca sacadas de las perforaciones de los pozos. Con esta colección fue posible hacer un análisis geológico de mayor nivel científico, con el cual se buscaba confirmar estructuras que se pronosticaban y analizar las características de las diferentes capas del suelo, tales como la porosidad y la permeabilidad. Muchas de estas muestras, recogidas durante costosas perforaciones, estaban almacenadas de manera descuidada, y dispersas en los distintos campos de producción de Ecopetrol y de las empresas extranjeras que operaban en Colombia. El ICP se dio a la tarea de recolectar, clasificar y almacenar



El Instituto Colombiano del Petróleo, ubicado en el kilómetro 7 de la vía Piedecuesta, Santander, es la entidad encargada de la investigación petrolera en Colombia. Ha registrado cerca de 30 patentes, más de 130 productos tecnológicos, derechos de autor y marcas. En sus laboratorios el ICP ha realizado estudios sobre mejoramiento de la productividad y ha diseñado nuevos modelos en materia de seguridad industrial y salud ocupacional. Adicionalmente, es la sede la Universidad Corporativa, centro de entrenamiento para fortalecer las competencias técnicas y humanas de los funcionarios de Ecopetrol y las compañías petroleras extranjeras que operan en el país.





*Cedex de sísmica en 3D,
Bogotá.*

esta valiosa fuente de información. También se puso en funcionamiento el laboratorio de rocas, con el fin de desarrollar la capacidad en geomecánica. Durante esta etapa, el ICP ya transfería conocimiento a toda la empresa, pero especialmente en crudos pesados, transporte y mejoramiento. También avanzaron los proyectos de desasfaltado, emulsiones para transporte y combustibles no convencionales.

En 1989 el ICP inició las pruebas de *fuel oil* en emulsión. En 1993 se autorizó la construcción del gasoducto Ballenas-Barrancabermeja, cuya operación se inició en marzo de 1996. Como la construcción del gasoducto requería la garantía de un gran consumidor de gas para amortizar las inversiones en el largo gasoducto desde la Guajira hasta Barrancabermeja, se decidió cambiar el combustible de las calderas por gas natural. Esto disminuyó el interés por el proyecto de emulsiones de *fuel oil* y la aplicación de esta tecnología quedó congelada.

En 1996 el ICP logró resultados en el desarrollo de tecnologías de biodegradación (por la acción de bacterias), utilizadas en descontaminación de derrames de petróleo. Estas se aplicaron con buenos resultados en la piscina 6 de la refinería de Barrancabermeja y el ICP

exportó dicha tecnología a Trinidad y Tobago mediante un contrato de biodegradación de lodos aceitosos.

En ese entonces, el ICP logró poner exitosamente en operación una planta piloto de desasfaltado, con una capacidad de un barril por día. En 2011, al renacer el interés económico de la empresa por los crudos pesados, se ha autorizado realizar una prueba piloto a mayor escala, con una planta de desasfaltado de 200 barriles por día.

El 5 de junio de 1995, el Ministerio del Medio Ambiente expidió el Decreto 948 que “prohíbe el uso de crudo de Castilla así como de otros crudos pesados con contenidos de azufre superiores a 1,7% en peso, como combustibles en calderas u hornos de establecimientos de carácter comercial, industrial o de servicio”. Esto le abrió el mercado de las calderas y hornos al crudo Rubiales, que tiene un contenido de azufre del 1,33%.

En 2000, el campo Castilla pasó a ser de propiedad de Ecopetrol y operado por esta empresa. Chevron, el anterior operador, se había interesado en el desasfaltado. Por esta época se comenzó a sentir la declinación de los crudos livianos, especialmente de Caño Limón

*Estudiante del convenio
existente entre el Sena
y Ecopetrol. Cartagena,
2010.*





Aspectos de las labores realizadas por los investigadores en los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo.



y Cusiana. Con tecnologías adaptadas se empezó a utilizar la nafta como diluyente para transportar los crudos pesados de Castilla y Rubiales. En el ICP se realizó la simulación de la dilución para el transporte y para la refinación, y se valoró su índice de estabilidad.

Inicialmente los desarrollos del ICP estuvieron enfocados en la refinación y en los temas ambientales. Poco a poco, este desequilibrio se fue corrigiendo a favor de proyectos de investigación en producción y transporte, por ejemplo, al viabilizar el transporte de crudos pesados.

En cuanto a la formación de recursos humanos de alto nivel, varios entrevistados observan que, si bien el ICP formó un gran número de profesionales en el período 1985-2003, estos esfuerzos debieron enfrentar la emigración de una parte importante de este personal hacia otras empresas u otras áreas de Ecopetrol.

El período 1985-2003 (etapa 6 de la periodización propuesta) tiene otras características que resulta interesante subrayar¹. No era tan clara en aquel tiempo la política de registrar la propiedad intelectual o de combinar estratégicamente los registros públicos de propiedad intelectual con el conocimiento guardado en secreto. Según varios entrevistados, en esa etapa se prefería el secreto (por razones de costo y de riesgo de que otros aprovecharan ese conocimiento sin reconocer los derechos). Como la empresa no estaba inscrita en Bolsa, no se tenía plena conciencia del valor de las patentes como señal de valor de la empresa para los mercados. Las solicitudes de patentes en otros países fueron escasas. El 86% de los 69 productos

tecnológicos declarados durante ese período fueron adaptaciones de tecnologías existentes y mejoras incrementales, frente al 14% que pueden considerarse mejoras radicales o primicias tecnológicas. Los productos tecnológicos en refinación y producción predominaron sobre los de exploración, pero es de destacar la importancia que ya tienen las investigaciones ambientales en este período. Ecopetrol y el ICP se asociaban escasamente en proyectos de desarrollo tecnológico con universidades y centros: un único producto (de los declarados) fue desarrollado en convenio durante esta etapa. El 75% de los productos tecnológicos de este período son mejoras de equipos y productos, y desarrollos de *software*.

Etapa 7. Proceso sostenido de registro de innovaciones y patentes (2003-2010)

En el período 2003 a 2010, el ICP declaró 104 productos tecnológicos (Instituto Colombiano del Petróleo, ICP. Base de datos de productos registrados, 2010), frente a 70 que se habían declarado formalmente en el período anterior. Un mayor número de estos productos también han sido objeto de una solicitud de patente o han sido registrados bajo otras formas de propiedad intelectual. Una política más clara de apropiación del conocimiento desarrollado es la característica sobresaliente de esta etapa, y a ello se adiciona el inicio de un proceso de gestión sistemática del conocimiento.

Aula de la Universidad Corporativa del Petróleo, fundada por Ecopetrol en Piedecuesta, Santander, en 2006.

Página opuesta: el ministro del Medio Ambiente, Eduardo Verano de la Rosa, y el presidente de Ecopetrol, Antonio José Urdinola, revisan guías para la protección del ecosistema de la bahía de Cartagena. Julio de 1997.



1. Esta caracterización está basada en la base de datos de productos tecnológicos registrados del ICP



Intervención de J. P. Prince, presidente de CERI-Colombia, proyecto de energía, minería y medio ambiente, durante el lanzamiento de la Guía minero ambiental de beneficio y transformación, auspiciada por Ecopetrol en julio de 2002.

Puede adelantarse la hipótesis de que el cambio de naturaleza de Ecopetrol, que pasó de ser empresa estatal a sociedad anónima, tiene que ver con esta nueva orientación de la política de desarrollo tecnológico e innovación. En efecto, las patentes son señales al mercado de valores que suelen aumentar la valoración que este hace de la empresa (Laureiro et ál. 2007: 14); la propiedad de patentes es un activo intangible que los mercados valoran. El registro de patentes también es una estrategia defensiva, que permite mantener ventajas competitivas en condiciones especiales. Un ejemplo de ello es el desarrollo de herramientas para detectar el robo de combustibles en los poliductos. Nigeria es uno de los países con mayores índices de

robos de combustibles; por ello, el ICP patentó la tecnología que desarrolló para este fin en ese país. Un segundo ejemplo es el biocetano. Este producto permite mezclar diésel de palma con diésel producido a partir de los hidrocarburos. Aunque la prueba se ha llevado a cabo de manera exitosa en la refinación de Barrancabermeja, los precios subsidiados del diésel en Colombia aún no hacen económicamente viable utilizar esta tecnología. Sin embargo, se estima que en un futuro los mayores productores de palma del mundo la podrán usar. Ecopetrol ha registrado una solicitud de patente en Indonesia con este propósito. El valor comercial o ambiental de las patentes comienza a ser reconocido de manera generalizada.

En 2003, un estudio contratado con Booz Allen and Hamilton recomienda “posicionar el conocimiento y la tecnología como activos estratégicos de Ecopetrol” (revista *Innova*, 2010a). Asimismo, indica que la responsabilidad formal de la gestión de tecnología en Ecopetrol debería estar en el ICP. Esta estrategia de innovación y tecnología fue adoptada por Ecopetrol posteriormente, en 2007, y se la concibe como estrechamente ligada a las metas de producción a mediano plazo.

Los esfuerzos de difusión interna del conocimiento se acentuaron en esta etapa, con la meta de evitar un bache de conocimiento que podía darse hacia 2010. En 2006 se inauguró la Universidad Corporativa de Ecopetrol, que ha generado 200 mil horas de formación, aprovechando el conocimiento distribuido entre los funcionarios de la empresa.

La evolución de la innovación y la tecnología de Ecopetrol en el período 2003-2010 está marcada por el cambio organizacional en la empresa. La asignación de la responsabilidad de administrar las áreas petroleras de Colombia a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la venta en bolsa de una porción del patrimonio del Estado y la internacionalización de sus operaciones han incidido en definir nuevas orientaciones para la investigación y la innovación.

Las reservas de Ecopetrol son estrictamente certificadas por entidades que informan a los mercados internacionales de capital; son un activo estratégico que le facilita a Ecopetrol la financiación necesaria para el desarrollo de sus proyectos. Ecopetrol compró campos petroleros en operación en el país, en Estados Unidos y en Perú para ampliar estos activos. Se adquirieron también intereses en áreas exploratorias de Perú y Brasil.

Para la exploración se comenzaron a usar tecnologías de sísmica 3D y programas avanzados de

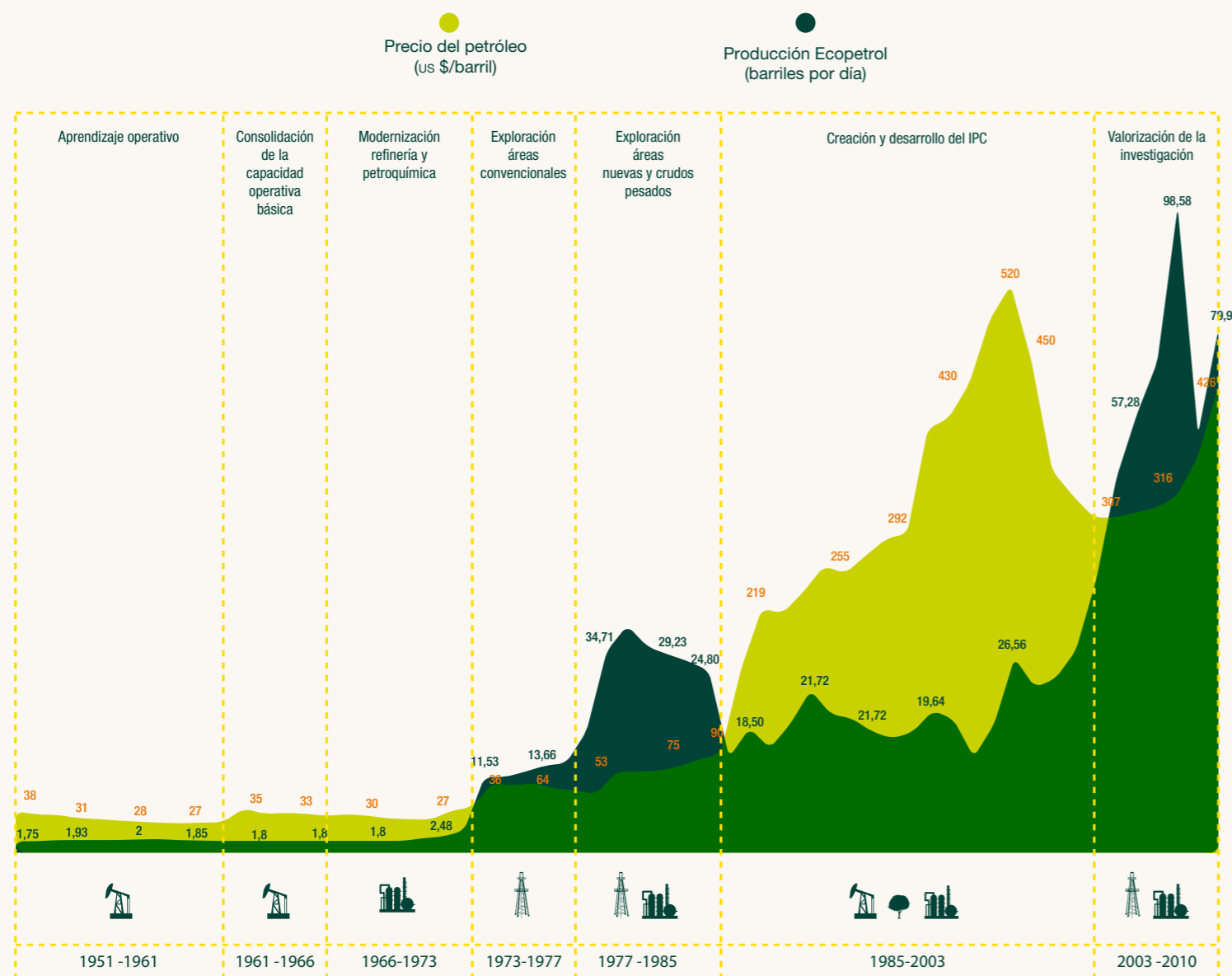


interpretación sísmica en 1996. Se ha avanzado notablemente en el conocimiento del piedemonte llanero, a partir de los desarrollos de los campos de Cusiana y Cupiagua. Se espera que este conocimiento permita desarrollar en el futuro nuevas áreas en el piedemonte. Ecopetrol ha mejorado su nivel de conocimiento geológico y de bioestratigrafía (Tovar et ál., 2006). Los aprendizajes de la organización en geomecánica y mecánica de rocas adquieren un valor estratégico, especialmente después de que Ecopetrol,

en alianza con Talisman, adquirió las participaciones que tenía British Petroleum (BP) en estos campos.

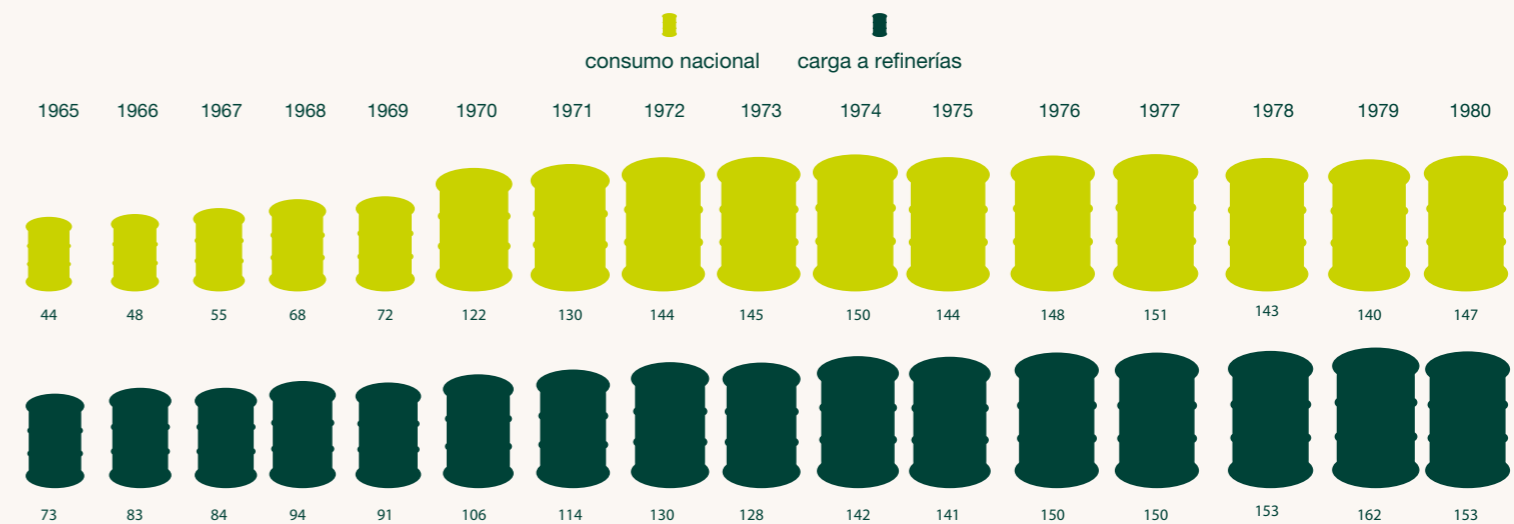
En perforación, los avances tecnológicos son también notables: se utilizan técnicas de perforación horizontal en Rubiales (60% Ecopetrol) y en Castilla, Apiay y Chichimene (100% Ecopetrol). Aunque en Rubiales el operador es una compañía distinta, el seguimiento de la operación se hace con mayor capacidad de supervisión y aprendizaje que en la época de los primeros contratos de asociación.

Gráfico 2
Etapas del aprendizaje tecnológico y la innovación en Ecopetrol
(Relación con precio internacional y producción Ecopetrol)



Fuente: Las series de precios y producción de crudo son tomadas del documento de Martínez (2011).

Gráfico 3
Consumo de combustibles en Colombia y carga de las refinerías
1965-1980
(miles de barriles por día)



Fuente: Martínez (2011).

Páginas 254-255:
Estación compresora Porvenir, Meta, del gasoducto Cusiana-Porvenir-La Belleza. La capacidad presente del gasoducto es de 150 mp/d. Actualmente constituye el principal centro de suministro de gas para la capital del país y los ramales de Boyacá y Santander.

En el eslabón de la producción se utilizan prácticas de mejoramiento del factor de recobro, como la inyección de agua. Se ha adquirido la conciencia de hacer más rentables las operaciones de producción, realizando una mejor gestión energética. Las tecnologías de recobro son una prioridad en esta fase y en enero de 2012 se espera tener una prueba piloto de inyección con aire en el campo Chichimene en los Llanos Orientales.

El desasfaltado de crudos pesados vuelve a tomar importancia en esta fase. Es un instrumento (todavía en desarrollo) que contribuiría a asegurar un dominio de la producción de crudos pesados. Tecnologías como el hidrotreatmento, el *hidrocracking* y la conversión profunda son parte de esta agenda. Nuevas líneas de investigación comienzan a vislumbrarse en el gas asociado a los esquistos (*shales*), el gas asociado al carbón y las arenas bituminosas, en donde el potencial puede ser grande.

En transporte también hay avances de investigación y desarrollo. El transporte por oleoducto de diluciones de crudos pesados se hará con el propósito de disminuir la flota de carotanques. Se destaca la tecnología para controlar el hurto de combustible en los poliductos de Colombia. Las pérdidas, antes evaluadas en us \$320 millones por año, disminuyeron en cerca del 40% con una tecnología que ha sido patentada en

Nigeria, donde podría tener importante aplicación y un mercado. Otra fortaleza en transporte se está desarrollando en la evacuación de crudos pesados.

En refinación, se ha avanzado en atender las regulaciones ambientales más estrictas y mejorar la calidad de los combustibles. En 2010 se puso en funcionamiento una planta de hidrotreatmento que permite producir gasolina y diésel con bajos contenidos de azufre, y se modernizaron los servicios industriales en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena. Innovaciones de producto destacadas han sido la gasolina verde con aditivo; los catalizadores para los procesos de refinación, desarrollados en asocio con expertos internacionales; y el bioetanol, cuya patente está registrada en Indonesia y Corea. En comercialización o distribución, se ponen a punto mezclas con bioetanol y con biodiésel.

Muchas de las necesidades de conocimiento y tecnología que se intentan satisfacer se originan en una mayor conciencia ambiental. Se empieza a observar una tendencia a la disminución en el consumo de gasolina en Colombia debido al aumento en el consumo de diésel y de gas vehicular y, en parte, al desarrollo de sistemas públicos de transportes centralizados. Alrededor de lo ambiental, se ha forjado una permanente línea de investigación, innovación y selección de tecnologías. Se ha avanzado de manera importante en el diseño de nuevos productos y en la selección de tecnologías de proceso.



En Colombia los biocombustibles se desarrollan por razones ambientales, sociales y de diversificación energética (revista *Innova*, 2009b). La primera ola de los biocombustibles está impulsada por la Ley 693 de 2001, que establece la mezcla obligatoria de etanol con gasolina y un precio regulado, siguiendo el modelo de Brasil. Los ingenios azucareros fueron los primeros en participar, instalando destilerías anexas. Se utilizó para ello la tecnología india de Praga, por su manejo de las vinazas. El ICP ha participado en este proceso realizando pruebas con la mezcla etanol-gasolina, y ha logrado un producto con octanaje de características internacionales.

La segunda ola ambiental se relacionó con el biodiésel, que se extrae del aceite crudo de palma. Colombia ha seguido la tendencia mundial hacia la “dieselización” del parque automotor. Los herederos de esta oportunidad de mercado han sido los industriales que procesan el aceite de palma para alimentación (Desmet-Ballestra, 2011; Bernardini, 2011). En 2010 Ecopetrol inauguró su planta Ecodiésel en la refinería de Barrancabermeja.

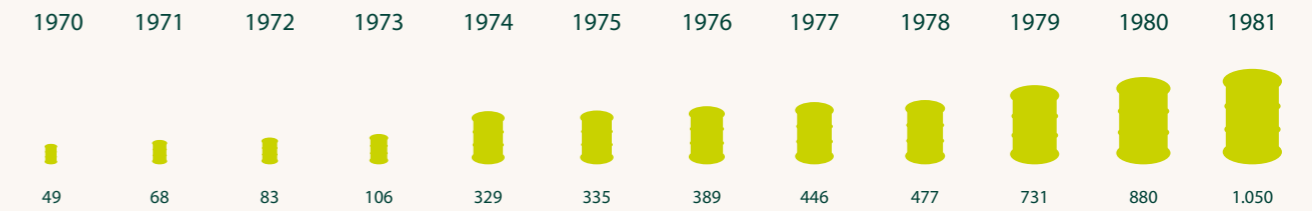
La tecnología para el transporte de biocombustibles por poliductos es un cuello de botella para el desarrollo de los biocombustibles, por lo cual se han realizado esfuerzos de investigación para superar esta barrera. Ecopetrol está realizando simulaciones para aumentar la eficacia de los procesos biológicos y, en estos desarrollos, las alianzas nacionales e internacionales son indispensables (revista *Innova*, 2009b).

En gestión organizacional se han creado grupos que elaboran gestión de conocimiento con temas transversales, se aplica la metodología de las lecciones aprendidas y el concepto de comunidades de práctica y se organizan foros de entorno.

La multiplicación de necesidades de conocimiento e innovación que se percibe en los anteriores párrafos muestra el papel estratégico que la tecnología ha adquirido en la primera década del siglo XXI. La etapa 2003-2010 en la historia de la innovación en Ecopetrol presenta características que en parte reflejan esta demanda.

*Operario en el campo
Apiay, Meta.*

Gráfico 4
Valor de las compras de crudo para cargar refinerías
1970-1981
(miles de dólares por año)



Fuente: Martínez (2011).

La adaptación de tecnologías ha perdido importancia relativa dentro de los nuevos productos tecnológicos, con respecto a la etapa anterior. En cambio, las primicias tecnológicas y las mejoras radicales, aunque en números absolutos pequeños, presentan una rápida tendencia de crecimiento. Las solicitudes de patentes crecen en forma continua y los países donde se solicitan patentes se multiplican. El secreto industrial, que en la etapa anterior era una forma de protección frecuente, desaparece en buena parte de los productos declarados, aunque se puede pensar que una combinación estratégica entre patentes y secreto sea la combinación óptima (Forero Pineda, 1998). Los productos desarrollados mediante convenio con universidades y centros aparecen con fuerza. Los productos de *software* y el desarrollo de metodologías adquieren una importancia relativa fuerte en esta etapa.

La periodización de la historia de la tecnología y la innovación en Ecopetrol, y su relación con los precios internacionales y las coyunturas del abastecimiento en Colombia

La periodización adoptada en la sección anterior —hecha de acuerdo con los tipos predominantes de aprendizaje tecnológico, de transferencia de tecnología y de las características de los procesos de innovación en Ecopetrol en cada etapa— tiene una relación directa con fenómenos económicos que se dieron en el entorno de la industria petrolera internacional y

del país en cada etapa. En esta sección se muestra que la sucesión de las etapas propuestas y los desarrollos de la tecnología e innovación en Ecopetrol guardan correspondencia con la evolución de los precios internacionales y la situación de abastecimiento nacional de combustibles. En efecto, las decisiones que motivaron los cambios de rumbo en tecnología e innovación tuvieron que ver con los requerimientos de grandes inversiones y el alto riesgo propios de la industria petrolera.

En el gráfico 2 (pág. 256) se presenta la periodización en siete etapas que se han propuesto para el aprendizaje tecnológico y la innovación en Ecopetrol, en el contexto de la evolución de los precios internacionales y de la producción de crudo en Colombia.

En la etapa 1, de 1951 a 1961, los precios del petróleo se mantenían en un nivel relativamente estable que oscilaba alrededor de us \$2 por barril. En esta etapa, Ecopetrol mantuvo invariada la tecnología y prolongó las prácticas de sus distintas actividades de la manera acostumbrada, utilizando los mismos métodos, tecnología y equipos que existían en el momento de la reversión. El previsto crecimiento de la economía indujo el proyecto de modernización de la refinería de Barrancabermeja.

La consolidación de la capacidad operativa (etapa 2, 1961-1966) se da en condiciones de entorno nacional e internacional similares a las de la etapa 1. En la etapa 3, las condiciones comienzan a modificarse. Aunque la demanda de combustibles fue de 83 mil barriles de crudo por día en 1966, la capacidad de carga de la refinería de Ecopetrol era de 48 mil, como se observa en el gráfico 3 (pág. 257).



La refinera de Intercol en Cartagena y las importaciones cubrían la diferencia. Ecopetrol aspiraba a una capacidad de refinación que pudiera abastecer el 100% de la demanda nacional de combustibles; por tal razón, durante esta etapa se ejecutaron varios proyectos para ampliar y modernizar la refinera de Barrancabermeja.

Debido a los precios bajos del petrleo y a que los recursos de la Nación estaban enfocados en la ampliación de la capacidad de refinación, en esta etapa no se vislumbraban razones para que Ecopetrol asumiera un papel más activo en la exploración y producción directa de nuevas áreas. En esta etapa Ecopetrol mantenía un nivel de producción cercano a los 30 mil barriles de crudo por día, inferior a los 38 mil barriles que se producían al momento de la reversión de la Concesión de Mares.

Por el contrario, las empresas extranjeras que tenían concesiones con la Nación, seguían explorando y produciendo en nuevas áreas, logrando que su producción inicial de 65 mil barriles por día en 1951 pasase a 166 mil barriles de crudo por día en 1966. Este crecimiento de la producción de las operadoras extranjeras le permitía a Ecopetrol abastecer la carga de su refinera con petrleo colombiano, en parte comprado a operadoras internacionales. El sistema de concesión en Colombia se aplicó en 454 contratos con 140 operadoras privadas.

La economía colombiana se dirigió durante los años sesenta por una senda de desarrollo industrial, que se reflejó en el continuo crecimiento de la demanda de combustibles. En el período 1965-1969 el consumo de combustibles del país superaba la carga de la refinera de Barrancabermeja, pero la producción de la refinera de Cartagena, de propiedad de Intercol, contribuía al autoabastecimiento. Esta situación explica el surgimiento de la etapa 3, en la cual se modernizan las refineras y se desarrolla la petroquímica. La política se sustentó en el modelo de sustitución de importaciones y de expansión del mercado interno, que fue común a la mayoría de los países latinoamericanos.

En 1974, Ecopetrol logró disponer de una capacidad de carga de refinación suficiente para atender la totalidad de la demanda nacional de combustibles, cuando la refinera de Cartagena pasó a sus manos. En ese momento la capacidad de carga de esta refinera era de 46 mil barriles de crudo por día, y se mantuvo en ese nivel hasta 1987, año en que fue ampliada a 71 mil barriles de crudo por día.

Una vez que se alcanzó la autosuficiencia en producción de combustibles, Ecopetrol consideró que un camino natural para el desarrollo de las refineras era avanzar en la cadena de valor de los hidrocarburos, y por ello buscó un mayor desarrollo de la industria petroquímica

en Colombia. Cuando a mediados y finales de los años setenta, los precios del petrleo se dispararon, las prioridades de inversión cambiaron hacia la exploración y hacia el aumento del recobro en los campos maduros.

La etapa 4 (exploración de áreas convencionales) estuvo marcada por las dos crisis petroleras mundiales. En el momento en que los precios se dispararon entre 1973 y 1974, Ecopetrol tenía una producción propia de entre 30 mil y 40 mil barriles de crudo por día, y debía comprar 70 mil u 80 mil barriles de crudo por día a las empresas internacionales, para cargar plenamente sus refineras y cubrir la demanda nacional de combustibles. La demanda nacional de combustibles estaba creciendo en esa década a una tasa del 3% anual.

Cuando se precipitó la primera crisis del petrleo con la guerra de Yom Kippur, entre septiembre y octubre de 1973, el precio del petrleo se quintuplicó y pasó de us \$2,50 por barril en 1972 a us \$11,60 por barril en 1974. A pesar de que el embargo petrolero se levantó en marzo de



Páginas 260-261: terminal marítimo Pozos Colorados en el distrito de Santa Marta, Magdalena. Infraestructura vital para la importación y exportación de hidrocarburos en el país.

Abajo y página opuesta: laboratorio de biotecnología del Instituto Colombiano del Petrleo.



1974, los efectos de la recesión mundial causada por esta crisis se sintieron hasta comienzos de los años ochenta.

Los precios del petróleo pasaron de us \$11,60 por barril en 1974 a us \$34,71 en 1981, atizados primero por la revolución de Irán en 1978 y luego por la guerra entre Iraq e Irán, que se inició en 1980. La situación solamente se empezó a estabilizar a finales de 1981.

Por aquel entonces, Ecopetrol debía comprar a precios internacionales más de 76 mil barriles de crudo por día para cargar sus refinerías. El incremento de los precios en estos dos momentos tiene un gran impacto en la forma como se planteará la estrategia petrolera nacional, y en la gestión de la innovación tecnológica dentro de la empresa en los años siguientes. El hecho de que el país estuviese pagando anualmente us \$50 millones en 1970 por el crudo adicional, para cargar las refinerías, y luego incrementara este valor anualmente hasta llegar a us \$1.050 millones en 1981 (ver gráfico 4, pág. 259), tuvo un efecto negativo en los estados financieros de Ecopetrol. Esto marcó la forma como se manejó de aquí en adelante el aprendizaje tecnológico y la innovación en la empresa.

En la etapa 5, Ecopetrol acometió varios proyectos tecnológicos con el fin de aprovechar los recursos petroleros limitados con que se contaba en ese entonces. Algunos de estos proyectos, que habían sido estudiados previamente por Ecopetrol, no eran rentables con los precios del petróleo en el nivel de us \$2. A partir de 1980, con precios del petróleo por encima de los us \$20 por barril, estas oportunidades de negocio se volvieron atractivas. Estos proyectos estuvieron enmarcados en tres líneas de desarrollo: aumento del factor de recobro en los campos de producción maduros, desarrollo de los crudos pesados y mejoramiento de la eficacia de la refinería para extraer una mayor cantidad de productos de más alto valor comercial. En esta etapa, Ecopetrol también adelantó varios proyectos para explotar de mejor manera los crudos pesados del Magdalena Medio y de los Llanos Orientales.

Sin embargo, en 1983, cuando la compañía Occidental descubrió el campo Caño Limón, cuyas reservas fueron inicialmente estimadas en 1.100 millones de barriles de crudo liviano, el apremio por explotar los crudos pesados disminuyó. Esto hizo que algunos proyectos e investigaciones de Ecopetrol, que hasta ese momento se consideraban atractivos, dejaran de serlo. Más tarde, Cusiana y Cupiagua reforzarían esta decisión.

De 1980 a 1986 los precios del petróleo presentaron una tendencia a la baja. En ese entorno, en 1985 se creó el ICP. De ahí en adelante, los precios del petróleo

presentaron una gran variabilidad, como se observa en el gráfico 2 (pág. 256). Aunque el precio promedio es cercano a los us \$20 por barril, en algunos años bajó a us \$12, y en otros subió a us \$24. Esto significaba que muchos proyectos y desarrollos tecnológicos, que podían ser viables con precios altos del petróleo, no fueran considerados rentables.

De 2003 a la fecha (etapa 7), los precios del petróleo han permanecido por encima de los us \$30 por barril, alcanzándose un precio promedio por encima de los us \$60 por barril. El alza tiene relación con la guerra de Iraq, la creciente demanda de los países asiáticos y la huelga de Petróleos de Venezuela S. A. (PDVSA). Estos eventos restringieron la oferta mundial y afectaron las expectativas de disponibilidad, lo que disparó los precios. La disminución temporal de los precios del petróleo, por debajo de los us \$50 en el período comprendido entre diciembre de 2008 y abril de 2009, se explica por la crisis financiera que se presentó en esa época. En esta etapa, Ecopetrol adelantó una estrategia explícita de respaldar su crecimiento con innovación y tecnología y le asignó al ICP la conducción de esta estrategia.

Discusión final

La breve revisión de la historia de la tecnología a nivel global que se presentó en la segunda sección permitió caracterizar un sencillo modelo de innovación en las modernas empresas petroleras. En ese modelo, el desarrollo de capacidades internas de innovación, las redes con otras empresas, universidades y centros de investigación, las formas de transferencia de tecnología y los mecanismos de apropiación del conocimiento desempeñan un papel primordial.

Las capacidades internas de innovación se vislumbran como indispensables, no solamente para desarrollar innovaciones propias, sino para aprender y adaptar tecnologías: ya sea que la tecnología se compre, se observe en las prácticas de operadoras asociadas o sea de dominio público, para poder aprovecharla se requiere que la empresa receptora tenga una capacidad propia de innovar (Cohen y Levin, 1989). La escogencia de tecnologías también requiere una capacidad propia para evaluarlas y negociarlas, que se facilita cuando se adelantan procesos de investigación *in-house* relacionados.

Adaptar tecnologías adquiridas o de dominio público también demanda recursos humanos del más alto nivel. A través de los años, en Ecopetrol se han dado “olas” de formación de recursos humanos con distintos objetivos

Diecisiete de los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo han sido acreditados por la Superintendencia de Industria y Comercio; cuatro están avalados por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM); y su Centro de Información Técnica (CIT) fue la primera unidad de información especializada en Colombia y Latinoamérica en recibir la certificación del Sistema de Gestión de la Seguridad de la Información.



específicos. En las primeras etapas, el énfasis de la formación de recursos humanos estuvo en la capacitación para la operación. En la etapa tecnológica, marcada por grandes inversiones para ampliar la capacidad de refinación y la petroquímica, las políticas de recursos humanos comenzaron a enfatizar en la formación profesional. Desde la creación del ICP se han dado varios momentos de impulso a la formación especializada y a nivel de maestría de los funcionarios de Ecopetrol y del instituto. La política más agresiva de aprendizaje tecnológico e innovación que se gesta en la actualidad demandará la formación a nivel doctoral de un número muy importante de profesionales, no solamente vinculados a las labores de investigación, sino a las actividades de creación de valor en toda la empresa. Esta política presenta dificultades, que no son exclusivas de la industria petrolera. El principal es el riesgo de “fuga de cerebros”, que en el caso de esta industria depende en forma estrecha de las variaciones de coyuntura internacional. En esta y en otras industrias, dichos riesgos implican adelantar políticas ambiciosas de formación de recursos de nivel doctoral, para hacer frente a las eventualidades de algunas partidas de personas altamente calificadas, y apuntalar las estrategias de gestión del conocimiento que aseguren la transferencia dentro de la organización de sus conocimientos. En otros países de América Latina se han adoptado estrategias agresivas de este tipo.² En el caso de las empresas de menor tamaño, es clara la necesidad de concentrar esfuerzos en “nichos de investigación”, en los que se tienen fortalezas pero también necesidades apremiantes.

En las distintas etapas de la historia de la tecnología en Ecopetrol fueron cambiando los mecanismos predominantes de transferencia de tecnología y conocimiento hacia la empresa. En las primeras tres etapas (aprendizaje operativo, consolidación de la capacidad operativa y modernización de la refinería y la petroquímica), la forma predominante de transferencia de tecnología hacia la empresa fueron los contratos de asesoría y licencias. En las etapas 4 y 5 se confió la transferencia de conocimiento a las cláusulas de transferencia de tecnología de los contratos de asociación, aunque —como se ha mostrado— estas no bastaron para asegurar la transferencia de conocimiento operativo de la compañía asociada a Ecopetrol, y los aprendizajes fueron marginales. La excepción fueron aquellos contratos muy posteriores en los que Ecopetrol asumió el papel de operador, y en donde se pudieron dar importantes procesos de “aprender haciendo”, especialmente en yacimientos y producción. Como lo expresara el exministro y primer director del ICP, Jorge Bendeck, “Si usted quiere aprender tiene

que empezar por hacer. Transferir tecnología es enseñar cómo hacer. El que sabe cómo hacer tiene tecnología” (revista *Innova*, 2010b: 14).

En la primera etapa del ICP predominó la realización de proyectos propios y se destacan aquellos de plantas piloto como espacios de experimentación. En la segunda etapa, la gestión del conocimiento y la ejecución de proyectos de investigación dentro de convenios con universidades y centros de investigación se ha convertido en fuente importante de transferencia de tecnología. De igual manera, en la medida en que Ecopetrol ha desarrollado una capacidad interna de innovación, el aprendizaje proveniente de la asociación con otras compañías se ha incrementado.

La mayoría de las grandes innovaciones de la industria petrolera venían siendo creaciones de empresas distintas de las productoras. Sin embargo, esta tendencia comienza a revertir, debido al interés de las empresas productoras de asegurar su acceso y mantener un control sobre el uso de las tecnologías que se desarrollan. Si bien en estos emprendimientos innovadores participan compañías de servicios petroleros, centros de investigación y universidades, algunas compañías petroleras mantienen *in-house* una parte de la investigación y se aseguran de financiar la totalidad de los proyectos en los cuales tienen un interés estratégico (Estrella, 2003: 5).

Las formas de apropiación del conocimiento técnico son hoy objeto de una cuidadosa planeación. La combinación entre patente, secreto industrial y otras formas de protección alrededor de una tecnología específica se hace atendiendo criterios estratégicos y teniendo en cuenta las posibilidades de imitación de cada componente de la tecnología. El interés en desarrollar patentes llegó a Ecopetrol muy poco tiempo después de la creación del ICP, y ha ido evolucionando a través del tiempo. En un comienzo, las patentes eran más el fruto de iniciativas personales que de una política clara; quienes las promovían en aquel entonces, visualizaban las patentes como una forma de promover la imagen institucional, un estímulo moral a las personas que figuraban en ellas como coautores, y como forma de asegurar que otras empresas no se apropiaran de ese conocimiento. El interés comercial en patentar y en convertir a las patentes en fuente de valor para la empresa apareció más tarde, en la etapa 7. Hoy las patentes comienzan también a ser vistas como señales a los mercados de valores.

Ante la progresiva transformación del negocio del petróleo y del gas en un negocio de la energía, los papeles de la investigación, el desarrollo adaptativo

Análisis en el Instituto Colombiano del Petróleo.

y la innovación crecen en importancia para la industria petrolera. La decisión de Ecopetrol de seguir esta macro-tendencia seguramente la llevará en forma progresiva a depender cada día más de la creación de conocimiento para generar valor a partir de recursos energéticos que serán más variados y más limpios.

Agradecimientos

En este recuento de la historia de la innovación y el aprendizaje tecnológico en Ecopetrol, las tecnologías y los eventos han sido los protagonistas. Sin embargo, detrás de unas y otros los actores son las personas. El énfasis de otros capítulos de este libro está precisamente en esas contribuciones personales.

Muchos de los actores que intervinieron en los adelantos tecnológicos y en la puesta en marcha de las políticas

de innovación narradas en este capítulo contribuyeron a precisar los hechos y a interpretar el proceso histórico. Dedicaron valioso tiempo a reconstruir episodios, a ayudar a encontrar el hilo de la historia y a guiar por la documentación disponible. Aunque la responsabilidad por lo escrito es exclusivamente de los autores, se quiere agradecer especialmente a las siguientes personas:

Alexander Martínez, Alfonso Vides Gómez, Alberto Flórez, Álvaro Prada, Andrés Reyes, Astrid Martínez, Carlos Alberto Mora, Cristian Gélvez, Fernando Gutiérrez, Francisco Chona (expresidente de Ecopetrol), Hans Moreno, Ingrid Cortés, Javier Nevito, Jorge Albarracín, Jorge Luis Grosso, José Armando Pérez, Leyla Tovar, Luis Antonio Valderrama, Luz Edelmira Afanador, Nelson Alberto Castañeda, Néstor Fernando Saavedra (director del ICP), Óscar Javier Guerra, Rafael Luciano Quintero, Rigoberto Barrero, Santiago Díaz y Sonia Castro.



2. Suslick (2007) reporta la realización de 340 tesis de petróleos en el período 1989-2007, en un centro de investigación universitario de Brasil. Este centro contó con una inversión de la industria y el Estado que solo en 2007 fue superior a los US \$18 millones.

Bibliografía

Allaud, L.A. y Martin, M. H. *Schlumberger, The history of a technique*. John Wiley & Sons. 1977. Nueva York.

American Petroleum Institute (API). 1961. *History of Petroleum Engineering*. Dallas, Texas.

Aristizábal, F. J. 1994. ICP. *Diez años de progreso tecnológico*. Ecopetrol. Bogotá.

Arthur, W. B. 2009. *The Nature of Technology: What it Is and How it Evolves*. The Free Press and Penguin Books. Nueva York.

Ashburner, C. 1887. "Petroleum and natural gas in New York State". *Transactions, AIME*. Vol. 16: 906-959.

Bernardini, C. M. 2011. "Biodiesel" (Recuperado en <http://www.cmbernardini.it/company-profile.html>).

Bok, J. K. et ál. 2000. "Supply chain optimization in continuous flexible process networks". *Industrial and Engineering Chemistry Research*. 39(5): 1279-1290.

Brantly, J. E. 1961. *History of Petroleum Engineering, Chapter 5: Percussion Drilling System*. American Petroleum Institute. 1961. Nueva York.

Cohen, W. y R. Levin . 1989. "Empirical studies of innovation and market structure." En Schmalensee, R et ál. (Eds.). *Handbook of Industrial Organization*, 2. Elsevier Science Publications. North-Holland, pp. 1060-1107.

Cooper Cameron 2003. *Cameron First Ram-Type BOP. An ASME Historic Mechanical Engineering Landmark*. Cooper Cameron Corporation Division, documento TC1709. Julio.

Derry, T. K. et ál. 1960. *A short history of technology*. Oxford University Press. Oxford, RU.

Desmet-Ballestra. 2011. "Biofuels". *Science behind Technology* (Recuperado en <http://www.desmetballestra.com/>). Energy Information Administration (EIA). 1993. *Drilling Sideways--A Review of Horizontal Well Technology and Its Domestic Application*. Report DOE/EIA-TR-0565, Washington.

Ecopetrol. Actas de Junta Directiva. Citadas con número y fecha en el texto.

Estrella, G. 2003. "The Importance of Brazilian Deepwater Activities to the Oil Industry Technological Development". Offshore Technology Conference, 5-8 may. Houston, Texas.

Forero, C. 1998. "Secret of the trade and endogenous exclusion". *International Society for New Institutional Economics*. París, Francia. Septiembre.

Grossmann, I. E. 2004. "Challenges in the new millennium: product discovery and design, enterprise and supply chain optimization, global life cycle assessment". *Computers and Chemical Engineering* 29: 29-39.

Halbouty, M. T. 2000. "Exploration into the New Millenium". Second Wallace E. Pratt Memorial Conference "Petroleum Provinces of the 21st Century". January 12-15. San Diego, California.

Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). 2010. *Base de datos de productos registrados*. Documento interno. Piedecuesta.

Journal of Petroleum Technology (JPT). 1999. "Frontiers of Technology". (Recuperado en septiembre de 1999 de http://www.spe.org/spe-app/spe/jpt/1999/09/frontiers_drilling_tech.htm).

Kettle, R. W. 1985. "Fifty years of case histories". *Geophysics*, 50(12): 2431-2442. Diciembre.

Laureiro, D. et ál. 2007. "Innovation patterns and intellectual property in SMEs of a developing country", *Galerías* 17. Universidad de los Andes. Bogotá.

Lyle, D.: *50 years of Offshore oil and gas development*. Hart Publications. 1997. Houston.

Martínez, A. 2011. *Datos y gráficos de la industria petrolera en Colombia*. Anexo en CD a este volumen.

Montague, G. H. 1907. "The Transportation Phase of the Oil Industry". *The Journal of Political Economy* 15(8): 449-469. Octubre.

Paulo, C. y L. Buk. 2005. Offshore Production in Brazil. NOC Forum Task Force on Natural Gas Meeting, 14.12.2005-16.12.2005, Contribution from PETROBRAS. Learning Initiative: Technology, Topic: Offshore Technology, Doha.

Porter, M. E. 2010. *Ventaja competitiva*. Ediciones Pirámide. Madrid.

Powell, W. y S. Grodal. 2005. "Networks of innovators". En Fagerberg, Mowery, Nelson (eds.) *Oxford Handbook of Innovation*, Oxford, 56-85.

Revista Innova. 2009b. No. 2. "Ruptura, planeación, aprendizaje". Piedecuesta.

Revista Innova. 2009a. No. 3. "Pasado, presente y futuro de los biocombustibles". Diciembre. Piedecuesta.

Revista Innova. 2010a. No. 4. Junio. Piedecuesta.

Revista Innova. 2010b. No. 4. "Idea, nacimiento, despegue". Diciembre. Piedecuesta.

Santiago, M. Á. 1986. *Crónica de la Concesión de Mares*. Empresa Colombiana de Petróleos. Bucaramanga.

Suslick, S. B. 2007. "Strategic University-Industry Partnership in Petroleum: The case of Cepetro/

Vista interior del
Instituto Colombiano
del Petróleo.

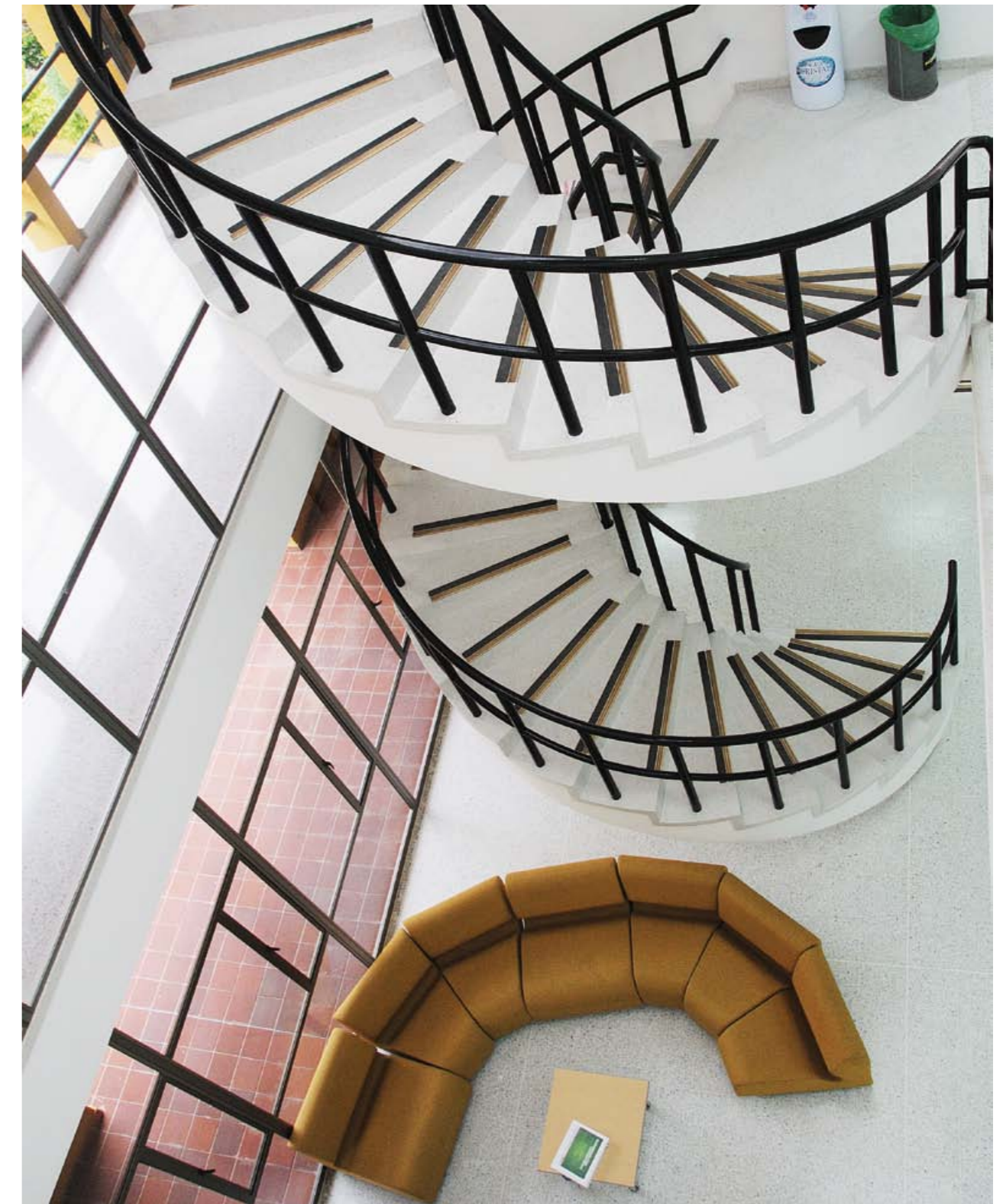
Unicamp as a Brazilian innovative experience". *Brazilian Journal of Petroleum and Gas* 1(2): 59-66.

Tovar, L. et ál. 2006. "Viaje al pasado". *Carta Petrolera*. 115ª Ed. Octubre-noviembre.

Weatherby, B. B. 1940. "The history and development of seismic prospecting". *Geophysics* 5: 215-230.

Yergin, D. 1992. *La historia del petróleo*. Editorial Javier Vergara. Buenos Aires.

Zhdanov, M. S. 2010. "Electromagnetic geophysics: Notes from the past and the road ahead". *Geophysics* 75(5): 49-66. Septiembre-octubre.







*Páginas 270-271:
hora de salida de
operarios en la refinería
de Barrancabermeja a
mediados de la década
de 1960.*

*“Los Diablos Rojos”,
técnicos especialistas
en incendios, que
colaboraron en el
control del fuego del
pozo Lizama, 1966.*

1. Merlano (2009) escribe sobre diferencias políticas y económicas entre trabajadores y directivos de Ecopetrol, pero también se refiere a aspectos culturales diferentes en un grupo de población con una cultura tradicional de origen rural y un grupo de ingenieros extranjeros y nacionales de cultura urbana dominada por la racionalidad técnica.

Capítulo 6.

EL RETO DE LAS RELACIONES INDUSTRIALES EN ECOPETROL

Miguel Urrutia

Profesor Titular de la Facultad de Economía,
Universidad de los Andes

Introducción

En este capítulo se hace un recuento de la historia de las relaciones industriales de Ecopetrol. La primera parte analiza las causas de los conflictos laborales en la Tropical Oil Company como antecedentes influyentes en las relaciones obrero-patronales de Ecopetrol y las dos culturas que se formaron entre el personal. En la segunda parte se relata la historia de las huelgas en la empresa, para entender las causas de los conflictos laborales. La última parte se refiere a la transformación de las relaciones industriales después de 2004.

El peso de la historia

La característica más notable de Ecopetrol como empresa moderna colombiana es que históricamente han existido en ella dos culturas enfrentadas. Los trabajadores representados por su sindicato, la Unión Sindical Obrera (uso), han compartido una ideología socialista, antiimperialista y estatista, mientras sus directivos y dueños, el Estado y los accionistas privados, tienen una ideología capitalista, internacionalista y pro democracia representativa. En el pasado estas diferencias ideológicas han generado conflictos que en ocasiones se han tornado en huelgas que han evolucionado en enfrentamientos con algunas características de violencia. Estos enfrentamientos ideológicos no son excepcionales a escala mundial, pues son frecuentes los sindicatos socialistas o comunistas

en países como Francia, Italia o España, pero el análisis de este tipo de relaciones es interesante para entender cómo ha funcionado Ecopetrol y cómo han cambiado las cosas.

En una interesante ponencia, Alberto Merlano, quien fue vicepresidente administrativo de Ecopetrol entre 1986 y 1998 (Merlano, 1994), sostiene la hipótesis de que la confrontación que han tenido la USO y el Gobierno a través de Ecopetrol está relacionada principalmente con diferencias en concepciones políticas y económicas.¹ El diálogo entre los representantes de las dos culturas se ha hecho difícil porque las partes hablan y actúan con diferentes paradigmas sobre la sociedad deseable para Colombia (Merlano, 1994).

Visto desde el presente, los dos paradigmas se han acercado y esto hace posible un diálogo más fructífero entre las partes. El Estado colombiano ha crecido y su intervención en el gasto social, una de las banderas de la USO, se ha vuelto una parte significativa del presupuesto nacional. Por otra parte, a escala internacional el socialismo ha fortalecido su apoyo a la democracia representativa y a políticas de racionalización económica típicas del capitalismo. Paralelamente la izquierda colombiana, con representantes en los directivos de la USO, ha abandonado la teoría de que se justifica en su enfrentamiento con las instituciones imperantes en Colombia la táctica de “todas las formas de lucha”, la cual incluía la lucha armada.



Roberto de Mares celebra el compadrazgo con amigos de la región, 1920.

sostiene que la oferta de mano de obra no será un problema, pues los trabajadores colombianos no tienen grandes necesidades: arman con cuatro palos de bambú y un techo de paja la vivienda que necesitan en el sitio de trabajo. Bell sí aclara que el éxito de la extracción del crudo hará necesario que las compañías paguen salarios altos para atraer mano de obra a tierra caliente, y deben establecer prácticas modernas de salud e higiene, pues las zonas con potencial productivo son muy malsanas (Bell, 1921: 137).

Cuando se inició la exploración y después la producción, la política de la Tropical Oil Company se ajustó a lo dicho por Bell. La compañía atrajo mano de obra sobre todo de la Costa, incluso de las islas del Caribe, con sueldos mayores al promedio nacional pero con condiciones primitivas de vivienda e infraestructura social. La dificultad de reclutamiento fue mucho mayor para el personal técnico, en general de extranjeros con experiencia previa en la industria petrolera mundial. La compañía invirtió entonces en crear un barrio con viviendas modernas y servicios comparables a los de un suburbio norteamericano para este tipo de personal, surgiendo entonces un contraste que generó resentimiento entre los trabajadores de base colombianos y los directivos, que

eran o extranjeros o técnicos colombianos de origen urbano y con niveles educativos altos.

Paralelamente fue surgiendo un barrio para los empleados y supervisores con condiciones de vivienda y servicios inferiores al de los directivos, pero similar a los típicos de una zona urbana de clase media; los obreros se alojaban en barracas, había comedores diferentes para los tres grupos y poco contacto social entre ellos. La diferenciación social era muy explícita y facilitaba enfrentamientos, que se ahondaron debido a la historia del desarrollo sindical de la industria petrolera. Las primeras huelgas y el desarrollo del sindicalismo en la industria fueron lideradas por dirigentes socialistas (Urrutia, 1969) y el sindicato mantuvo viva esta tradición ideológica.

La organización industrial de la Tropical Oil Co. también contribuyó al mantenimiento de las dos culturas. Los cargos directivos estaban ocupados por ingenieros motivados por una ideología de maximizar la producción y el establecimiento de procedimientos racionales para lograr productividad; los obreros venían de una cultura que valoraba más la solidaridad de grupo, la amistad y la familia. Los encargados de las relaciones humanas en la compañía no tomaban muy en cuenta las particularidades de

En su *Historia de Colombia contemporánea*, Ricardo Arias Trujillo sostiene que el modelo del “intelectual revolucionario” en la cátedra, en la prensa, en sus obras, dejó en claro que la violencia era una opción válida para luchar contra el enemigo, representado en “el régimen oligárquico” del Frente Nacional, legitimando así la “combinación de todas las formas de lucha” (Arias, 2011: 153). Esta actitud fue compartida por el Partido Comunista y otras organizaciones representadas en los cuadros directivos de la USO, y llevó a una época de grandes dificultades en las relaciones empresa-sindicato. “Desde finales de los años ochenta varios movimientos insurgentes habían iniciado un proceso de autocrítica con relación a su estrategia y objetivos, lo que los llevó a cuestionar cada vez más ‘la combinación de todas las formas de lucha’, línea de acción en la que se combinaban elementos de la política legal (participación en partidos y movimientos, en las instituciones representativas, en las elecciones, etc.) con el ejercicio de la violencia” (Arias, 2011: 151). Este cambio de enfoque ideológico se generalizó en la primera década del siglo XXI,

particularmente después de las grandes movilizaciones populares a favor de la paz y en contra de las diferentes violencias en el país. Este es uno de los factores que ha facilitado el diálogo entre los directivos de la compañía y el sindicato en años recientes.

En este capítulo se discutirán los orígenes históricos de la ideología de los trabajadores petroleros y la política de la empresa en materia de remuneración de sus trabajadores y relaciones industriales.

La mano de obra al iniciarse la industria

En 1918-1919 visitó el país el señor P. L. Bell, Comisionado de Comercio del Departamento de Comercio de Estados Unidos, para hacer un informe para el Secretario de Comercio sobre las oportunidades de negocios que se abrían en Colombia finalizada la guerra mundial. El informe (Bell, 1921) es muy completo, y una fuente de datos interesante para el historiador económico. Habla positivamente de los prospectos petroleros en la Concesión de Mares, y

Operarios de la Troco rumbo al trabajo. Ferrocarril Barrancabermeja-El Centro. Década de 1930.







*Páginas 276-277:
día de pago. El Centro,
Barrancabermeja,
1928.*

*María Cano arenga a
los trabajadores durante
una concentración
en Barrancabermeja,
1927.*

*Ignacio Torres
Giraldo preside una
concentración obrera
en Barrancabermeja,
1927.*



*Convocatoria
frente a la sindical
obrero. El Centro,
Barrancabermeja.*



la cultura del trabajador sindicalizado. Estas diferencias culturales también fueron fuente de conflictos.

En particular, el conflicto se intensificaba alrededor del tema de los despidos: estos eran necesarios y racionales cuando las condiciones de mercado requerían un ajuste laboral debido a una caída en la demanda del producto o el agotamiento de pozos, pero los despidos tenían un impacto desastroso en las familias en un enclave con pocas alternativas de empleo y motivaba la solidaridad del sindicato. El tema de evitar los despidos se volvió objetivo primordial del sindicato desde la época de la gran depresión en los años treinta, y continúa siendo un objetivo hasta el presente. El ajuste a la crisis de la gran depresión en Colombia en 1930-1931 implicó en todas las industrias la reducción de salarios, pues habían caído los precios de los productos finales, así como la reducción de personal por caída en la demanda (López, 2008). Pero los despidos de personal eran vistos por el sindicato como una medida injustificada de la compañía; esto se refleja en la historia de la uso (Vega et ál., 2009: 187), cuando se relata que “en 1932 y 1933 se habla de la necesidad de hacer una huelga”.

Durante los años treinta y cuarenta las condiciones de trabajo de los obreros continuaron siendo muy precarias, y la acción sindical se concentró en mejorarlas, y la empresa formalizó su apoyo a estas iniciativas en las convenciones laborales firmadas. Una de las primeras huelgas se llamó “del arroz” porque la motivación fue cambiar la práctica de la compañía de entregar arroz frío como base del almuerzo de los trabajadores. En los pliegos de peticiones también había quejas sobre deficiencias en los servicios de salud y la calidad de la vivienda. Debido a las falencias del Estado, tanto central como local en el campo de la educación, la compañía acabó creando becas e invirtiendo y manejando escuelas. Esta era la necesidad sentida por los trabajadores; sin embargo, dentro de la práctica empresarial de la época, no era tan lógico que esta fuera la responsabilidad de la empresa. Cuando se creó Ecopetrol, entonces, ya una proporción importante de los costos laborales era las prestaciones sociales y los gastos en “bienestar del personal”.

Otra fuente de conflicto fue el tema de la subcontratación de labores con trabajadores no sindicalizados.



*“Los pelados”,
trabajadores de la
Troco, de salida a
campos de exploración.
Barrancabermeja,
1922.*

Para un sindicato, el poder de negociación se maximiza si este logra monopolizar la oferta de trabajadores, y esto hace posible mantener un salario sindical por encima del nivel de equilibrio entre oferta y demanda. Es entendible entonces por qué un sindicato se opone a la contratación de trabajos con personal que no gane el salario negociado. El sindicato también quiere lograr el máximo de ingresos por contribuciones de sus miembros, y por eso lucha para que la empresa no haga trabajos con quienes no son miembros cotizantes. En una sección posterior se verá cómo con el tiempo se solucionó esta fuente de conflicto. Finalmente, es válido reconocer que otro ingrediente que atizó el conflicto entre la administración y el sindicato antes de la creación de Ecopetrol fue la posición ideológica antiimperialista del sindicato.

El papel del sindicato en la reversión de la Concesión de Mares

Durante los años cuarenta, los trabajadores del sector de hidrocarburos, específicamente de la Tropical Oil Co., realizaron huelgas con el propósito de obtener mejores condiciones económicas y laborales, pero también eran movimientos en defensa de que el petróleo era colombiano y el objetivo de explotarlo era

mejorar el bienestar nacional. Las huelgas de 1946 y 1948 contaron como ingrediente especial el apoyo económico y moral que tuvo el sindicato petrolero por parte de otros sindicatos fuertes del país como el de ferrovías, y extranjeros como los de Venezuela, Perú y México, para presionar por la nacionalización del petróleo en Colombia (Sáenz, 1993: 8).

El gran apoyo recibido y la fuerza que adquirió la uso fueron los factores determinantes que impulsaron dos de las más grandes huelgas que se han presentado en la historia reciente de Colombia, huelgas que incluso llegaron a disputas violentas. Muchos de los relatos que datan de esa época muestran cómo estas huelgas tenían tintes nacionalistas y, para muchos, especialmente las élites del momento, los trabajadores buscaban algo más que la nacionalización.

Dentro de las exigencias de la uso al Gobierno se destaca que el sindicato quería que se iniciaran exploraciones antes de terminar la Concesión de Mares, o compensar los beneficios que las empresas internacionales dejarían de recibir si se comprometían a revertir de forma inmediata el control del Estado, exigencias que fueron tomadas en cuenta en las medidas legales para regresar la concesión al Estado colombiano. A pesar de ello, el 7 de enero de 1948, luego del despido de 232 trabajadores y del recorte de los salarios por parte de la Tropical Oil Co., los

*Camionetas con cañones
frente al Café Danubio
en la calle Santander.
Barrancabermeja, abril
9 de 1948.*





Grupo de operarios en la refinería de Barrancabermeja a mediados de la década de 1960.

sindicalistas de la USO amenazaron con entrar en huelga y detener la provisión de gasolina a todo el país. Esto, aunque alarmó a los dirigentes nacionales, no fue posible evitarlo, debido a que un juez de Barrancabermeja declaró la huelga legal. Dicha situación generó el apoyo de otros sindicatos nacionales y extranjeros y de algunos políticos.

El 9 de abril de 1948 fue asesinado al líder político Jorge Eliécer Gaitán en Bogotá, lo que dio partida a la denominada época de la violencia. Durante el Bogotazo, la huelga petrolera seguía en su máximo auge. Sin embargo, luego de esto, la huelga se limitó, “debido a que muchos de los líderes de los sindicatos fueron encarcelados o asesinados y otros se unieron a grupos guerrilleros” (Vega et ál., 2009), lo cual debilitó a la USO.

Después del Bogotazo, el Gobierno nacional autorizó la creación de Ecopetrol, asumiendo la Concesión de Mares de manos de la Tropical Oil Co.; por los problemas de legitimidad del tiempo de duración de la concesión, esta última no podía despedir a ningún trabajador, cambiar salarios ni disminuir sus actividades; también se prohibieron las huelgas en la industria y las reuniones sindicales solo se podrían hacer con autorización del Ministerio de Minas. En la historia escrita, desde el punto de vista del sindicato se plantea que la acción de los trabajadores fue

clave en la creación de Ecopetrol y la colombianización de la industria. Las relaciones industriales de la primera época de Ecopetrol se reflejan en las actas de la Junta de Ecopetrol de 1953, en las que se relata el manejo de un primer conflicto con el sindicato. El gerente informó en junta del 20 de abril que había llegado un memorando de Sincopetrol pidiendo, ante el aumento de precios, una de las siguientes acciones de la administración: a) rebaja de precios de los artículos que se venden en los comisariatos al precio del 30 de marzo del año en curso, además del aumento en la prima de arrendamiento; b) reajuste inmediato de salarios para todos los trabajadores; c) creación de una prima móvil sobre el costo de vida; o d) creación de una prima familiar, consistente en un porcentaje sobre el salario básico del trabajador, que aumentaría de acuerdo con el número de familiares que tuviera bajo su inmediata dependencia. El gerente respondió al sindicato que estaba vigente la Convención Colectiva de Trabajo y que ninguna de las partes podía solicitar unilateralmente modificaciones (Acta No 118, 20 de abril de 1953).

Pero parece que la junta consideró que algunas de las peticiones podían tenerse en cuenta dado el aumento en precios, y el gerente presentó el 23 de abril un estudio de las condiciones laborales de los trabajadores de Intercol, en el que se recomienda

Día de pago en las instalaciones de Barrancabermeja hacia finales de la década de 1960.

2. Para el análisis de las huelgas de los años 1963 y 1971 se utilizó como fuente principal el libro de Vega et ál. (2009).

compensar los aumentos en el costo de vida: “La junta expresó estar animada de los mejores deseos para dotar al personal obrero de condiciones de vida que satisfagan, en parte siquiera, sus más apremiantes necesidades, autorizando al Gerente para que se ponga en contacto con Intercol y Shell e, informadas estas compañías, proceda a negociar un aumento de salarios y prestaciones sociales hasta un siete por ciento (7%) aproximadamente, y el auxilio de vivienda hasta de un cincuenta por ciento (50%)” (Acta 119, 23 de abril de 1953). En las conversaciones con estas compañías intervino el ministro de Trabajo, y dos semanas después la junta aprobó hacer los mismos ajustes para los trabajadores de nómina diaria de El Centro (Acta 121, 7 de mayo de 1953). Como se verá, la junta aprobó muy aceleradamente el aumento de salarios estando vigente una Convención Colectiva; la motivación pudo ser de sentido de justicia social ante el aumento en la inflación o también debida a consideraciones sobre el poder del sindicato.

La historia de las huelgas de la Unión Sindical Obrera en los tiempos de Ecopetrol ²

Dentro de la empresa existen tres organizaciones sindicales: la USO, la asociación de directivos de Ecopetrol (Adeco) y Sindipetrol, sindicato que se ha especializado en representar a los trabajadores que prestan servicios a la industria del petróleo. En esta sección se hará un análisis específico de los conflictos laborales que han existido entre la compañía y la USO, puesto que este es el sindicato que históricamente ha tenido mayor número de afiliados.

Huelga de 1963

Esta es la primera huelga desde la fundación de Ecopetrol y tuvo una duración de 43 días, extendiéndose desde el 19 de julio hasta el 30 de agosto





Reunión de dirigentes de la Unión Sindical Obrera, USO, en 1966.

de aquel año, y se caracterizó por desarrollarse bajo un entorno absolutamente radicalizado por la lucha entre las visiones defensoras del capitalismo (Estado y directivos de la empresa) y el comunismo (sindicato). Las principales razones que adujo el sindicato para el desarrollo de dicha huelga parten de la resistencia existente dentro de la USO a la permanencia en el cargo del superintendente Luis Aurelio Díaz. El factor desencadenante consistió en la suspensión del presidente de la USO, Luis Ibáñez, y del fiscal, Eliécer Benavides. Se menciona que Ibáñez presentó un incidente con un directivo del comisariato del centro en el que se fueron a los golpes por motivo de un conflicto sentimental: al parecer el presidente del sindicato se enamoró de la hija del director, quien a su vez era familiar del superintendente, situación que originó el suceso. Esto derivó en la suspensión por 15 días del funcionario y del fiscal del sindicato, lo cual fue tomado como una provocación de la empresa por parte del sindicato (Vega et ál., 2009: 246).

Aparte de lo anterior, que se puede considerar como el factor catalizador de la huelga, debe recalarse que

existían demandas por parte del sindicato relacionadas con el incumplimiento de algunos acuerdos de la Convención. Dentro de ellas estaba la incomodidad por la presencia del funcionario encargado de atender las solicitudes de los trabajadores, quien desentendió algunas demandas de los obreros, especialmente la propuesta de cambiar de manos privadas la prestación directa, por parte de la empresa, del servicio de transporte de los trabajadores y de los niños, puesto que se consideraba que la entidad privada prestaba un servicio deficiente y desaseado.

El desarrollo de la huelga se vio afectado por los sucesos ocurridos el 13 de agosto. Uno de estos fue un atentado dinamitero que afectó los tubos que transportaban combustible de El Centro a Barrancabermeja, situación que ocasionó que las Fuerzas Armadas efectuaran la captura de 16 trabajadores culpados por el siniestro. Muchos de ellos formaban parte de la directiva sindical, tenían mayor conocimiento jurídico y representaban el sector ideológico más radical dentro del sindicato. Según la historia sindical esto redujo el poder de

Marcha de trabajadores de la refinería de Barrancabermeja, durante el paro de agosto de 1960.





negociación de la uso, más aun cuando se condicionó la liberación de los encarcelados al fin de la protesta. En Vega et ál. (2009: 245) se argumenta que la falta de experiencia de aquellos que tuvieron que reemplazar a los encarcelados en el manejo de este tipo de manifestaciones, fue la condición que explicó la finalización de la huelga el 30 de agosto de 1963. Cabe mencionar que los dirigentes sindicales y asesores políticos de la USO que fueron arrestados permanecieron presos por un lapso de 43 días, igual período de duración de la huelga.

Finalmente, se debe mencionar que esta huelga de la uso se realizó de manera conjunta con trabajadores de la Shell en Casabe y la Texas en Campo Velásquez. El total de trabajadores despedidos de todas las compañías, incluyendo los trabajadores de Ecopetrol, ascendió a la suma de 47 dirigentes sindicales.

Huelga de 1971

Esta se desarrolló alrededor de una polémica sobre la defensa de los recursos nacionales. Los temas eran el desmonte de la Concesión Barco y la eliminación del dólar petrolero, los cuales hicieron florecer los sentimientos nacionalistas de los trabajadores. Especialmente, lo que refiere a la eliminación del dólar petrolero resultó un tema bastante sensible para el sindicato, pues esta medida, desde la perspectiva de la uso, generaba un incremento en el precio de la gasolina y de los precios de consumo de la población, beneficiando a las empresas. Esta huelga tuvo una duración de 18 días, comenzando el 5 de agosto y terminando el 23 del mismo mes.

Dentro de Ecopetrol la situación mostraba un inconformismo por parte de los trabajadores debido a la percepción de incumplimiento de los pactos acordados en la convención de noviembre de 1970. Sumado a esto, había reclamos en lo pertinente al tema de salud, las variaciones no programadas en el horario laboral, la discriminación en los ascensos de personal de la base y la mala alimentación.

En esta medida, según el sindicato, el factor fundamental que motivó la realización de la huelga de este año fue la violación de la Convención Colectiva desde la perspectiva de los trabajadores. La situación que precipitó su desarrollo efectivo se dio el 26 de julio de 1971, explicado por el uso indebido de la sirena de emergencia de la refinería, con el fin de conmemorar el inicio de la Revolución Cubana. Esto caldeó los

ánimos por parte de los directivos, pues los trabajadores no quisieron rendir descargos; además se estableció un cambio en el horario de almuerzo de algunos trabajadores, situación que generó rechazo por parte de estos, quienes vieron esta postura como una retaliación por parte de la empresa a la violación previamente comentada. Finalmente, estas dos situaciones derivaron en el despido por parte de la refinería de cinco dirigentes sindicales y de seis trabajadores de base, lo cual fue el detonante para la iniciación de la huelga el 5 de agosto. Se notará que esta y las otras huelgas descritas no tuvieron como motivación la discusión de sueldos o prestaciones, sino una presunta violación de la convención o la tensión permanente entre el



Páginas 286-287: vista de la refinería de Barrancabermeja, durante la huelga de agosto de 1971.

Barrancabermeja militarizada luego del paro decretado por la USO. Octubre de 1977.

Página opuesta: barrio Barco de trabajadores. Tibú, década de 1970.



sindicato y los directivos. Las negociaciones periódicas de Convenciones Colectivas por parte de un sindicato fuerte determinaron una mejoría real en los sueldos y prestaciones de los obreros petroleros, pero las huelgas fueron detonadas por crisis muy específicas entre el sindicato y la administración de la empresa.

La huelga tuvo un impacto significativo en el deterioro de las relaciones industriales pues, en primer lugar, hubo una toma de la refinería de carácter violento que generó el uso de varios ingenieros y directivos como escudo, causando daños sobre la infraestructura de la compañía, con la consecuencia de que varios miembros de la junta sindical (36) fueron condenados por el consejo verbal de guerra. Esto debilitó al sindicato, pues hubo repudio de esta acción a tal punto que la uso fue desafiliada de Fedepetrol el 16 de noviembre de 1971. La empresa recontrató a algunos de los 117 despedidos pero no a todos los vinculó a nómina, sino que los reincorporó bajo el sistema de contrato.

Estudio de caso. Análisis del comportamiento de los actores en la huelga de 1977³

El 5 de noviembre de 1976, la uso le presentó a Ecopetrol un pliego de peticiones para negociar la Convención Colectiva de trabajo que vencía. Dada la combatividad tradicional de la uso, la empresa resolvió adoptar como táctica negociadora un contrapligo de peticiones en el que se pedía la renegociación de algunas cláusulas de la convención vigente. Adicionalmente, por instancia del ministro de Minas y Energía, el Gobierno se propuso tomar una actitud de firmeza ante el sindicato.

Es de suponer que dicha actitud respondía a dos circunstancias: en primer lugar, la empresa enfrentaba una situación económica difícil, debido a las ingentes pérdidas que se producían en la venta de derivados del petróleo en el mercado nacional. La declinación en

Cuadrilla de trabajadores en las instalaciones de Barrancabermeja, a mediados de la década de 1970.

3. Esta sección es una adaptación de Urrutia (1987).



Estado en que quedó el bus que llevaba trabajadores de Ecopetrol tras la explosión de una granada arrojada a su interior. Octubre de 1977.



la producción petrolera, la cual pasó de 80 Kbd de barriles en 1970 a 53,4 Kbd de barriles en 1976, había transformado al país en importador de petróleo, por lo que Ecopetrol estaba registrando grandes pérdidas debido a la necesidad en la que se veía de importar petróleo a precio internacional para cubrir parte de la demanda interna, y venderlo a pérdida, ya que por razones políticas el Gobierno no había podido subir el precio interno en la cuantía en que había subido dicho producto en el mercado internacional a raíz de la crisis energética de 1973.⁴ La administración de la empresa en esas circunstancias tenía serias dificultades en materia de flujo de caja.

Ante estas dificultades, la actitud de los directivos de Ecopetrol hacia un pliego de peticiones que aumentaba los costos salariales en un 113%⁵ (la inflación entre 1975 y 1976 fue del 20% [CEPAL, 1979: 215]), tenía que ser la de prepararse para una negociación dura en la que no se podían aceptar aumentos grandes en los costos laborales.

Sin duda los trabajadores de Ecopetrol tenían unos de los sueldos más altos en el país. En 1977 el salario mensual ponderado en Ecopetrol para los trabajadores cubiertos por la Convención Colectiva⁶ era de \$7.396 y (como se observa en la tabla 1, pág. 294), las prestaciones sociales le costaban a la empresa el 146% de lo que costaban los pagos por salarios. En ese año, el salario mínimo en las ciudades era de \$59 al día, o sea \$1.770 al mes, y

las prestaciones sociales en la mayoría de las empresas no representaban más del 50% del costo de la nómina.

En realidad, la decisión de presentar un contrapligo refleja algún grado de pugnacidad por parte de la empresa. En el entorno de la época haber insistido en renegociar conquistas de anteriores convenciones colectivas probablemente habría llevado inevitablemente al paro. Da la impresión de que tal vez la administración de Ecopetrol realmente tuvo en algún momento la ilusión de poder renegociar algunos compromisos establecidos en la convención vigente, pero cuando ya estaban avanzadas las negociaciones, se nombró un nuevo ministro de Energía,⁷ quien acordó con la presidencia de Ecopetrol no insistir en el contrapligo. El Presidente de la República estuvo de acuerdo, pues nunca consideró realista pensar que los obreros de Barrancabermeja aceptaran cambiar algunas prestaciones sociales en especie por primas en dinero.

El contrapligo de la empresa trataba diez puntos, pero había dos temas que recibieron mayor atención: el primero era el de libertad de contratación. En convenciones anteriores, Ecopetrol se había comprometido a no subcontratar servicios o trabajos directamente relacionados con la industria del petróleo; esto implicaba que la empresa tenía que llevar a cabo la mayoría de sus actividades con personal propio, y no tenía la flexibilidad administrativa que da la posibilidad de contratar temporalmente los servicios de subcontratistas.

4. En mayo de 1977, Ecopetrol importaba gasolina a \$16,55/gal y recibía \$5,09/gal al venderla. El crudo importado valía us \$14,09/barril, y Ecopetrol tenía que contabilizar un precio de us \$6,74/barril en refinería para poder vender los productos a los precios establecidos por el Gobierno.

5. Cifra contenida en un memorando de la presidencia de la empresa al ministro de Minas y Energía, febrero de 1977.

6. La nómina convencional cubría 4.685 trabajadores.

7. Miguel Urrutia, autor de este análisis.



Tabla 1. Datos globales de salarios y prestaciones sociales en Ecopetrol personal directivo y convencional (en pesos)

	1974	1975	1976
A. Salarios totales	408'156.704	576'506.103	852'038.032
(Inc. tiempos extra)			
B. Prestaciones sociales			
Cesantías (reserva)	99'813.138	223'772.143	262'760.009
Vacaciones	28'847.711	24'988.720	39'353.902
Prima vacaciones	16'638.289	21'929.461	34'219.637
Prima antigüedad	11'275.411	13'918.166	20'329.675
Prima servicio	42'910.483	62'056.505	92'667.436
Prima convencional	29'532.523	51'616.382	76'845.224
Seguro vida	7'813.960	2'711.021	5'307.198
Subsidio familiar	19'740.140	28'412.693	42'314.518
Auxilio por accidente	337.234	586.116	1'124.852
Auxilio por enfermedad	5'234.684	6'051.849	10'254.267
Sub. arriendo	19'554.782	46'367.987	68'548.836
Sub. transporte	2'232.766	2'807.394	3'611.042
Sub. alimentación	8'435.715	9'881.437	14'072.420
Otras bonificaciones (cenas y bonificación horas turno)			7'988.980
C. Bienestar del personal			
Comisariato	45'426.054	59'445.998	83'474.089
Comedores	37'848.842	55'889.300	97'933.040
Habitaciones	12'416.853	13'484.101	23'574.980
Educación (escuelas y plan educativo)	28'477.698	53'650.022	69'546.132
Servicios médicos	72'051.052	193'732.957	173'685.736
Recreación y deporte	15'988.765	20'283.785	26'932.441
Otros beneficios (transporte)		34'940.096	25'945.533
Cavipetrol	14'045.784	18'138.760	21'436.812
D. Aportes por disposiciones legales			
Sena	9'508.755	14'131.627	21'157.359
	9'508.755	14'131.627	21'157.359
GRAN TOTAL	1.075'278.068	1.549'434.256	2.096'279.529
Relación porcentual			
Prestaciones/salario	2,634	2,68	2,46

Fuente: Memorando de Ecopetrol al Ministerio de Minas y Energía, 1977.

Esta norma le quitaba flexibilidad en el manejo administrativo a la empresa, pero le daba mucho poder al sindicato, pues evitaba que la empresa llevara a cabo parte de sus labores con personal no afiliado a la USO.

El segundo punto tenía que ver con los subsidios de alimentación. Debido a lo alejados que eran los campos petroleros de los centros de consumo en los años veinte, la Tropical Oil Co. estableció sistemas de comisariatos para el suministro de alimentación a bajo precio a los trabajadores. Adicionalmente, en la Convención Colectiva de 1966, Ecopetrol aceptó congelar el precio de la carne para los trabajadores. Debido a la inflación, los subsidios dados a la carne y a los comisariatos se volvieron muy costosos⁸ y fuente de problemas administrativos.

Esta posición de los directivos de la empresa y su junta directiva también se explica por la percepción de que la motivación del conflicto era política. En el memorando de la presidencia a la junta directiva, en el cual se plantean las estrategias alternativas para la negociación del pliego en 1977, se puede leer lo siguiente (Ecopetrol, 1976): “La USO no admitirá principio de acuerdo sobre la mayoría de los puntos denunciados; pero sin denuncia o con ella, ha venido preparándose para el paro, financiando a Fecode —el sindicato de izquierda de los educadores— y cultivando la posibilidad de un paro cívico en Barrancabermeja... Los líderes de la USO y sus asesores, buscan el cambio institucional violento”.

Páginas 292-293: Estado en que quedaron las instalaciones de Ecopetrol en Barrancabermeja, luego de las manifestaciones obreras a principios de la década de 1980.

Cuadrilla de mantenimiento de rieles del ferrocarril de la Troca a finales de la década de 1950.

Las declaraciones públicas de la USO ciertamente confirman este tipo de evaluación de los objetivos del sindicato. Por ejemplo, un documento titulado “Conclusiones del Pleno de la Unión Sindical Obrera USO acerca del balance de la huelga de los trabajadores petroleros de 1977”, inicia analizando el marco internacional de la huelga, y el primer párrafo es el siguiente: “Las luchas del movimiento obrero colombiano, unidas a las que libran los sectores populares, campesinos e indígenas, reflejan fielmente el estado de opresión y explotación, en que el imperialismo norteamericano y sus incondicionales lacayos, las clases dominantes, tienen sumergido al pueblo colombiano” (USO, 1977).

La negociación de la Convención Colectiva entre la USO y Ecopetrol, de diciembre de 1976 a marzo de 1977, fue difícil y las tácticas del sindicato mantuvieron a la empresa bajo amenaza de huelga hasta el último momento. El 4 de marzo, terminada la prórroga del período de conciliación, solo se había llegado a acuerdo sobre 48 puntos de los 172 contenidos en el pliego de peticiones. Ese día el sindicato aprobó una resolución declarando la huelga.

El Presidente de la República, Alfonso López Michelsen, quien conocía a varios dirigentes de la USO de la época en que el MRL y los grupos de izquierda colaboraban políticamente y quien admiraba su

profesionalismo en materia sindical, no tenía una opinión tan negativa sobre la USO como la junta directiva y la administración de Ecopetrol. Antes de que se posesionara el tribunal de arbitramento, el cual no sería aceptado por la USO, el Presidente de la República resolvió reunirse a dialogar con los negociadores del sindicato a petición de ellos, y sin que estuviera presente ningún funcionario de la empresa; solo el ministro de Minas asistió a la reunión, en representación de la junta directiva. En esa reunión se acordó pedirle a Ecopetrol reconsiderar el contrapligo, y se decidió continuar negociando sobre salarios y vivienda.

Las negociaciones continuaron contrarreloj: el 11 de marzo el Ministerio de Trabajo convocó el tribunal de arbitramento y solo se logró un arreglo en el último momento posible, la noche del 25 de marzo. El arreglo otorgaba aumentos de salarios superiores a la tasa de inflación reciente, pero no aumentaba significativamente ni las prestaciones sociales ni la injerencia del sindicato en la administración de la empresa.

Es claro que la USO no pudo movilizar a los trabajadores para que efectuaran un paro ilegal, peligroso para ellos, motivado por la negación del Gobierno a aceptar mayores privilegios sindicales, aumentos de salarios mucho mayores a los aumentos en el costo de la vida o peticiones con motivación política, como el



8. El precio de la carne se congeló en \$9,00 el kilo, y en los casinos la empresa suministraba alimentación que costaba \$40 por comida a \$8.



Reunión de dirigentes de la USO y Ecopetrol, a finales de la década de 1980. De izquierda a derecha: Luis Eduardo Galindo, Pedro Galindo, Luis Eduardo Garzón, Antonio Patrón, Andrés Restrepo, Alberto Merlano y Fernando Delgado.

rechazo a la venta de acciones de una empresa filial de Ecopetrol a una transnacional norteamericana.

Aunque los líderes de la USO pueden ser unos convencidos de las huelgas políticas y de la necesidad de usar el paro en Ecopetrol como arma de oposición política, los trabajadores en general no están listos a dar estas batallas. Ellos apoyan a los líderes radicales porque en una empresa estatal donde la huelga es ilegal solo se puede tener éxito en las negociaciones si los directivos sindicales están listos a sacrificarse llevando a cabo una huelga ilegal. Por eso solo trabajadores con motivación ideológica y política están listos a hacer los sacrificios implícitos en el desempeño de cargos directivos en el sindicato. Pero la huelga implica peligros y sacrificios para todos los trabajadores, y estos solo la declaran en defensa de sus derechos y no a favor de la solidaridad obrera internacional o como contribución a la oposición de las izquierdas radicales al Gobierno.

Pero las bases sí se pueden movilizar si se les convence que la empresa está desconociendo sus derechos. Cualquier trabajador, por bien pagado que esté, reacciona si la empresa le desconoce un derecho adquirido; por eso las huelgas recientes en Ecopetrol han sido sobre presuntas violaciones a la Convención o desconocimiento de derechos adquiridos.

El 25 de agosto, cinco meses después de firmado el acuerdo, se inició un paro ilegal en el complejo

industrial de Barrancabermeja, en el distrito de producción El Centro y el Distrito Norte (Tibú) que duraría 67 días. El personal directivo de la empresa asumió las labores de los obreros en paro y mantuvo en operación la refinería y la mayoría de los pozos de petróleo. Los trabajadores de la refinería de Cartagena no pararon. Se han dado tres razones para explicar la determinación del sindicato de tomar la decisión de hacer esta huelga.

La USO argumentó que la causa del paro era la violación de la Convención Colectiva por parte de la empresa. Como se comentó anteriormente, este es el único argumento que puede movilizar a las bases a aventurarse a una huelga ilegal. Sin embargo, no es muy claro que la empresa estuviera violando flagrantemente la convención, y por lo tanto es probable que las otras dos causas hayan pesado más en la decisión de declarar la huelga.

Hacia la época en que se declaró el paro en Barrancabermeja, el movimiento sindical había llegado a un enfrentamiento profundo con el Gobierno y se estaba organizando un paro cívico nacional. Por primera vez las tres centrales obreras habían acordado unidad de acción, y bajo el liderazgo de la CSTC, la central de izquierda, se estaban organizando una serie de paros para presionar al Gobierno y para crear una situación de orden público que lo

Reunión para la firma del acuerdo laboral 1992-94. Antonio Patrón y Juan María Rendón, de Ecopetrol; Jorge Gamboa, Gabriel Alvis y Carlos Carrillo, de pie, entre otros, de la USO.

pusiera en peligro. Dentro de esta estrategia de agitación laboral, la huelga en Ecopetrol podía ser un elemento clave para garantizar la paralización de la economía del país. En parte, entonces, el paro petrolero se declaró como contribución de los sindicatos de izquierda representados en la USO al logro del paro nacional en contra del Gobierno.

La tercera razón para el paro tiene que ver con los problemas internos de la USO. Los desacuerdos entre las diferentes tendencias ideológicas en su interior llevaron a una crisis dentro del sindicato a principios de 1977, y algunos grupos de activistas probablemente decidieron que solo una huelga le devolvería la unidad al sindicato y consolidaría su liderazgo.

A continuación se analizará cada una de estas causas de la huelga. Para evaluar la importancia del factor incumplimiento de la convención, lo mejor es estudiar las quejas del sindicato (USO, 1977a), pues varios reclamos tenían que ver más con la política administrativa de la empresa que con las condiciones de vida del personal. El primer reclamo era que Ecopetrol no debería haber subcontratado uno de sus equipos de perforación a la Anson Drilling. La petición tenía que ver con el deseo del sindicato de evitar toda subcontratación

en Ecopetrol para garantizar que todo crecimiento en la actividad de la empresa implicara un aumento en la nómina permanente, y por lo tanto un aumento en el número de afiliados a la USO. La segunda petición tenía que ver con la eliminación de la contratación de trabajadores temporales, reclamo que tenía el mismo objetivo que el anterior.

Varios reclamos tenían que ver con los derechos del sindicato: estos iban desde quejas por la negación de permisos sindicales (permisos remunerados a personas dedicadas a actividades sindicales) a socios de la USO que no pertenecían a las juntas directivas, hasta la queja por la eliminación de la tarjeta del comisariato para Ismael Pertuz, funcionario de la USO.

Finalmente, había algunos reclamos sobre los servicios sociales que debía prestar la empresa según la convención. El sindicato se quejaba de falta de médicos y enfermeras en los servicios médicos, así como de la falta de medicamentos.

El 4 de agosto de 1977, una comisión del Ministerio de Trabajo enviada a Barrancabermeja a estudiar la situación declaró: “En lineamientos generales, la empresa sí ha cumplido con las normas convencionales” (Memorando de A. Galoría Asencio al Secretario



General del Ministerio de Trabajo). De la descripción anterior es difícil concluir que existían violaciones a la convención que justificaran un paro ilegal que podía paralizar la economía del país. No obstante, el intento de extender los privilegios de los empleados de Ecopetrol a los contratistas podría movilizar a muchos trabajadores en Barrancabermeja a apoyar la huelga haciendo paros de solidaridad.

Probablemente el deseo de utilizar el paro en Ecopetrol como catalizador para el paro cívico nacional pesó más que los problemas de relaciones industriales entre compañía y trabajadores. Algunos documentos pueden llevar a esa conclusión; el de la Comisión Sindical Nacional del Partido Comunista de Colombia (1978) sobre la huelga dice lo siguiente:

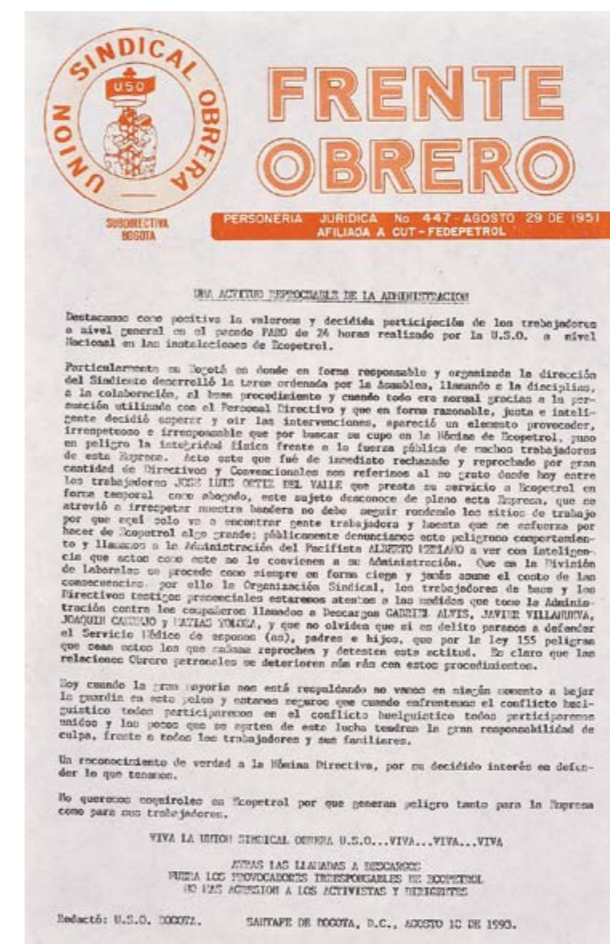
El conflicto laboral uso-Ecopetrol se agudiza precisamente en momentos en que se acrecienta la lucha de clases en el país con la preparación del paro cívico nacional contra la gestión hambreadora y represiva del gobierno de López Michelsen. La clase obrera organizada, en ejemplar unidad de acción, se dispone a realizar esa jornada colocándose a la cabeza no solo de sus particulares reivindicaciones sino de las masas populares en general. Lo más lógico era que la uso asumiera su punto de combate en la dirección de

la preparación y desarrollo del paro cívico. Esto le habría ayudado a recobrar su tradición de luchadora consecuente y unitaria y adelantar una gran campaña de solidaridad de clase con su movimiento.

Sin duda muchas personas en el Gobierno y la empresa consideraron que esta era una huelga política, y el conflicto se trató en buena medida en esos términos; sin embargo, tanto en el Gobierno como en la junta directiva de Ecopetrol hubo falta de información sobre la tercera causa de la huelga, es decir, acerca de los problemas internos de la uso. Los documentos publicados posteriormente por el Partido Comunista y otras tendencias de izquierda en la uso sugieren que la declaratoria del paro pudo obedecer a un intento de una facción de la uso de tomarse el sindicato, como lo hace el documento ya citado del Partido Comunista. Los comunistas y la CSTC querían que la huelga en Ecopetrol coincidiera con el paro cívico, mientras que el Movimiento Obrero Independiente y Revolucionario (Moir) la quería desvincular de la estrategia general de la CSTC, y presionó para que se adelantara la fecha del paro —este último claramente sobreestimaba el impacto político de la huelga petrolera—. Al respecto, la Comisión Sindical del Partido

Francisco José Chona, presidente de Ecopetrol, acompañado por Jorge Bendeck Olivella y Germán Bula Escobar, firma la convención laboral para el período 1987-1989.

Circular sobre el paro programado por la USO en la refinería de Barrancabermeja, febrero de 2002.



Comunista (1978: 10) hizo el siguiente comentario: “Dada la mitificación del poderío de su sindicato, algunos socios de base y algunos dirigentes se hacen la ilusión de que una huelga de la uso puede obligar a los directivos de Ecopetrol y al mismo Gobierno a postrarse a sus pies y a suplicar un arreglo para evitar que el conflicto les derroque”.

Aunque las diferentes tendencias de izquierda estaban en conflicto dentro de la uso, y no se pusieron de acuerdo sobre tácticas, probablemente todas deseaban la huelga por diferentes razones. En parte por razones políticas, pero también para fortalecer el sindicato.

Después de la firma de la Convención en marzo proliferaron las críticas a los negociadores. En mayo se cambiaron todas las juntas directivas (nacional y regionales) de la uso, lo cual ciertamente sugiere una crisis interna en el sindicato. La Comisión Sindical del Partido Comunista hablaba de un marcado reflujó en las bases luego de la firma de la Convención, y comentaba que varias asambleas no pudieron realizarse por falta de quórum. La gran mayoría de los nuevos dirigentes de la uso, elegidos en mayo, “no tenían ninguna experiencia en dirección sindical... y

debían demostrarle a la base que cumplirían fielmente con sus deberes en defensa de los trabajadores y en lo tocante a supervigilar y hacer cumplir lo pactado en la última Convención” (Comisión Sindical Nacional del Partido Comunista de Colombia, 1978: 10).

Las bases apoyaron el paro pero la mayoría de los trabajadores resolvió no participar en actos claramente ilegales, que pudieran justificar juicios penales. Como la empresa y el Gobierno preveían problemas en Barrancabermeja, el complejo industrial en esta ciudad estaba bien protegido por el ejército y no era fácil parar o sabotear la refinería. Por lo tanto, se resolvió hacer el paro, dejando la refinería en poder de la empresa. Esto refleja el rechazo por parte de la mayoría de los obreros a los actos de sabotaje y la destrucción de los equipos de Ecopetrol. Como estos actos pueden generar procesos penales y despido, es claro que la mayoría de los trabajadores no están listos a ir tan lejos como desearían algunos líderes, más ideológicamente motivados.

Infortunadamente, grupos minoritarios en el sindicato y grupos delincuenciales aislados estaban interesados en la escalada del conflicto, y el paro inevitablemente llevó a actos violentos que perjudicaron a la ciudadanía y a personas que nada tenían que ver con el conflicto. Durante su duración hubo once casos de sabotaje a los oleoductos e instalaciones de la empresa, dos petardos en las casas de trabajadores que no se habían unido al paro y campañas de intimidación (Urrutia, 1987).

El 29 de agosto el Ministerio de Trabajo declaró la huelga ilegal y el 30 de agosto se comunicaron los 18 primeros despidos que realizó la empresa de trabajadores involucrados en actos que perjudicaban la instalaciones industriales. El 2 de septiembre, a petición de la uso, los miembros de la directiva del sindicato se reunieron con el Presidente de la República y el Ministerio de Minas durante todo un día, y el Presidente ofreció sugerirle a la junta directiva de Ecopetrol aceptar algunas de las peticiones del sindicato (no renovar contrato con la Anson Drilling, estudiar la posibilidad de reintegrar a los trabajadores no claramente involucrados en actos de sabotaje, estudiar la contratación permanente de aquellos trabajadores temporales que realmente pueden tener funciones permanentes, y dar a entender que la venta de acciones de Policolsa —empresa de Ecopetrol— a la Dow Chemical se podría reconsiderar).

Mientras los directivos de la uso dialogaban con el Presidente, la empresa despidió a cuatro trabajadores más. Según su sugerencia, la junta directiva se



reunió con los representantes de la USO el día cinco de ese mes. Aunque la administración y la mayoría de los miembros de la junta directiva prefirieron tomar una actitud dura respecto a la USO, la junta aceptó las sugerencias del Presidente: entre otras cosas, aceptó revisar los 34 despidos efectuados hasta la fecha, y con insistencia del ministro de Minas, aceptó reintegrar algunos trabajadores cuyas faltas parecían no justificar el despido. La empresa también aceptó, bajo presión del Gobierno, no efectuar más despidos al amparo de la declaratoria de ilegalidad del paro. Al día siguiente la junta de Ecopetrol anunció la creación de una Comisión Paritaria de cuatro miembros de la empresa y cuatro del sindicato para que le informara a la junta, al término de 30 días, cuáles eran los trabajadores temporales que debían contratarse a término indefinido.

El 6 de septiembre se efectuó la “operación tachuela” (consistente en tapizar las calles de tachuelas para reventar llantas) en Barrancabermeja, la cual afectó el transporte público en ese puerto, haciendo que solo un 40% de los buses operaran normalmente. Ante el mantenimiento de la orden de paro nacional por las centrales obreras, el 12 de septiembre de 1977, en alocución por radio y televisión, el presidente López

caracterizó el paro cívico nacional organizado por las centrales obreras como ilegal y político. Sostuvo que el paro era contra las instituciones y prometió garantizarle a la ciudadanía el derecho a trabajar el 14 de septiembre. A petición de la USO, el ministro de Minas se reunió con asesores y directivos de la entidad, pero esta no propuso ninguna fórmula de arreglo.

El paro cívico nacional se llevó a cabo el 14 de septiembre de 1977. La mayoría de los trabajadores se presentaron a sus lugares de trabajo, pero la “operación tachuela” y algunas pedreas paralizaron el transporte público en varias ciudades, lo que afectó la normalidad y produjo diversos desórdenes callejeros, que dejaron varios muertos en el país.

Como el transporte público en Colombia es privado, si jóvenes, “gamines” o agitadores comienzan a apedrear los buses, los propietarios los guardan inmediatamente y la ciudad se paraliza. Tocqueville escribió: “*ce sont les gamins de Paris qui d’ordinaire engagent les insurrections, et ils le font en général allégrement, comme des écoliers qui vont en vacances*” (De Tocqueville. Esta frase explica bien gran parte de los eventos de ese día. En Barrancabermeja, dado el control que tenía el ejército de la ciudad, el paro cívico se desarrolló en relativa calma, aunque los buses no salieron a prestar servicio.

Paro convocado por la USO en 2002.

En 2009 Javier Gutiérrez Pemberthy, presidente de Ecopetrol, y la dirigencia de la USO firman la convención colectiva de trabajo, con una vigencia de cinco años.

Para confirmar el análisis de Tocqueville, vale la pena citar un despacho del corresponsal de *El Tiempo* (Chacón, 1977) en Barrancabermeja: “Las autoridades informaron que hubo unas ciento cincuenta personas detenidas ayer, a las cuales les estaban resolviendo su situación. Entre los detenidos hay seis profesores, varios petroleros, estudiantes y unos veinte menores de edad. Este personal fue obligado hoy bajo custodia militar a barrer las calles y limpiarlas de barricadas”.

En todos los conflictos que se dan en Ecopetrol el sindicato intenta utilizar los representantes de izquierda en el Congreso para obtener apoyo político a su causa. El paro de 1977 no fue una excepción: se citó a la Comisión VII de la Cámara al ministro de Minas y Energía y al presidente de Ecopetrol, iniciando así una ofensiva política en contra de la empresa y a favor del sindicato, manejada por parlamentarios de izquierda. Parece que algunos elementos de la USO (maoístas y trotskistas) se ilusionaron de que esta táctica constituiría una presión efectiva sobre la empresa (Comisión Nacional del Partido Comunista, 1978: 12). La realidad es que Ecopetrol y el ministro pudieron explicar su posición, y el debate terminó sin problemas. Por lo demás, el Congreso daba poco apoyo a la USO y la

Comisión no tenía instrumentos efectivos para causar un cambio en la política laboral de Ecopetrol.

No obstante los atentados, Ecopetrol pudo durante todo el lapso de la huelga mantener la operación de la refinería a un nivel cercano al normal, y la producción de crudo a más del 80% de lo normal. El suministro de combustible no se afectó significativamente durante la huelga y después del paro del 14 de septiembre algunos trabajadores comenzaron a reintegrarse a sus labores. Los directivos de la empresa, 1.030 en Barranca, El Centro y Tibú, mantuvieron las plantas operando con la ayuda de los trabajadores que no se sumaron al paro. Este personal, amenazado por la USO y haciendo sacrificios personales, presionaba a la administración de Ecopetrol a tener una actitud firme con el sindicato y a sancionar a los responsables de la huelga. Afanados de que el Presidente de la República y el Ministerio de Minas y Energía fueran a ceder a las peticiones de la USO, este personal presionó para que se mantuviera una posición firme ante el sindicato. En este sentido, enviaron cables al Presidente y al ministro.

Ante la decisión del Gobierno y de Ecopetrol de no reintegrar a los trabajadores despedidos ni aceptar otras peticiones de la USO, el sindicato se enfrentaba a una situación muy difícil, pues muchos trabajadores



9. “Ordinariamente son los gamines de París los que crean las insurrecciones, y lo hacen en general alegremente como los estudiantes que salen de vacaciones”.





Los instaladores de cuñas ayudan a ubicar la tubería sobre el piso de perforación.

ya estaban en graves circunstancias económicas y la empresa mantenía normalmente el suministro de combustible. Ante esta situación, la USO y los sindicatos de izquierda resolvieron organizar un paro cívico en Barrancabermeja los días 3 y 4 de octubre. Debido al temor de desórdenes callejeros muchos comercios no abrieron sus puertas; sin embargo, el paro pasó sin mayor novedad. Después de este paro la USO inició contactos con Ecopetrol para ver si se podía llegar a un arreglo.

El 16 de octubre de 1977 desconocidos lanzaron una granada contra un bus que transportaba operarios de Ecopetrol a su trabajo. El atentado le costó la vida a un trabajador, y dejó seis heridos más, lo que cambió la actitud del Gobierno, el cual autorizó a la empresa para volver a hacer despidos. El Gobierno había sido paciente ante los atentados contra oleoductos y máquinas, pero este asesinato lo llevó a la convicción de que el sindicato no deseaba ninguna táctica para mantener vivo el paro. Es interesante que el documento de la USO sobre la huelga de 1977 no mencione este atentado. El comité sindical del Partido Comunista sí toma en cuenta las implicaciones del crimen del 16 de octubre, y concluye: “Como experiencia de esta huelga en materia de lucha de

masas, para los sectores sindicales revolucionarios y consecuentes se coloca al orden del día la tarea de redoblar la lucha contra las tendencias anarquistas y terroristas, que tienden a suplantar la lucha de masas con acciones aisladas, las cuales pueden acarrear serios descalabros al movimiento sindical”.¹⁰ En este caso el costo fue 150 despidos.

Según la USO, “a estas alturas se notaba sensiblemente el desgaste por el esfuerzo básico de las bases y la ausencia de solidaridad nacional” (Comisión Nacional del Partido Comunista, 1977: 18). Los recursos económicos de la USO se habían agotado a los dos meses de huelga, y a finales de octubre muchos trabajadores comenzaron a volver al trabajo.

El 31 de octubre, después de 67 días de huelga se levantó el paro, sin ningún acuerdo entre la empresa y la USO. La huelga no derrocó al Gobierno, no mejoró las condiciones de trabajo de los obreros de Ecopetrol y no fortaleció al sindicato.

La historia de esta huelga muestra los problemas que tiene el gobierno democrático en el manejo de las relaciones obrero-patronales en sus propias empresas. Lo que sí es claro es que el Estado tiene la responsabilidad de mantener en funcionamiento los servicios públicos que garantizan los derechos fundamentales de

10. 20 Op. Cit., p. 14.

En 2000 Ecopetrol asumió la operación de campo Castilla, Meta.



los ciudadanos, pero al mismo tiempo garantizar los derechos sindicales. Por lo tanto, para minimizar la violencia en los conflictos laborales, lo lógico es aceptar la huelga en la mayoría de los sectores, incluyendo las empresas estatales y algunas actividades hoy en día consideradas como servicios públicos en Colombia, garantizando los derechos de los trabajadores de hacer huelgas y negociar convenciones colectivas, pero sin permitir que en el proceso se desconozcan los derechos establecidos en la Constitución para otros grupos de la población. En Urrutia et ál. (2010) se discute una posible legislación que lograría solucionar el conflicto entre derechos sindicales y los derechos fundamentales creados por la Constitución de 1991.

La experiencia de la huelga de 1977 refleja el enfrentamiento generado por la violencia de la lucha del sindicato y el resentimiento natural de los directivos con el tratamiento que les daba el sindicato. El recuerdo de estos enfrentamientos envenenó las relaciones industriales en la empresa por mucho tiempo, y se ha requerido de un gran esfuerzo para superar ese pasado. El esfuerzo ha dado resultados, y hoy en día las relaciones son de mayor confianza mutua; a esto ha contribuido el hecho de que tanto directivos como sindicalistas de esa época ya se

han jubilado. En la actualidad el trabajador promedio de Ecopetrol solo lleva cuatro años en la empresa.

Las diferencias ideológicas con respecto a la política petrolera se mantuvieron entre Gobierno y oposición. Astrid Martínez (1999) discute las posiciones de diferentes actores referentes a la política petrolera del Gobierno en la época de las negociaciones de paz del gobierno Pastrana Arango, e incluye las opiniones del Ejército de Liberación Nacional (ELN), las Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia (FARC), y la USO, organizaciones con influencia en la junta directiva del sindicato de Ecopetrol.

Las relaciones laborales entre 1981 y 2000

Entre 1981 y 1991 la USO no hizo huelgas, aunque las declaró para presionar a la administración y el Gobierno, realizando paros de mayor o menor duración, y promoviendo y apoyando paros cívicos en Barrancabermeja, Tibú y Orito (Patrón Bustamante, 2001).

En este período la empresa hace despidos a trabajadores que participan en el Paro Cívico Nacional del 21 de

Supervisor de la plataforma marina de Chuchupa, en el Caribe colombiano, revisa el tablero de control de válvulas de subsuelo de los pozos de gas.



Programa de pavimentación en las proximidades de la refinería en Barrancabermeja.



octubre de 1981, y en esa época aumentaron las peticiones políticas en los pliegos de peticiones y se deterioraron las relaciones personales entre sindicalistas y miembros de la administración. En los años ochenta se hizo un gran esfuerzo educativo y de comunicación para mejorar las relaciones laborales, pero fue difícil cambiar la cultura de los líderes sindicales y el resultante ambiente defensivo de muchos directivos de la empresa. Alberto Merlano, quien fue vicepresidente administrativo de Ecopetrol durante doce años, escribió:

Las relaciones obrero-patronales las comenzaron a transformar no los programas de nuestro ambicioso plan de mejoramiento laboral, sino la experiencia de trabajar juntos, administración y sindicato, generalmente en escenarios distintos a los de la negociación de la Convención Colectiva de Trabajo, sin la presión de las respectivas bases, en temas de profundo interés común como el de la paz. La solidaridad de la administración con la USO cuando tuvo que enfrentar muertes de dirigentes y activistas y encarcelamiento y exilio de algunos de ellos, fue también de ayuda. Más que las palabras pienso que los actos crearon confianza (Merlano: 2001).

Aunque se tomaron decisiones que había pedido el sindicato por mucho tiempo, como el escalafón convencional en 1991, y un sistema de protección de los sindicalistas en el creciente ambiente de violencia en el

país, la USO decidió no colaborar más con los programas de Mejoramiento Laboral y reinició la estrategia de confrontación hacia 1989. La negociación de la Convención de 1991-1992 fue muy dura por los límites que se establecieron a los ajustes de salarios en el sector público, y la creación del escalafón convencional hizo posible aumentar la gran mayoría de los salarios por encima del límite establecido por el Ministerio de Hacienda. El problema anteriormente descrito refleja tanto las desventajas que tienen las empresas estatales, que deben ajustarse a políticas generales del Gobierno, como las dificultades que en la práctica tiene el Ejecutivo para hacer efectivas políticas macroeconómicas, como la de control de la inflación por decisiones administrativas.

La huelga de 2004

A finales de 2002 se inició la negociación de la Convención Colectiva entre la empresa y los sindicatos, y la empresa presentó un contrapropuesto en que no se cuestionan los beneficios económicos de los trabajadores, pero sí las cláusulas de estabilidad, los ascensos automáticos en el escalafón por antigüedad, las prohibiciones de contratar con terceros y los compromisos de nuevas contrataciones en la Convención Colectiva. El sindicato, como era práctica corriente de muchas organizaciones obreras, rehusó

negociar el contrapliego y no nombró representante en el tribunal de arbitramento. Siguió entonces un proceso largo que incluyó demandas a este por el sindicato y solo en diciembre de 2003 se produjo el laudo arbitral, al cual la uso solicitó un recurso de anulación. El laudo quedó ejecutoriado el 1º de abril y eliminó los limitantes en la libertad de administración de la empresa que se habían tratado en el contrapliego. La huelga se hizo efectiva hasta el 22 de mayo de 2004 y fue declarada ilegal, por hacerse en un servicio público en el que se prohíbe hacer huelgas. Se despidieron 247 trabajadores.

La negociación de la terminación de la huelga no fue fácil, y tuvieron que mediar Darío Echeverry y el sacerdote Francisco de Roux, conocedor de la problemática del Magdalena Medio y Barrancabermeja a través de su programa de paz en esa región. El 26 de mayo se firmó un acuerdo formal, fruto de una negociación en el arzobispado de Bogotá, en la que participaron el ministro de Minas y Energía y el de la Protección Social. De los 247 despedidos se terminaron los contratos de 34, se reintegraron 101, pero condicionados a que culminaran con éxito los procesos disciplinarios, y se reintegraron dos. De los que culminaron los procesos disciplinarios, se destituyeron 56 y quedaron laborando en la empresa 45. Esto debilitó al sindicato y solo se negoció una nueva convención en 2006, en arreglo directo por el período 2006-2009.

Vale la pena comentar que durante la negociación el Gobierno expidió el Decreto 1760 del 26 de junio de 2003, que modificó la estructura orgánica de Ecopetrol. Después de la huelga de 2004 y de la transformación de Ecopetrol en sociedad pública por acciones, no ha habido más huelgas y las relaciones industriales han mejorado gracias a un gran esfuerzo educativo de ambas partes. Símbolo de esto fue el acuerdo de confianza que se firmó entre la empresa y el sindicato en abril de 2009. Se puede decir que se ha superado significativamente el peso de la historia.

La lógica de la composición de los gastos laborales en Ecopetrol

Se ha visto que la localización de la producción petrolera requirió de las compañías inversión en infraestructura social para remplazar la ausencia de esta efectuada por el Estado. Esto se refleja en un gasto relativamente alto en bienestar de personal como en porcentaje del salario. El dato para 1963 puede ser representativo para entender esta condición, pues se gastaron \$76 millones en salarios brutos, \$52 millones en prestaciones y



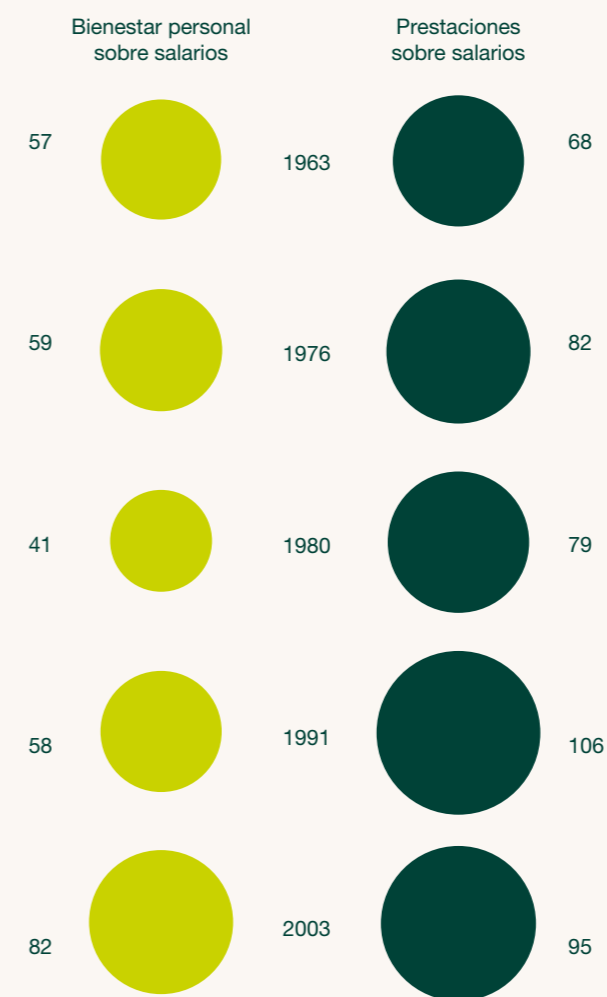
Tablerista controla las consolas de los diferentes procesos de extracción y transporte.

\$43 millones en bienestar personal, lo que demuestra la importancia del rubro de inversión social dentro de la compañía (ver gráfico 1, página opuesta).

Claramente la proporción de las categorías del gráfico es bastante alta si se compara con gastos en estos ítems en las empresas del sector privado. Parte de la explicación de este fenómeno es la naturaleza de empresa estatal que tuvo Ecopetrol. En ese régimen el sueldo del presidente de la empresa no puede ser superior al del Presidente de la República, y los sueldos de la empresa deben tener relación con los del sector público. La remuneración en el sector público ha tenido un componente político importante con aumentos altos para los cargos poco calificados y bajos para los cargos ejecutivos, lo cual implica alta rotación para el personal altamente calificado. Pocos viceministros duran más de tres años. La solución histórica en las empresas estatales que requerían la estabilidad de los cuadros técnicos y directivos fue aumentar la proporción del salario pagado como prestación social, pero mantener los sueldos básicos en línea con los oficiales. Esto solucionó en parte la estabilidad del personal técnico en Ecopetrol, pero produjo una estructura salarial distorsionada con demasiados incentivos a la estabilidad en los cargos menos técnicos.

Un ítem que vale la pena discutir es el régimen de pensiones. La producción petrolera se hace en enclaves dentro del territorio nacional, y los campos petroleros en una localidad se agotan. El personal está consciente entonces de que el empleo puede ser de menor duración que la vida laboral, y por lo tanto la demanda por pensiones antes de los 20 años de trabajo es alta. Por otra parte, en la época en que Ecopetrol era empresa oficial y

Gráfico 1
Prestaciones sociales y bienestar
(porcentaje sobre salarios)



tenía limitados los sueldos a las tablas del Servicio Civil, para competir con los sueldos de la industria petrolera se negociaron pensiones mayores a las legales y se creó un régimen diferente al del seguro social. En particular, se creó el plan 70, en el que el trabajador se podía jubilar si la suma de años trabajados más la edad superaba la cifra de 70. En todas las empresas que hoy forman parte de Ecopetrol había diferentes regímenes pensionales y estos se mantuvieron para los trabajadores que se trasladaron, y poco a poco se han acercado al régimen pensional de la empresa.

Adicionalmente, cuando el Gobierno nacional insistió en la década de los noventa en que la empresa redujera la nómina, esta procedió a jubilar personal sin remplazar el cargo. Esto, más el envejecimiento natural

del personal, ha llevado a que hoy en día haya 13.000 jubilados. La nómina, por otra parte, pasó de cerca de 10.527 a término indefinido en 1992, a 5.100 en 2003 y 7.744 en 2010 (ver gráfico 2, pág. 308).

El monto de los salarios en los últimos años los ha definido Ecopetrol basándose en encuestas elaboradas periódicamente por investigadores independientes, las cuales se han ajustado a las prácticas del mercado para personal con diferentes niveles de calificación y se han igualado a los niveles más frecuentes en el mercado en términos de salarios y prestaciones extraleales.

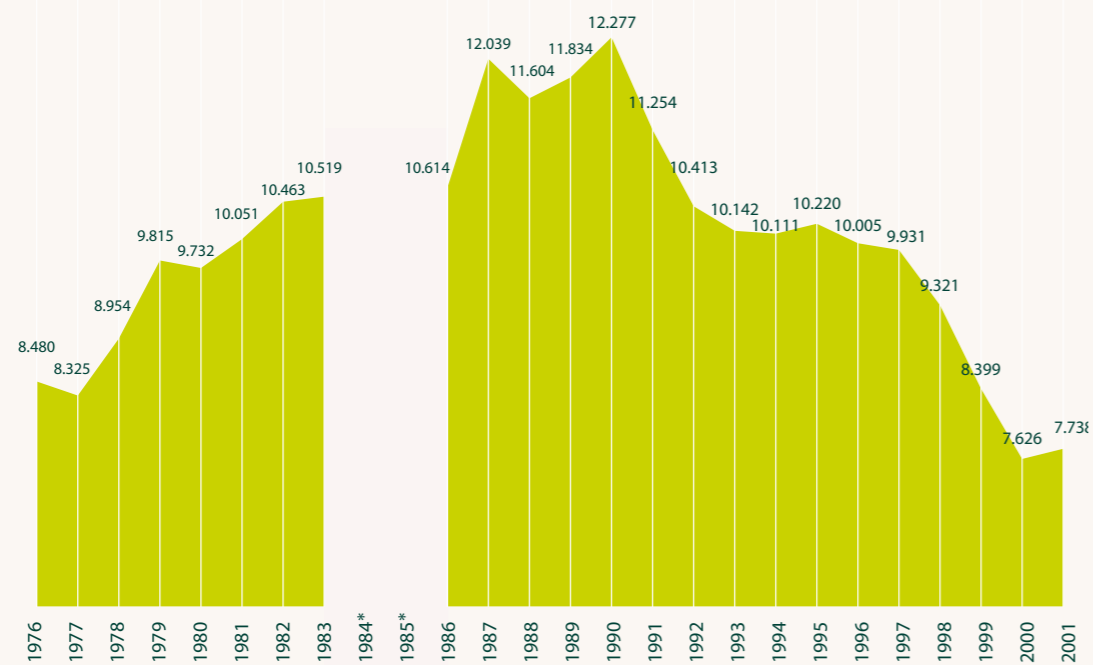
Las relaciones industriales en la actualidad

En los años noventa (ver comportamiento de la nómina en el gráfico 3, pág. 308) la empresa emprende programas para mejorar las relaciones industriales, que incluyen la concientización de los ingenieros y trabajadores especializados de las ventajas y técnicas para lograr una mejor interacción con los sindicalistas. Durante las huelgas los directivos habían mantenido la empresa en funcionamiento y la intimidación que sufrían del sindicato por esta labor durante los paros les había generado una seria resistencia a las peticiones sindicales, y a lo que consideraban una intervención infortunada de este en la administración de la empresa. Los programas de relaciones humanas, con apoyo de las universidades, no llevaron al final de las confrontaciones y hubo una huelga en 2004, pero se sentaron las bases para un mejor ambiente de colaboración entre directivos y trabajadores posteriormente; a esto contribuyó la política de apoyo a los sindicalistas despedidos en la huelga, la cual duró más de 60 días y terminó en el despido de 247 sindicalistas.

La transformación de Ecopetrol a partir de 2003 cambió radicalmente el entorno para las relaciones laborales. Según el Departamento Nacional de Planeación, el objetivo del Gobierno era una reorganización interna que buscó desmontar la burocracia del centro corporativo y darles mayor autonomía a los negocios. La nómina de la empresa se ajustó a la realidad de las cifras de producción y de reservas, y la empresa ejecutó un plan de austeridad así como una reducción de los gastos y costos administrativos que le permitiría generar ahorros importantes en los próximos años (DNP, 2010).

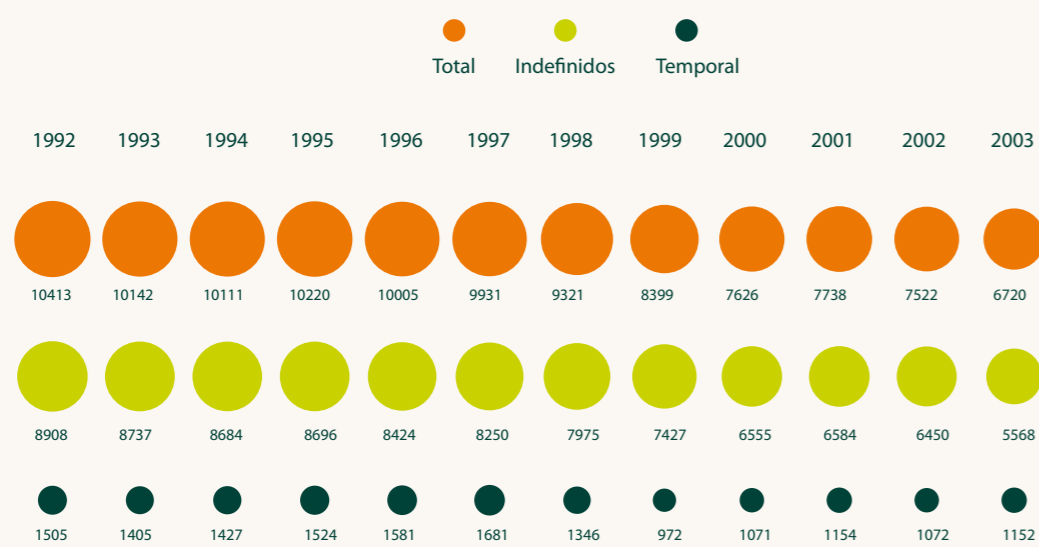
El tema de contratación había sido uno de los más polémicos en las relaciones con el sindicato y causal

Gráfico 2
Evolución de la nómina
(1976 - 2001)



Fuente: autor con datos suministrados por parte de Ecopetrol
*No se encontró información para los años 1984 y 1985

Gráfico 3
Evolución de la nómina 1992-2003
(Número de personas)



Fuente: autor con datos suministrados por parte de Ecopetrol (1992-2003).



Soldadores en la construcción del Oleoducto de Colombia, ODC.

de varias huelgas. El sindicato, como ya se explicó, se oponía a la subcontratación porque esto reducía su capacidad de crecimiento y de mantener el salario negociado en los acuerdos con la empresa. La solución que se dio a esta causa de conflicto fue establecer que todos los trabajadores de los contratistas de Ecopetrol que desempeñaran “actividades propias de la industria del petróleo” ganarían los mismos sueldos y prestaciones legales negociados en la Convención Colectiva de Trabajo de Ecopetrol, al tiempo que el laudo arbitral autorizaba la subcontratación. Desapareció así uno de los limitantes a la capacidad de expansión de Ecopetrol por cuenta de la oposición del sindicato a la subcontratación, lo cual habría limitado la producción si solo podía crecer aumentando su propia nómina. En 2003 la empresa tenía 20 mil trabajadores clasificados como contratistas y en 2010 la cifra llegaba a 30 mil (Vega et ál., 2009: 419).

Fuera del crecimiento en la producción de petróleo y gas, cifras que se relatan en otros capítulos, también ha crecido la actividad en los programas de responsabilidad social empresarial en las comunidades en las que está

presente la empresa. Los trabajadores en estas actividades también tienen salarios relacionados con los niveles de la nómina de Ecopetrol. Para hacer manejable este sistema, la empresa requiere que la contratación en sus programas sociales se haga a través del sistema del servicio nacional de empleo del SENA, y con la condición de que esta entidad garantice la idoneidad del candidato para el cargo requerido. También se estableció dentro de la política de responsabilidad social que de manera preferente los contratistas llenen las vacantes con personal local.

En una sección anterior se relató cómo una de las principales causas del conflicto en las relaciones industriales era el tema de los despidos. La solución a este problema ha sido el crecimiento de la actividad de la empresa y del sector de hidrocarburos, lo que hace innecesarios los despidos, pero se requiere que se facilite el traslado de trabajadores de zonas donde se agotan los recursos naturales a las nuevas áreas de actividad. Los subsidios para traslado a sectores donde haya nuevas oportunidades de empleo han sido efectivos como política en contra del desempleo en varios países con recursos naturales no renovables.





*Páginas 310-311:
labores de perforación
en el campo Apiay.
Villavicencio.*

*Tanques de
almacenamiento de
crudo. Refinería de
Cartagena.*



*Labores de soldadura
en el Oleoducto de
Colombia ODC.*

Retos hacia el futuro

Para acelerar el crecimiento y el desarrollo económico nacional en el entorno mundial actual, el país ha resuelto transformar a Ecopetrol en una empresa petrolera transnacional, lo cual requiere una modernización e internalización de las relaciones industriales. Al expandirse fuera de las fronteras, la empresa tendrá que contar con un capital humano altamente capacitado, bilingüe, móvil y con sistemas de remuneración competitivos internacionalmente, y las relaciones con los sindicatos colombianos y los extranjeros tendrán que ser fluidas.

A nivel nacional, el reto será acordar con los sindicatos y, a nivel local, qué actividades se definen como conexas con la industria del petróleo con salarios básicos similares a los de Ecopetrol. Otro reto será instituir

programas de capacitación para hacer “empleable” a la población local, para que la actividad petrolera beneficie las áreas vulnerables del país a las que llegue. Por otra parte, Ecopetrol debe tener una política laboral activa que facilite el traslado de trabajadores de regiones en las que se agota el empleo de la empresa a otras en las que la industria es más activa.

Finalmente, es importante que los sindicatos internalicen la idea de que el crecimiento de la empresa favorece a la clase trabajadora a través de la contribución que sus utilidades hacen al presupuesto de gasto social; pero para que esto ocurra, el Gobierno tiene que lograr que este beneficie a los grupos económicamente vulnerables de la sociedad y el gasto se haga con eficiencia y honestidad, logrando convencer a los sindicatos de Ecopetrol que esto es así.

Bibliografía

- Arias Trujillo, J. R.** 2011. *Historia de Colombia contemporánea (1920-2010)*. Universidad de los Andes. Bogotá.
- Bell, P. L.** 1921. *Colombia, a commercial and industrial handbook*. Government Printing Office. Washington.
- Comisión Económica para América Latina (CEPAL)**. 1979. *Anuario Estadístico de América Latina, 1979*. Nueva York, UN. 1981.
- Chacón, R.** 1977. "Tranquilidad en Barranca; sigue paro en Ecopetrol". *El Tiempo*. 16 de septiembre. Bogotá.
- Comisión Sindical Nacional del Partido Comunista de Colombia**. 1978. *Experiencias de una batalla petrolera: Balance de la huelga de Ecopetrol de 1977*. Bogotá.
- De Tocqueville, A.** *Lettres choisies et Souvenirs*. París, Gallimard, Coll. Folio.
- Departamento Nacional de Planeación**. DNP. 2010. *Memorias de Renovación del Estado 2002-2010*. Bogotá. Agosto.
- Ecopetrol**. Actas de junta directiva. Citadas con número y fecha en el texto.
- Ecopetrol**. 1976. *Memorando de Presidencia para H. Junta Directiva de la empresa*. 7 de octubre. Bogotá.
- López, M. P.** 2008. *Diferenciación salarial y condiciones de vida en Bogotá: 1900-1950*. Tesis de Maestría. Universidad de los Andes. Bogotá.
- Martínez, A.** 1999. "Petróleo, desarrollo y paz". *Cuadernos de Economía* v. XVIII, 30.
- Merlano, A.** 1994. Ponencia presentada en el Foro Petrolero de 1994 y el Congreso Minero de 1996 (mimeógrafo).

- Merlano, A.** 2002. "El programa de Mejoramiento del Clima Laboral de Ecopetrol: Lecciones de una experiencia de Cambio Organizacional, 1986-1998". *Pensamiento y Gestión* 13. Universidad del Norte, División de Ciencias Administrativas. Noviembre.
- Patrón Bustamante, A.** 2001. *Cinco décadas de relaciones laborales* (mimeógrafo). Documento de Ecopetrol.
- Sáenz, E.** 1993. "Los Orígenes de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol. Conflictos y Negociaciones". En *Fronteras, regiones y ciudades en la historia de Colombia*. Facultad de Ciencias Humanas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
- Urrutia, M.** 1969. *Historia del sindicalismo en Colombia*. Universidad de los Andes. Bogotá.
- Urrutia, M.** 1987. "Democracia y derechos de huelga en un servicio público esencial". *Coyuntura económica* Vol (2). Junio.
- Urrutia, M.** et ál. 2010. *Reforma de derechos sindicales y desarrollo*. Universidad de los Andes. Colección CEDE. Bogotá.
- Unión Sindical Obrera (uso)**. 1977a. *Memorando para la Vicepresidencia Administrativa de Ecopetrol, Violaciones a la Convención Colectiva de Trabajo*. Barrancabermeja. 28 de julio.
- Unión Sindical Obrera (uso)**. 1977b. *Análisis de la huelga 1977* (mimeógrafo). 1978. 25 de agosto.
- Vega Cantor, R.** et ál. 2009. *Petróleo y protesta obrera: La USO y los trabajadores petroleros en Colombia*. Corporación Aury Sara Marrugo. Bogotá.

Operarios en campo
Rubiales, 2010







*Páginas 316-317:
fiestas del 20 de
julio en El Centro,
Barrancabermeja,
1930.*

*Grupo de mayores en
el ancianato apoyado
por Ecopetrol en
Barrancabermeja.*

Capítulo 7. LA MAGIA DEL PETRÓLEO: UNA APROXIMACIÓN A LA HISTORIA SOCIAL DE ECOPETROL

Margarita Serje y Claudia Steiner

Profesoras Asociadas. Departamento de Antropología,
Universidad de los Andes.

La maldición del recurso: ¿una profecía revaluada?

La industria del petróleo —considerada como la piedra angular del capitalismo del siglo xx—, ha marcado de manera indeleble la vida en el planeta. Su impacto sobre la política y la economía globales no tiene precedentes y la llegada abrupta de la exploración, la producción y el transporte del crudo y sus refinados afecta inevitablemente las poblaciones y los paisajes en donde se establece. Como sucede con todas las materias primas (*commodities*) abundantes en países débiles, estas aumentan los riesgos de violencia y de guerra civil (Collier, 2009: 126-128): los ingresos por estos recursos proveen una fuente de ingresos para grupos ilegales, fomentan la rapiña redistributiva entre diversos grupos sociales, relajan el esfuerzo fiscal del Estado y lo alejan de su función de prestación de seguridad, infraestructura, educación y otros bienes públicos. Para comprobar estos problemas basta examinar las historias de Liberia (madera), Sierra Leona (diamantes) y la tragedia del Congo (cinco millones de muertos en menos de dos décadas), exacerbada por la posesión de diversos y valiosos minerales exportables. Para los críticos de la industria del petróleo, su historia parecería reflejar todos los problemas del mundo moderno: los peores males del capitalismo y del imperialismo encontrarían en este recurso el nicho adecuado para desarrollarse. La violencia o “petroviolencia” (Watts, 2001) ha estado

presente en muchos países productores. No debe sorprender que, tanto en trabajos históricos, como el conocido libro de Yergin (1992), en el que hace un apasionante recuento de la historia global del petróleo, hasta la literatura y el cine, el petróleo aparezca relacionado con corrupción, guerras civiles, pobreza y conflictos. Esta situación llevó a que desde la década de 1980, algunos analistas plantearan la existencia de una “maldición de los recursos”. Esta maldición se reflejaba en un menor crecimiento económico de los países productores y en un incremento de las posibilidades de desarrollar conflictos armados (Le Billon, 2001). De acuerdo con algunos reconocidos economistas, cuyos análisis han servido de base para una gran cantidad de artículos académicos, la existencia de recursos naturales no siempre resultaba en desarrollo económico de los países productores; al contrario, podían llevar a un rápido deterioro de los sectores transables de la economía nacional y, en coincidencia con el análisis de Collier (2009), a conflictos sociales y a luchas por el acceso a las generalmente grandes riquezas generadas por estos productos (Le Billon, 2001; Watts, 2001).

La explotación de los hidrocarburos entraña costos y beneficios. Los primeros se expresan a través de impactos ecológicos, culturales, políticos y sociales, tanto de la explotación como del transporte, la refinación y los efectos del consumo de muchos de sus derivados. Los segundos son fundamentalmente macroeconómicos, pero incluyen también las ventajas



del uso de sus derivados en todos los sectores económicos y eventualmente del buen manejo del recurso para invertir sus excedentes en capacidades de investigación, desarrollo e innovación. Recientemente ha surgido un cambio de perspectiva de acuerdo con el cual, como lo argumenta Kenny (2010), la maldición no viene del recurso mismo sino de los malos gobiernos y de ambientes institucionales que sofocan el crecimiento de servicios y manufacturas, es decir, de la economía política del recurso. Este autor plantea que las soluciones propuestas por los Gobiernos deberían ser más transparentes e incrementar su flujo de recursos hacia las comunidades (Kenny, 2010).

Este debate debe situarse en contextos específicos y ese es el objetivo del presente capítulo: hacer una primera aproximación a la historia social de Ecopetrol. Una historia social empresarial en la cual se busca mirar, a través del tiempo, las prácticas de Ecopetrol y su relación con los procesos sociales que configuran las sociedades locales y regionales en las que se ha insertado.¹ Es decir, se trata de examinar cómo las prácticas empresariales han transformado las formas de organización social (los principios de organización interna de los grupos) y las relaciones sociales

(de producción, de clase y de etnia) de las sociedades con las que interactúa. Este tipo de perspectiva es de interés en la medida en que una aproximación desde la historia social contribuye al reconocimiento del papel que los grupos subalternos y marginados han tenido en los procesos de cambio social.

La historia social de Ecopetrol es en buena medida la historia social del petróleo en Colombia. La empresa fue, durante la mayor parte de su historia, la instancia del Estado encargada de establecer las políticas y pautas de explotación de hidrocarburos en el país. Su acción determinó entonces la manera en que la industria encararía los retos y los efectos sociales de la producción, el transporte y la refinación del crudo. Para comenzar a hilar la urdimbre de su historia social, se parte en este capítulo de una aproximación etnográfica al *ethos* y a las prácticas de la empresa, a partir de los lazos que unen la vida de uno de sus protagonistas con Barrancabermeja y El Centro, lugares fundacionales no solo de la empresa, sino también de la industria nacional de hidrocarburos.

Más adelante se hará un recorrido —a grandes pinceladas— de los principales impactos socioecológicos de lo que ha sido la industria petrolera en el

En la esquina derecha, la casa donde en 1922 se firmó el acta de creación de Barrancabermeja como municipio.

1. Para una visión amplia de la historia social empresarial, ver por ejemplo: Pineda (2001); Vega y Aguilera (1995); Bowen (2008); Cowan (2008).



Antiguo puerto de Barrancabermeja, antes de 1920.

país en su conjunto, con el fin de tener un panorama que permita comprender el complejo entramado de la que aquí se considera como la vida social del petróleo. Este conjunto de procesos muestra las múltiples dimensiones en que los negocios petroleros afectan la vida social y los entornos biogeográficos de las regiones en las que se insertan. Teniendo este panorama como tras-escena, se muestra a continuación la evolución de las políticas sociales de la empresa. Dentro de las políticas sociales se han querido ver dos grandes ámbitos: por un lado se hace referencia a la manera como Ecopetrol ha buscado enfrentar los procesos sociales regionales relacionados con los impactos socioambientales locales de sus negocios y las respuestas a estos impactos, entre estos, los conflictos y las movilizaciones sociales, la violencia y los problemas de la colonización. Por otra parte, se hace referencia a las medidas adoptadas por Ecopetrol para relacionarse con las diversas comunidades que habitan las zonas donde se desarrollan sus negocios. El lector debe tener en cuenta que en este capítulo se hará un especial énfasis en el caso de las sociedades indígenas, por la importancia creciente que tienen para la industria los territorios habitados por estos

grupos, por la magnitud del reto que representa el establecer con estos una relación éticamente responsable y por el peso del buen manejo de los intereses de las comunidades en el valor de una empresa listada en bolsa.

Como se discute en otros capítulos de este libro, Ecopetrol ha estado vinculada durante buena parte de su historia con medidas de fomento y desarrollo de muchos municipios y departamentos petroleros, en la medida que como empresa estatal debía desarrollar políticas públicas y cumplir con mandatos de gobierno. Particularmente su contribución en la construcción de infraestructura, y más recientemente su apoyo en el diseño de los planes de ordenamiento territorial. Sus esfuerzos por mejorar su desempeño como buen vecino de las comunidades, como lo atestigua la adopción de buenas prácticas verificables, muestran avances significativos. Si bien aún hay un largo camino por recorrer, la posibilidad de mirar críticamente tanto los logros como los retos que enfrenta Ecopetrol sin duda abre importantes caminos para el establecimiento de diálogos productivos entre la empresa y las comunidades donde se establecen actividades petroleras.





Barrancabermeja: la magia del petróleo²

En 1974, Hugo Toscano fue nombrado gerente general del Complejo Industrial de Ecopetrol, convirtiéndose así en el primer barranqueño en ocupar dicho puesto en la refinería. Hoy, a sus 84 años, tiene el honor de figurar entre los 100 personajes del siglo XX en la historia de Barrancabermeja³ y su foto se encuentra en el Museo del Petróleo en El Centro. Un merecido honor para quien durante toda su vida ha estado ligado a Ecopetrol y cuya historia personal y doméstica se confunde con la de la empresa. Su padre, Servideo Toscano Mantilla, llegó a Barrancabermeja en 1920, después de que una noche resolviera con algunos amigos dejar Bucaramanga en búsqueda de otros horizontes de trabajo. En medio de la expectativa y de la aventura tomaron el tren a Puerto Wilches y después una chalupa hasta Barrancabermeja. A su hijo Hugo le contó historias sobre el caserío que era Barrancabermeja en esa época: una “caimanera” con unas pocas casas de bahareque con techos de paja, que no tenía acueducto y a donde ya estaba

llegando mucha gente atraída por la abundante oferta de trabajo bien remunerado que ofrecía la empresa Tropical Oil Company, conocida como “la Troco”. Para entrar a trabajar en la petrolera, los encargados de contratar a los empleados les miraban las manos. Si mostraban suficiente callosidad entonces los consideraban buenos para el trabajo. Había que ser fuerte, sobre todo para no enfermarse de paludismo, fiebre amarilla, tuberculosis y todo tipo de enfermedades tropicales. El padre hizo de Barrancabermeja su hogar, un lugar en donde era posible hacer buen dinero, pero que así como se ganaba, se perdía en el juego y en el alcohol. Hugo nació en el campo 22 del corregimiento del Centro en 1927, y hoy cuenta con orgullo que todos sus hijos y algunos de sus nietos nacieron allí también. A los 12 años, en 1939, entró a trabajar en la Troco en el laboratorio de metalurgia, que pertenecía al taller de fundición ubicado en el parque industrial o “zona de talleres”, como lo llamaba la gente del Centro. Recuerda a la Troco como una buena empresa, que pagaba cumplidamente cada 15 días y se encargaba de fomentar el deporte. Los extranjeros salían de Barrancabermeja en aviones que llegaban desde Barranquilla y acuatizaban en el río Magdalena. En los

2. Realizar este aparte sobre Barrancabermeja fue posible gracias a la ayuda de la Oficina de Gestión Social de Ecopetrol. Nuestros agradecimientos a María Tonelli y a Gonzalo Murillo. En Barrancabermeja, Alba Luz Amaya y su equipo nos brindaron un generoso apoyo y gran parte de su tiempo, gracias al cual pudimos conocer el trabajo que realizan en Sabana de Torres, El Centro, Cantagallo, Barrancabermeja y Puerto Berrio. De igual manera el padre Libardo Valderrama, director ejecutivo de la Corporación Programa de Desarrollo y Paz del Magdalena Medio (PDDMM) y Ely Isabel Machacado, directora ejecutiva de la Fundación para el Desarrollo del Magdalena Medio (Fundesmag), nos brindaron información y apoyo importante.

3. Ver: www.barrancabermejavirtual.net.

4. Respecto a los alimentos como reivindicación con los trabajadores, ver el capítulo 6. Parece que esta reivindicación tuvo consecuencias serias para la Empresa. De acuerdo al acta No. 744 del 22 de abril de 1965, en la cual se hace referencia a la necesidad de modificar (aumentar) los precios de la carne de res y de cerdo, “por cuyo concepto viene sufriendo la empresa una pérdida anual de 4 millones de pesos”, la intención era nivelarlos con los de Barrancabermeja, ya que la diferencia resultaba conflictiva. En la reunión se “recordó que anteriormente se había tratado el asunto y quedó pendiente para cuando la situación laboral estuviera despejada”.

Páginas 322-323: profesores y alumnos del Colegio José Antonio Galán, Barrancabermeja.

Página opuesta: el Bazar Francés y la segunda iglesia San Luis Beltrán, Barrancabermeja, 1928.

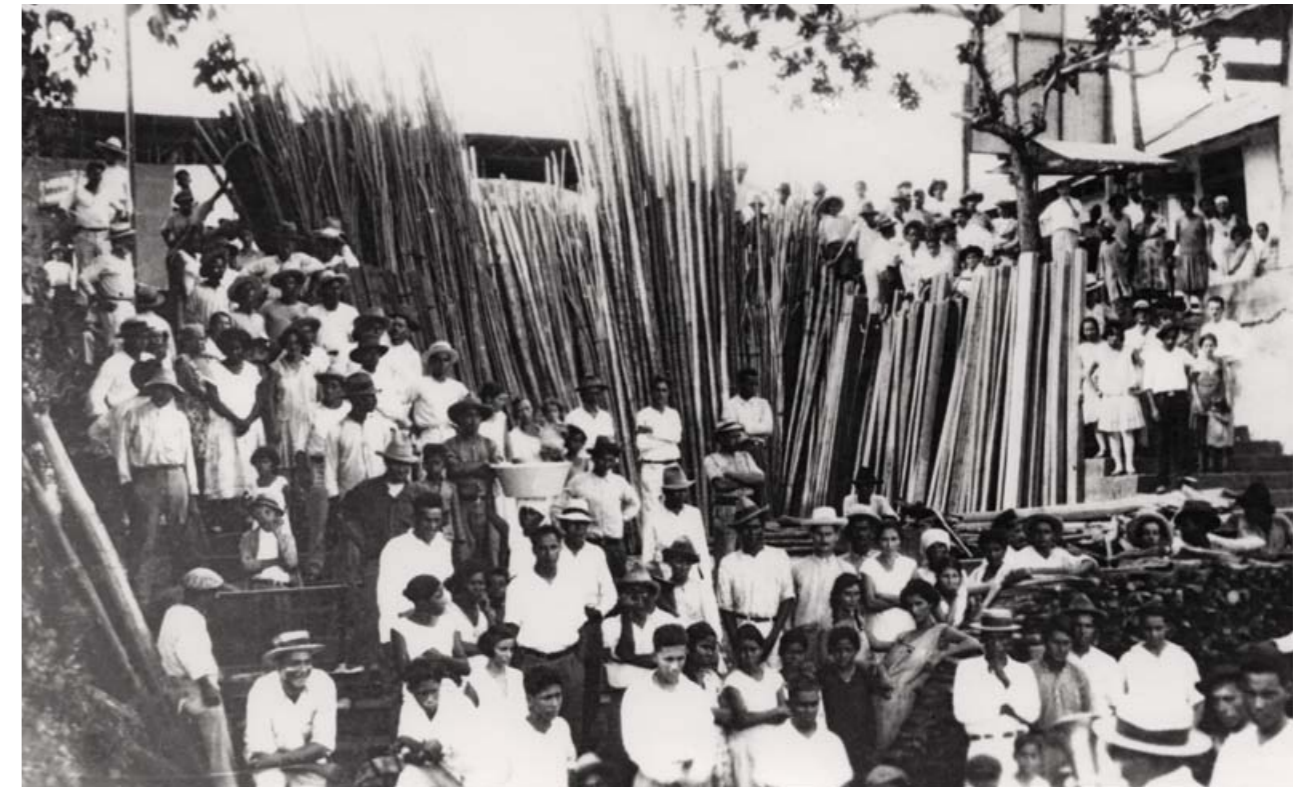
Día de fiesta familiar en Barrancabermeja. Etapa Troco, década de 1920.

5. No es de extrañar entonces, que para él, en su visión retrospectiva de la empresa, la importancia de la educación en el proceso de desarrollo de la industria petrolera ha sido, a través del tiempo, “una locomotora tecnológica en innovación, desarrollo e investigación” y refleja la forma como “Ecopetrol empujó la rueda del progreso de la región y del país a través del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), de la financiación de estudios universitarios, del Sena y de colegios.

6. En los años de la Tropical Oil Co., los americanos le decían a los jóvenes “comemangos”, por la abundancia de esta fruta en El Centro que los chicos consumían. La cantidad de iguanas era también conspicua en la zona.

7. Agradecemos a Hugo Toscano y a su hija Linda, quienes generosamente compartieron con nosotras la historia de su vida.

campamentos de los trabajadores vivían hasta 32 personas y dormían en hamacas. Los servicios de salud y los servicios públicos eran, según recuerda, excelentes y superiores a otros lugares de Colombia. También tenían cine y alimentación, la cual era provista por contratistas colombianos, aunque el inclemente clima del trópico afectaba en poco tiempo la calidad de los alimentos. Considera que la formación del sindicato tuvo que ver con la exigencia de una mejor comida para los trabajadores.⁴ El trabajo era de alto riesgo: apertura de carreteras, perforación de pozos, construcción de campamentos, transporte de tuberías y láminas de acero. A pesar de que nunca se dio una relación de tipo personal con los extranjeros, esta era tan solo laboral, cuenta que su trato hacia los colombianos era bueno. Recuerda que durante la Segunda Guerra no era posible importar repuestos para el campo petrolero del Centro, de manera que la mayoría de las partes se fabricaban allí. Fue entonces cuando un ingeniero canadiense se preocupó por enseñarle todo lo que aprendió. Esto le sirvió para ganarse una beca otorgada por el Club Unión de los Trabajadores para hacer el bachillerato técnico en el Instituto Dámaso-Zapata de Bucaramanga. Su dedicación y algo de suerte lo llevaron a entrar a la Universidad de los Andes, y luego, gracias a un préstamo, terminó sus estudios en la Universidad de Illinois en 1957.⁵ Su regreso a Barrancabermeja coincidió con una época de cambios tecnológicos en la industria petrolera y con la apertura de trabajos para ingenieros



colombianos, quienes en 1961 asumieron el control de la refinería y tomaron las riendas tecnológicas de la empresa. Entre estos, dos ingenieros colombianos, Ernesto Zapata y José Barake, fueron los encargados de liderar el proceso. El ingeniero Zapata, quien lo contrató, había estudiado en el Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT) y fue el primer colombiano gerente de la refinería. Hugo relata que la entrevista de trabajo fue en inglés, ya que los dos habían estudiado en Estados Unidos. Pero también tenían algo más en común: al igual que él, Zapata había nacido en El Centro, en el campo 6. Además de empleo, en ese entonces vio también la oportunidad de casarse con Luz Heredia, con quien vive hoy en Bogotá. Tuvieron seis hijos, todos profesionales, algunos de ellos vinculados a los sectores petroleros y residenciados en Barrancabermeja. Ellos, a través de un grupo creado en Facebook de hijos de pensionados, llamado Iguanos y Comemangos⁶ plantean y llevan a cabo proyectos comunitarios y, al igual que su padre, tienen una fuerte cercanía afectiva con la empresa y la comunidad.⁷

La historia de una persona cuya vida y cuyo destino han estado enlazados con de Ecopetrol ilustra no solo la forma en que la industria del petróleo configuró toda una historia familiar, sino también cómo las relaciones profesionales y afectivas van de la mano con la historia de una empresa. Hugo Toscano considera que su caso no es particular, ya que ese mismo destino lo han

tenido otros colegas, tan trabajadores como él, cuyas cualidades supieron ser reconocidas por la empresa. Los fuertes sentimientos que expresa hacia Ecopetrol también es posible encontrarlos hoy en día entre sus trabajadores. Si bien en tiempos de la Tropical Oil Co. se veía al recurso como protector —“papá petróleo”— hoy en día la percepción es de un fuerte sentimiento de identidad no solo con el recurso sino con la empresa, con la cual las relaciones domésticas y afectivas parecen fundirse con las industriales. En una zona como Barrancabermeja, que se caracterizó por la llegada de gente de diversas regiones del país, y de profesionales y técnicos del exterior, la empresa le permitió, a quienes tuvieron la fortuna de estar cobijadas por esta, la creación de una identidad como comunidad trabajadora y próspera ligada al recurso petrolero.

En Barrancabermeja o “Barranca”, como se la conoce familiarmente, el petróleo impregna la vida del municipio. Allí Ecopetrol, más que una empresa, es el alma de un pueblo que cuenta su historia y vive el presente en relación con su presencia. La gigantesca refinería, que cubre más de 400 hectáreas, parece ser

guardián del espíritu de la empresa que muestra su poder en una llama que nunca se apaga y en un ronroneo permanente que es parte de la vida cotidiana de sus pobladores. Una gran comunidad se ha constituido a partir del petróleo, el cual, paradójicamente, nunca se ve. Quizás esa es la parte mágica de este recurso que viaja escondido entre los miles de tubos que atraviesan el país y llegan hasta la refinería, un lugar al que la mayoría de los pobladores de Barrancabermeja han querido o quieren, algún día, entrar. Un deseo que se cumple con bastante frecuencia y del cual hablan con orgullo desde el taxista que trabaja también un turno en la refinería hasta el contratista de una de las muchas compañías que prestan sus servicios a Ecopetrol. El mundo en Barrancabermeja y en el Magdalena Medio parece ser un adentro y un afuera de la empresa, donde esta es vista como el lugar prodigioso en el que el futuro de quien logra entrar estará asegurado por generaciones; en Barrancabermeja y en las zonas de producción de la región, quienes están dentro de la empresa se reconocen fácilmente. Vestidos impecablemente, se pueden distinguir los empleados directos

Fiestas de conmemoración de los 30 años de fundado el municipio. Barrancabermeja, 1952.



Desfile de colegios en las fiestas del 20 de julio. Barrancabermeja, 1956.

de los contratistas por el color de la camisa. Dentro de la refinería los operarios y operarias, también con uniformes distintivos y cascos de seguridad, ofrecen una imagen de orden y pulcritud. Sin excepción, tanto dentro de la refinería como fuera de esta, todos cumplen estrictamente los protocolos de seguridad establecidos por la empresa. Todos comparten una identidad que los distingue de aquellos que están fuera, ya sean turistas, visitantes o gente que se dedica a otras actividades. Excepción hecha de los extranjeros, quienes a pesar de no llevar ningún distintivo de la empresa, parecen todos tener alguna labor ligada con el petróleo. En el avión que sale el viernes hacia Bogotá es difícil encontrar a alguien que no esté relacionado de alguna manera con Ecopetrol.

El impacto de la industria petrolera se siente con intensidad en las zonas en donde esta se establece. La transformación del paisaje es evidente en el Magdalena Medio: terrenos antes selváticos por donde ahora cruzan tubos de diferentes colores y tamaños, que, según recuerdan los más antiguos habitantes, en otro tiempo estaban poblados de

jaguars, caimanes y anacondas que fueron desapareciendo a medida que aumentaba el flujo de gente y se ampliaba el número de pozos. Mientras ellos también se acuerdan del paludismo y de las dificultades de vivir en la selva, los más jóvenes recuerdan las iguanas y los árboles de mango, siempre presentes durante su juventud. Los balancines o “machines” con los cuales se bombea el petróleo son una parte constitutiva del paisaje y de la memoria de los habitantes. Estas máquinas, reconocidas por su nombre en inglés, se han singularizado y hoy el “machín” es emblemático de la cultura petrolera. En el Club de Trabajadores de Barrancabermeja, uno de los restaurantes lleva ese nombre. Pero estos cambios materiales, que incluyen cambios en el paisaje y la presencia de maquinaria pesada y grandes obras de infraestructura, no son los únicos a los cuales se ha visto enfrentada la región ni sus habitantes, ya sean empleados o no de la empresa. Hay también otro tipo de cambios, entre los que se encuentran el impacto de la entrada de personal extranjero y su influencia en las relaciones sociales locales, así como el desarrollo de actividades





Barrio construido por Cavipetrol en Cúcuta.

Centro de acopio de frijol en Carmen de Viboral, Antioquia, construcción apoyada por Ecopetrol.



comerciales. En la actualidad, la gente se siente orgullosa de la pujanza que muestra Barrancabermeja y hacen referencia a la existencia de centros comerciales con reconocidos restaurantes, lo cual le da a la ciudad un toque cosmopolita. Un desarrollo que sin duda tiene que ver con la demanda de Ecopetrol por personal calificado.

Herederas de las prácticas de la Tropical Oil Co., con sus aciertos y desaciertos, Ecopetrol se convirtió, al igual que lo fue su antecesora, en el polo de atracción de miles de migrantes, quienes llegaron a Barrancabermeja desde las primeras décadas del siglo xx en busca de un mejor futuro. Algunos se convirtieron en trabajadores directos de la empresa, mientras otros se asentaron en su zona

Operario de la refinería de Barrancabermeja con sus hijos. Principios de la década de 1960.

Página 330: grupo de alumnas del colegio El Rosario, institución fundada con el nombre de Intercol Staff School en el año de 1952.



de influencia, tanto en Barrancabermeja como en las riberas del río Magdalena. Estos campesinos y colonos han vivido en general en una situación de incertidumbre acerca de su medio social y económico. Esto se nota, por ejemplo, en el caso de los títulos de propiedad de las tierras, y en la inseguridad que han enfrentado en los últimos años por la presencia de grupos armados y

por los vaivenes climáticos, particularmente las intensas lluvias. Esta incertidumbre ha contribuido además a que se tenga una percepción del petróleo como “bien limitado”, lo cual se explica ya que, en general, en sus vidas todo es limitado: la tierra, la educación y el trabajo, entre otros (Foster, 1965); si no se aprovecha ese bien de manera inmediata, después no habrá más



8. Un buen ejemplo se encuentra en Sabana de Torres con la Granja Ecológica San Luis, y el programa Corredor Multimedia de la escuela CM3. Ambos son administrados por un habitante nativo. Allí ha cumplido su sueño de tener peces, lombricultura y otros. La granja es un lugar abierto a la comunidad, al igual que la sala virtual o el Telecentro de la escuela. En la mañana la sala sirve a los alumnos y en la tarde para capacitar a la comunidad. Se cumple así uno de los objetivos del programa: llevar Internet a las zonas rurales. En el mismo municipio se encuentra la plantación de hierbas aromáticas, perteneciente a una asociación de madres cabeza de familia.

9. Para Ecopetrol, según los funcionarios de esta iniciativa, esta estrategia busca consolidar un modelo de gestión empresarial de enfoque regional para desarrollar proyectos articulados a los Planes de Ordenamiento Territorial y al Plan Nacional de Desarrollo.

10. Se hace referencia en este capítulo al enclave como concepto geopolítico. Interesa aquí destacar las características y consecuencias sociopolíticas de este tipo de emplazamiento geográfico, que puede ser en algunos casos nodo de una "economía de enclave", aunque se trata de procesos que no son necesariamente sinónimos. Para ampliar esta distinción ver: Vinokourov (2007); Legrand (2006) y Choon-Piew (2009).

11. Este tipo de migración, se refiere a la movilización de poblaciones a un área determinada en anticipación de o en respuesta a las oportunidades económicas asociadas con los megaproyectos, se ha caracterizado como "project induced in-migration" (PIC, World Bank Group, 2009).



provincias de Vélez, de Soto y de Mares y cordillera de los Yariguíes, así como de otras numerosas poblaciones rurales, donde no hay expectativas de obtener empleo o beneficios del petróleo, pero donde se sienten no pocos efectos contraproducentes de la explotación petrolera. Entre estos, los impactos no mitigables sobre el medio ambiente, la presencia de personas de seguridad armada y de contratación.

Es importante sin embargo, destacar que a partir de los diferentes procesos e iniciativas para el desarrollo desplegados en la región en los últimos quince años, a finales de 2010 Ecopetrol, junto con la Gobernación de Santander, con la Alcaldía y la Diócesis de Barrancabermeja, así como con la Corporación Desarrollo y Paz del Magdalena Medio, acordaron suscribir un documento denominado "Gran Acuerdo

Social Barrancabermeja Ciudad Región 100 años".⁹ Con este acuerdo se formalizó el compromiso de impulsar un proceso de desarrollo sostenible regional. En abril de 2011 se sumaron a esta propuesta, en calidad de convocantes, la Unión Sindical Obrera (USO), el Concejo Municipal de Barrancabermeja y la Cámara de Comercio.

Enclaves y estados de excepción¹⁰

Como se vio anteriormente, uno de los principales efectos de las actividades petroleras y extractivas es la llegada de numerosas personas quienes, con tan solo el rumor de la posibilidad de recursos, se desplazan en busca de una nueva vida. Entre estas se encuentran campesinos en busca de mejores oportunidades de tierra y trabajo, así como aventureros en busca de nuevos horizontes. Con ellos llegan también los rebuscadores, es decir, aquellos que están buscando espacios y clientes para actividades económicas, tanto informales (cacharrereros, teguas, vendedores ambulantes) como ilegales, relacionadas con la usura, el juego, el alcohol, las drogas y la prostitución. En efecto, a la voz de petróleo, se crean enormes expectativas avivadas por "el mito del petróleo" (Watts, 2001; Yerguin, 1992; Santiago, 2006, entre otros).¹¹ Watts (2001) opina que el petróleo, al ser una de las mercancías globales que mejor se negocian, crea una imagen de riqueza inmediata, acompañada de ambición y decadencia. Una imagen acorde con la visión del petróleo como el "oro negro", que da lugar a lo que este autor llama el petrofetichismo o la petromagia, por su efecto El Dorado, donde el recurso natural crea un mundo de ilusión en el cual la gente se vuelve rica sin esfuerzo, creando fabulosos despilfarros y locuras fiscales (Watts, 2001: 205). Esta "petromagia" ha estado presente en el imaginario del país: en algunos períodos de la historia nacional se tuvo la sensación de ser un gran país petrolero, al estilo de algunos países del Oriente Medio. Esta percepción se ha ido ajustando ante la realidad de la geología colombiana.

En Colombia, una de las características de las actividades petroleras y extractivas es que, en muchos casos, se han establecido en regiones del país que históricamente han sido conocidas como "fronteras internas". Desde los inicios de la industria a comienzos del siglo XX, estas se situaron en zonas consideradas como "territorios salvajes", como aquellas donde



Página 331, arriba: Fernando Gutiérrez, gerente del distrito Caño Limón, y Gilberto Bustamante, jefe de servicio de salud de Norte de Santander, firman convenio para salud y electrificación en el área de influencia del oleoducto. Marzo de 1988.

Página 331, abajo: firma de contrato por Andrés Restrepo, presidente de Ecopetrol, y Jorge Vergara de la Ossa, alcalde de San Marcos, Sucre, febrero de 1989.

Ecopetrol forma parte de la Fundación Mamonal que creó y apoya al colegio Nuestra Señora del Buen Aire en Pasacaballos, Cartagena.

Niños del centro musical apoyado por Ecopetrol en la vereda Rincón de Pompeya, en el municipio de Villavicencio.



Plan escolar, fruto de convenio de Desarrollo Rural Integrado DRI 250-04 de apoyo a la comunidad, entre la Ecopetrol y la gobernación del Putumayo.





Talleres de costura dentro de los programas sociales en Apiay, Meta.

se establecieron las Concesiones Barco y de Mares. Tanto el Catatumbo como el Magdalena Medio se concebían entonces como zonas desconocidas y llenas de peligros, donde abundaban serpientes, enfermedades y, sobre todo, tribus salvajes. Allí las primeras empresas petroleras se presentaron a sí mismas en términos heroicos, abriendo las selvas inhóspitas a la civilización al luchar como titanes contra las adversas condiciones de la geografía tropical. Estas regiones, caracterizadas por una precaria presencia del Estado y donde reinaba “la ley del más fuerte”, aparecen a los ojos externos como zonas de desorden y de violencia. En el pasado, por el miedo a las flechas de tribus salvajes y caníbales o en la actualidad, por el miedo a las incursiones, “boleteos” y atentados de los grupos armados que le disputan allí al Estado el control territorial. En síntesis, el hecho de implantarse en regiones “de frontera”, ha marcado la forma en que las actividades petroleras se han insertado en regiones como el Putumayo, el piedemonte llanero o el Magdalena Medio. Por su naturaleza económica de tipo extractivo, se constituyeron como enclaves, situación reforzada por las condiciones de desconocimiento de las realidades, baja o nula presencia

institucional y los problemas de seguridad locales. Su organización espacial e institucional estuvo diseñada, por un lado, para protegerse del medio hostil que los rodeaba, como un frente o vanguardia para vencer los antagonismos que se le imputaban al medio en donde se establecieron y, por otro, para concentrar y controlar su acción. Este hecho ha sido uno de los factores determinantes para que las actividades petroleras históricamente se encierren tras la malla protectora de cercos de seguridad.

La historia social de los enclaves ha mostrado que estos son lugares extraordinariamente cosmopolitas, desde donde se establecen relaciones directas con los centros económicos globales de la industria (a veces más que con los centros locales y nacionales). Son también espacios socialmente complejos en donde confluyen gentes de diversas procedencias, marcados por el esfuerzo de las empresas de crear modos de vida y de trabajo modernos. Allí se crean entonces nuevas formas de habitación y de recreación, así como espacios de consumo, de educación y de salud, a veces muy distantes de las condiciones de las regiones en las que se ubican. Al tiempo en que allí surgen nuevas comunidades y grupos sociales, se reproducen

Centro de Salud construido en la inspección de San Isidro de Chichimene.



jerarquías sociales a partir de nuevos valores de raza, de género y de clase que, de alguna manera, se apartan de los problemas que la actividad extractiva o los megaproyectos han producido. Entre estos, los inmigrantes y los problemas de atención pública que suscitan los cambios demográficos en las regiones.

Las empresas extractivas, así como muchos megaproyectos civiles afectan profundamente el paisaje y la vida social de las zonas donde se establecen. En ausencia de instituciones y de presencia de gobierno, se produce de facto un Estado de excepción en el que se normalizan una serie de prácticas por parte de algunos grupos sociales que en ocasiones se pueden situar en los terrenos opacos de la ilegalidad. Se trata de prácticas diversas que van desde la captura del acceso a los empleos hasta la prostitución, que aparece como mal endémico de las regiones petroleras. Este efecto se profundiza por el hecho de que la presencia de las compañías petroleras en las zonas de exploración y explotación va acompañada de una fuerte presencia militar y de seguridad privada puesto que la afluencia de recursos en la zona atrae no solo a rebuscadores, sino a la delincuencia y a los grupos armados ilegales. Los complejos procesos sociales de

migración y llegada de actividades ilegales que interactúan complejamente en las zonas de explotación petrolera podrían explicar que estas se encuentren entre las más violentas del país (como ha sido el caso del Magdalena Medio, Arauca o Putumayo).

Otro resultado de la llegada de negocios petroleros a localidades rurales y remotas, así como de muchas actividades económicas que se proyectan como “polos de desarrollo”, es que en anticipación a las oportunidades económicas que se prevén, se transforma el mercado de tierras en su área de influencia; al tiempo, se reproduce el llamado “ciclo de la colonización” y se presentan procesos de concentración de tierras. Por un lado, los colonos desplazan y a veces usurpan zonas consideradas como “baldíos”, los cuales en muchas ocasiones resultan ser los territorios históricos de grupos indígenas y de pequeñas comunidades, poniendo en riesgo la supervivencia de estos grupos. Pero para los colonos tampoco la perspectiva es brillante: legalizar las tierras que ocupan no es fácil, como tampoco lo es ponerlas a producir. Surgen entonces el endeudamiento o esquemas como la “terrajería”, que resultan en general en la necesidad de vender las mejoras con la consiguiente pérdida de un gran esfuerzo de

desmante. Como estas áreas aparecen como zonas con muy buenas oportunidades de desarrollo (por la posibilidad de construcción de carreteras, de valorización, de recibir compensaciones gracias la presencia de las actividades petroleras), terminan en manos de pocos, dándose en muchos casos procesos de concentración de la propiedad.¹²

Sin duda, la afluencia de gentes atraídas por las nuevas actividades económicas y por la presencia física de las empresas ha producido procesos acelerados de urbanización que presentan características muy particulares. Se trata de un desarrollo urbano marcado profundamente por el contraste entre dos economías que coexisten en estos asentamientos. La economía de la industria petrolera y sus patrones de consumo se consolidan con la presencia y las aspiraciones de un grupo social que surge de las relaciones laborales y sindicales de la empresa. Se trata de un grupo que lidera un tipo de desarrollo particular en las zonas petroleras que va adquiriendo un amplio poder económico y político, que centraliza el acceso a los beneficios laborales. En buena parte, en las ciudades petroleras se genera una demanda por un tipo de desarrollo urbano que provea cierto tipo de vivienda, de alimentación y de servicios

que emulan el aire cosmopolita y los patrones de consumo del enclave. Esta forma de desarrollo convive en las nuevas ciudades con la “economía del rebusque”, que prospera en los barrios de invasión, los tugurios y las zonas de tolerancia donde viven aquellos que no han podido beneficiarse directamente de las actividades de la industria.

La actividades de la industria petrolera, así como las de otras empresas extractivas y agroindustriales, pueden entenderse como procesos socioambientales en la medida en que los cambios en los paisajes y ecosistemas que estas producen hacen necesarios cambios en la vida social y, al mismo tiempo, el conjunto de dinámicas sociales que estas empresas traen consigo, implican a su vez nuevas transformaciones en el entorno biogeográfico.

Las políticas sociales: de lo filantrópico a lo estratégico

Durante la primera mitad del siglo xx, las empresas pioneras de la industria petrolera no tuvieron políticas explícitamente dirigidas a intervenir el

Trabajos comunitarios de adecuación de vías apoyados por Ecopetrol en el departamento de Santander.

Trabajos comunitarios de adecuación de vías apoyados por Ecopetrol en el barrio El Paraíso, Cartagena.

entorno social o que regularan las relaciones de las empresas con las poblaciones y paisajes en las tierras donde se establecían. Sin embargo estas adelantaban, de hecho, una serie de prácticas y tenían un conjunto de nociones a partir de las cuales intervinieron —por acción o por omisión— tanto en el entorno social como en el ambiental.

El caso de la Tropical Oil Co. en la Concesión de Mares es dicente: la empresa es recordada en la región por su acción paternalista que daba todo lo necesario a aquellos que quedaban cobijados por su acción de beneficencia. Así, los vecinos de El Centro, donde se ubicaban los campos de explotación, tuvieron durante muchos años servicios gratuitos como los de agua y gas, así como el transporte a Barrancabermeja; muchos de ellos fueron atendidos en el centro de salud de la empresa e incluso remitidos a hospitales regionales por cuenta de esta. Si bien la empresa no consideró necesario entonces hacer estudios sobre la colonización o sobre los impactos de los procesos de poblamiento y urbanización que se gestaban en su sombra, hacía aportes —a discreción de sus directores— para apoyar las autoridades locales e incluso para asumir obras que habría correspondido

a las municipalidades llevar a cabo. En general, la empresa externalizaba los grandes costos sociales y ambientales de la operación, manteniendo siempre una política de paternalismo de puertas para dentro y de aportes filantrópicos hacia fuera, destinados a aliviar puntualmente la situación de escuelas, hospitales e incluso de ciertas familias en necesidad.

Ecopetrol, sin experiencia previa en la administración de complejas realidades y relaciones, tomó como punto de partida las prácticas de la Tropical Oil Co. en el manejo de la situación social y del entorno biogeográfico. Sin intervenir mayormente en los procesos socioambientales, continuó llevando a cabo acciones puntuales y asistenciales, concebidas en un comienzo como aportes para “relaciones públicas”. La empresa contribuyó con recursos al municipio de Barrancabermeja con diversos fines: para reemplazar las ambulancias del hospital, comprar llantas para los carros de la policía del municipio, arreglar puentes y carreteras, así como para fiestas y reinados patronales. En 1985, el Gobierno emitió un decreto presidencial con el cual acabó con los montos presupuestados para las relaciones públicas por considerar que estos podían llevar a prácticas de tipo clientelista.



12. Para una discusión de este proceso ver el análisis de la “ecología del petróleo” que propone Santiago (2006).



En Ecopetrol se creó entonces un rubro destinado a “ayudas a la comunidad”, que mantuvo, en últimas, carácter muy similar al anterior.

La situación social del Magdalena Medio comenzó por ese entonces a presentar los efectos más agudos, tanto del desarrollo petrolero como los de la frontera agrícola. En las vegas del río Magdalena aledañas al Centro y a Barrancabermeja se había ya consolidado el proceso de concentración de la tierra en el que predomina el latifundio ganadero, mientras que en las estribaciones de las cordilleras se había establecido una pequeña economía campesina de colonos santandereanos y del interior dedicada a la producción de alimentos en las cordilleras de los Yariguíes, Santo Domingo y San Lucas. Al tiempo que la gran propiedad avanzó en el valle de las dos riberas del Magdalena, la tensión que usualmente se da en las zonas de colonización entre colonos y grandes propietarios, coincidió con la presencia de las actividades petroleras. Desde muy temprano, además, hicieron su aparición grupos armados que se nutrían de las distintas economías ilícitas que, como ya se

mencionó, prosperaron en la zona y que han crecido en el país al amparo del narcotráfico y la corrupción.

Desde mediados de la década de 1960, y con el objetivo de “liberar los recursos naturales del país de la inversión externa para ponerlos al servicio del pueblo”, aparece en Cimitarra y San Vicente de Chucurí el Ejército de Liberación Nacional (ELN). Por la misma época, buscando la organización del campesinado para una insurrección revolucionaria nacional, las Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia (FARC) se adentran en las montañas y las cuencas de los afluentes del Magdalena en las inmediaciones de Barrancabermeja. Hacia el final de la década de los ochenta, el ELN entra en la ciudad de Barrancabermeja. Las comunas populares de la ciudad llegan a ser controladas por el Frente Urbano Resistencia Yariguíes-FURY y, al mismo tiempo, un conjunto de secuestros y de asesinatos significativos de miembros de la USO y de líderes de la izquierda política impactan la ciudad petrolera.

Las marchas campesinas y las permanentes voladuras al oleoducto Caño Limón-Coveñas (que para

Grupo de Bachilleres por Colombia 2010, programa creado por Ecopetrol en 1986.



Canchas deportivas construidas con el apoyo de Ecopetrol.

estos años se volvieron casi cotidianas, causando incluso problemas en suelo venezolano), obligaron a Ecopetrol a dirigir su atención a los procesos sociales que se estaban dando en sus zonas de influencia. En el Magdalena Medio, la presencia de la guerrilla en las zonas de colonización y la de partidos y movimientos de izquierda en Barrancabermeja, asociados con el movimiento obrero, rápidamente se percibieron como una amenaza por parte de algunos sectores que resolvieron crear grupos paramilitares, en un proceso en el que interactuaron de manera compleja diversos intereses, incluyendo el narcotráfico. En Puerto Boyacá, Puerto Berrío y Yondó, donde la Unión Patriótica (UP) había ocupado puestos importantes en la política local, el paramilitarismo dejó centenares de muertos y desaparecidos. En zonas como el sur de Bolívar, Putumayo, Arauca o el Casanare se agravó la situación debido a la expansión de los cultivos ilícitos. El diagnóstico que hizo el Gobierno nacional de la aguda situación del conflicto interno se expresó en la creación del Plan Nacional de Rehabilitación (PNR), programa que partió en ese momento de la premisa de que las movilizaciones sociales y el incremento de la

violencia en ciertas regiones (muchas de ellas zonas petroleras) están relacionados con la ausencia del Estado. El Ministerio de Minas y Energía y la presidencia de Ecopetrol se propusieron entonces hacer presencia en las regiones. Se crearon oficinas regionales en Arauca, Villavicencio, Neiva, Coveñas, Saravena, Yopal y Riohacha. En 1987 nació la Dirección de Imagen Externa y Relaciones con la Comunidad (DRC)¹³, como una instancia dependiente directamente de la presidencia de la empresa, con la misión de establecer y poner en práctica políticas y mecanismos de relación con las comunidades que habitaban las áreas geográficas donde la empresa adelantaba sus actividades operativas.

Una de las primeras labores de la DRC fue realizar estudios de la situación social, que permitieran a los directivos de la empresa conocer lo que estaba sucediendo en las regiones y determinar el tipo de intervenciones sociales necesarias para darles viabilidad a las operaciones. La empresa unió así esfuerzos con el PNR y comenzó, a través de la Oficina de Relaciones con la Comunidad, un nuevo estilo de programas de inversión social, que surgen de la concertación directa con las comunidades habitantes de

13. Queremos agradecer a Miguel Ángel Santiago, quien generosamente ha compartido su experiencia de dos décadas al frente de esta dirección y en cuyo recuento se basa en buena medida este aparte del capítulo.



En el Proyecto Batuta Orquestal, apoyado por la empresa, participan casi 800 niños de diferentes departamentos del país.

las zonas de influencia y con las autoridades municipales y departamentales. Para ese efecto, se creó el mecanismo de las “audiencias públicas”, en las que se informaba a los pobladores de las regiones sobre las actividades de los proyectos que se realizarían y se discutía la forma en que se invertirían los recursos que Ecopetrol se disponía a invertir en compensación y en aporte al desarrollo. En esta época nació uno de los programas emblemáticos de la empresa: Bachilleres por Colombia - Mario Galán Gómez, creado en 1986, que surge como una iniciativa de estímulo de la excelencia académica para los mejores estudiantes del país.¹⁴

Entre las obligaciones centrales de la DRC en la década de los ochenta se encontraba la de pagar los recursos de regalías, función que se delegó en Ecopetrol a través la Ley 75 de 1986. Las regalías se pagaban a todas las entidades territoriales productoras. Por otra parte, el Programa de Anticipos de Regalías era disponible para aquellas entidades que presentaran proyectos elegibles, lo que permitía participar más activamente en los programas de desarrollo, tanto urbanos como regionales, y de responder a las demandas de las comunidades, interesadas en proyectos de infraestructura y agropecuarios que hicieran viables las economías campesinas.

En la audiencia de Cusiana, Casanare, por ejemplo, se acordó con la British Petroleum, la empresa operadora, un esquema de acceso a los empleos, así como la realización de inversiones estratégicas para el desarrollo regional, tales como electrificación, acueductos y la creación de una institución universitaria, que garantizaran una inversión planificada de las futuras regalías. Como es de esperarse, estas interacciones apoyan actividades y proyectos diversos de las comunidades que deben complementarse por parte del Estado para darle un carácter integral al desarrollo de las regiones y la manera de participar con todos los actores de la región para disminuir los efectos negativos y propiciar aquellos que lleven al desarrollo humano sostenible y a la paz.

Para apoyar estrategias productivas para la generación de ingresos y mejorar la calidad de vida de las poblaciones de las áreas de influencia petrolera, la Dirección impulsó desde finales de la década de 1980 programas de economía solidaria con el establecimiento de fondos rotatorios de fomento, capacitación y crédito para el desarrollo empresarial y de proyectos productivos a través de las fundaciones sin ánimo de lucro creadas para tal fin, como Fundesmag (Barrancabermeja), Catatumbo (Tibú), Golfo de Morrosquillo (Tolú y Coveñas), Alto Magdalena

Carnaval en el marco de la Fiesta Nacional del Petróleo. Esta celebración, que data de 1959, tuvo una primera etapa hasta 1966, cuando fue suspendida. El Acuerdo 027 de diciembre 19 de 2005 la institucionalizó de nuevo.

15. Ante la magnitud que habían alcanzado las regalías para las regiones productoras, en 1998 la junta directiva recomendó desmontar el programa y buscar su relevo a través de entidades financieras, principalmente Findeter.

(Neiva), Sur Colombia (Orito), Oleoducto de Colombia (Sahagún-Caucasia) y Amanecer (Yopal), en las cuales han participado Ecopetrol y las empresas petroleras con las que tenía contratos de asociación, con recursos financieros y de orientación organizativa. Estas fundaciones dan cuenta del nuevo tipo de interacción que Ecopetrol establece con los habitantes de sus zonas de influencia. Una interacción que se concibe como una relación a largo plazo basada en la concertación con las comunidades y en el conocimiento directo del terreno y de las condiciones de vida de la región. La suma de los presupuestos de DRI con el dinero de anticipo de regalías ejecutados por la dirección se multiplicó notoriamente.¹⁵

La Fundación Oleoducto de Colombia representa un buen ejemplo de este modelo de trabajo. Las actividades de esta fundación se basan en un diagnóstico de primera mano realizado por medio del recorrido directo del terreno —entre Puerto Berrío y Coveñas—, que permitió identificar un conjunto de núcleos de pobladores rurales y grupos solidarios

urbanos, con quienes se acordaron los términos para el desarrollo de un programa de microcréditos (basado en el modelo del Banco Grameen de Bangladesh). Igualmente se hizo un inventario de “las necesidades más sentidas” para definir los proyectos de inversión en infraestructura y se concertaron las cofinanciaciones con municipios y entidades del Estado.

A lo largo de las distintas etapas por las que la dirección transitó para mejorar su gestión socioambiental, las de “Vecinos y Socios en el Desarrollo” y “Viabilidad Social” permitieron aprendizajes que compartieron las compañías asociadas con Ecopetrol, y permitieron un mayor acercamiento y comunicación con las comunidades aledañas a sus actividades operativas y cooperar, proactivamente, en impulsar el desarrollo local y regional basándose en principios como la participación comunitaria, la cooperación institucional y el fomento de la autogestión en condiciones sostenibles. De esta manera se pasó de una mentalidad de “beneficiarios” a la de “socios en el desarrollo”.



14. Hoy, tras veinticinco años de existencia, con este programa se han formado 508 profesionales: el 48% en ingeniería, 22% en medicina y 10% en economía. Se convocan anualmente seis estudiantes por departamento para un total de 198, de los cuales se preseleccionan 70, con igual número de mujeres que hombres, entre ellos dos provenientes de pueblos indígenas y dos de comunidades negras.



*Indio perteneciente a la
étnia guahibo sikuani.*

*Caricatura publicada
en Fantoques, 1926,
sobre la situación entre
las petroleras y los
indígenas en la región
del Catatumbo.*

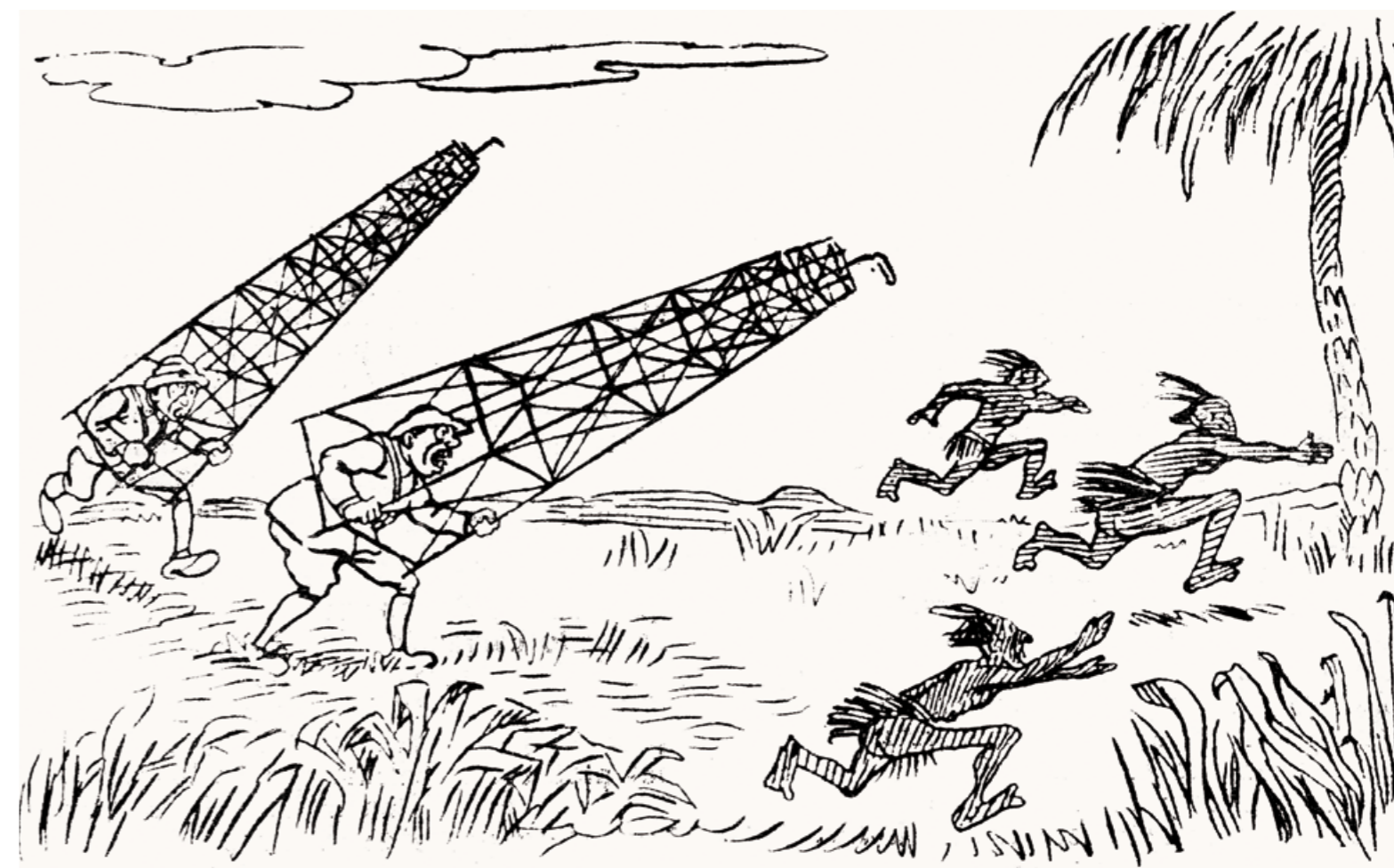
Los retos del conflicto armado

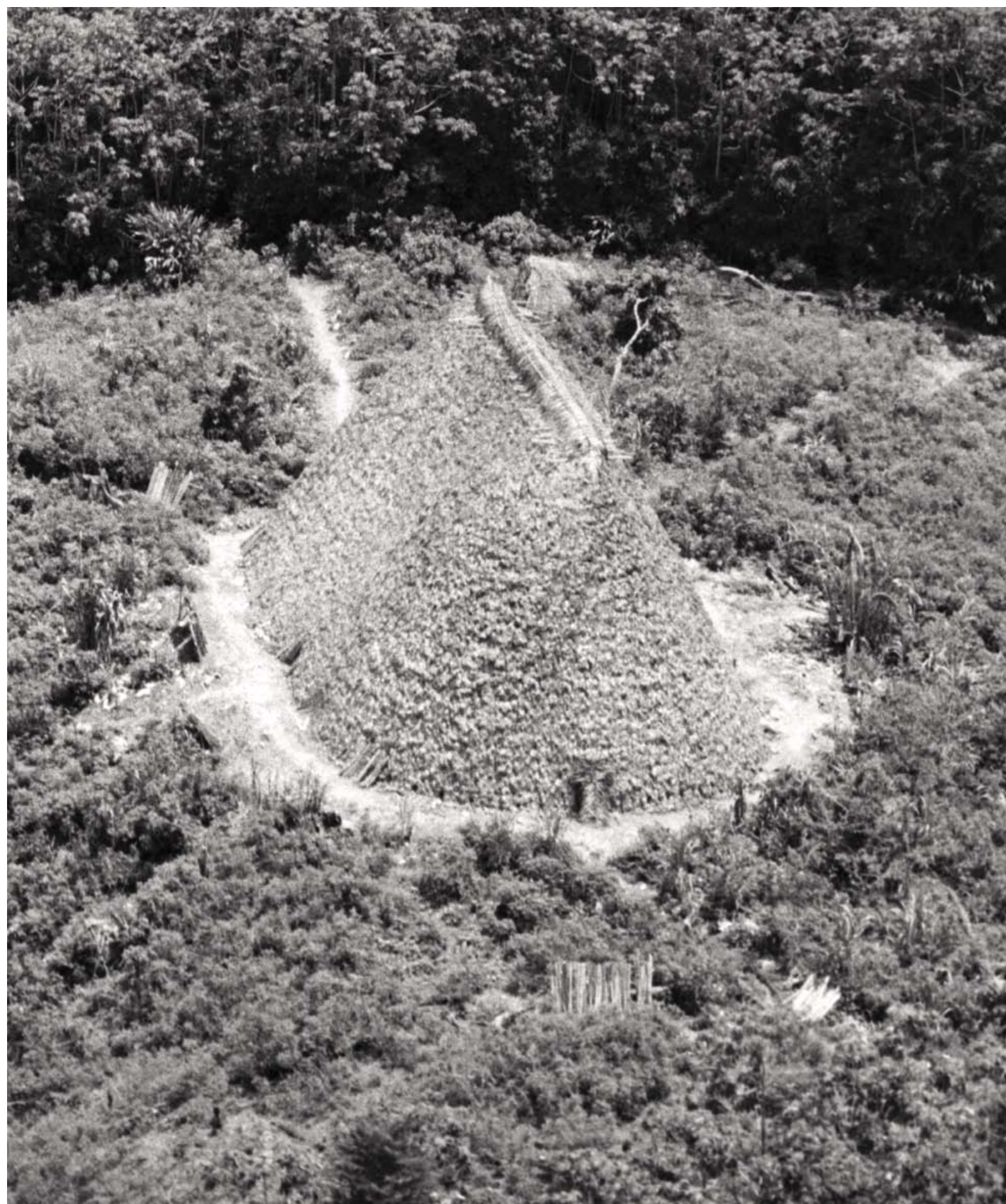
El comienzo de la década de los noventa trajo consigo un nuevo desafío para la DRC. En 1991 se suscribió una nueva Constitución Política que aplica el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), cuyas implicaciones se hicieron evidentes al momento de iniciar la construcción del poliducto del Pacífico entre Bahía Málaga y Yotoco, cuando los indígenas emberas y los grupos afrodescendientes, habitantes históricos de la región, expresaron su descontento y reclamaron su recién reconocido derecho constitucional a ser consultados para la ejecución del proyecto. El proceso de concertación, que tomó un poco más de un año, se convirtió en uno de los factores cruciales para el surgimiento del “Proceso de comunidades negras”, un movimiento político del que resulta la Ley 70 de 1992, que reconoce a las comunidades rurales afrodescendientes una autonomía territorial y organizativa, comparable a la que se había reconocido a los grupos indígenas en la antigua Constitución. La

negociación con estas comunidades para la construcción del poliducto abrió una nueva era en las relaciones con las comunidades habitantes de las zonas de influencia de los negocios de la empresa.

Para 1994, frente a la explosiva situación de orden público que se vivía en el Magdalena Medio, donde el índice de asesinatos triplicaba el promedio colombiano (PNUD-PDPMM, 2008), Ecopetrol y la USO conformaron una “Comisión de Derechos Humanos”, la cual quedó plasmada en la Convención Colectiva. Esta se propuso realizar un análisis de los problemas sociales y económicos de la zona de influencia de la empresa, con recomendaciones para intervenir en esta situación. La comisión, con la participación de la Diócesis de Barrancabermeja, comenzó por realizar un estudio de diagnóstico de la situación social de Barrancabermeja y su entorno, contratado con el Consorcio Seap-Cinep.

El estudio se realizó de manera participativa, teniendo en cuenta los puntos de vista de los distintos actores de la región. Para ello se conformaron una serie de “núcleos de pobladores” que irían a constituir el eje





Maloca de los indios motilonos en la región de Río de Oro, Norte de Santander.

16. Estos municipios que constituyen la que se conoce como "región del Magdalena Medio", tienen a Barrancabermeja como epicentro y se articulan en torno a varios centros urbanos intermedios: Puerto Berrío en el sur, Landázuri en el suroriente, San Vicente de Chucurí en la Cordillera de los Yarigués, Aguachica en el norte, Santa Rosa del Sur en el noroccidente y Sabana de Torres en la Provincia de Mares.

17. En PNUD-PDPMM (2008). Agradecemos al padre Francisco de Roux su ayuda en la información sobre este programa.

18. La Organización Nacional Indígena de Colombia (ONIC) recoge los hitos de esta historia en el documento: "Impacto histórico de las actividades petroleras sobre los pueblos indígenas en Colombia", Bogotá: ONIC (s. f.).

del programa. Fueron ellos quienes determinaron que cualquier acción en la región debía tener como consigna "primero la vida", lo cual expresaron reiteradamente: "no queremos desarrollo si nos van a matar". Así, de la acción y las propuestas de los núcleos y de numerosas organizaciones sociales de cerca de 27 municipios alrededor de Barrancabermeja, nació el Programa de Desarrollo y Paz del Magdalena Medio.¹⁶ Este programa marcó un hito: en primera instancia, dejó atrás el restringido concepto de las "zonas de influencia" de las actividades petroleras para mirar la totalidad de la región como un espacio socioecológico (o, en el lenguaje de Ecopetrol, como un territorio). Tuvo como perspectiva la sostenibilidad social, política y ambiental de las actividades económicas. Su acción se basó en la convocatoria de todos los actores, mediante un amplio proceso de concertación social, y se propuso enfrentar la violencia mediante la creación de "espacios humanitarios" en los lugares de mayor violencia e inseguridad, que se concibieron como procesos que partían del fortalecimiento de las organizaciones locales mediante alianzas nacionales e internacionales que les permitieran protegerse de la intrusión de los actores armados (que surgen de condiciones regionales, y a los que se buscaron soluciones regionales).

El programa buscó también enfrentar la pobreza mediante la concertación de un modelo de desarrollo que estuviera basado en "la producción de las condiciones necesarias y suficientes para que todos los hombres y mujeres, sin exclusiones y en armonía con la naturaleza del territorio, puedan vivir la propia dignidad de la manera como ellos y ellas quieran vivirla" (De Roux, 2008: 23). Se trató pues de producir, de construir conjuntamente. La propuesta dio un lugar central a la educación, entendida como una educación política y basada en la valoración de la identidad cultural de los pobladores; y al desarrollo de una economía regional no dependiente de las actividades petroleras, que combinara la producción campesina de alimentos y la agroindustria para ir vinculando las tierras, los proyectos empresariales de plantación y los grandes proyectos mineros a esta perspectiva de región para lograr una articulación con los intentos de globalización alternativa que unen a las regiones que han superado las exclusiones, protegido la dignidad humana, y preparan con su producción cultural y material sustentable, el nacimiento de un mundo diferente" (De Roux, 2008: 27).¹⁷

Este programa convocó el apoyo de múltiples instituciones, entre las que se destacan, además de

Ecopetrol, el Banco Mundial, Planeación Nacional y el Gobierno del Japón. Todas se comprometieron a garantizar que las decisiones para la planeación, la ejecución y la evaluación del programa serían tomadas por las comunidades y las organizaciones de los pobladores de la región del Magdalena Medio, con total autonomía y soberanía. El PDPMM se convirtió en un modelo que sería replicado en otras regiones altamente afectadas por el conflicto armado. De esta forma, este programa marcó un nuevo derrotero en la forma en que se concibe en adelante el proceso de participación de las actividades petroleras en los contextos locales y regionales como un actor más.

Indígenas y petróleo: una mirada histórica

La amenaza de suicidio de los indígenas uwa, habitantes de la serranía del Cocuy, ante la posibilidad de una explotación petrolera en su territorio, marcó un hito para la industria en Colombia. La imagen de este grupo de apenas cinco mil indígenas enfrentado a dos gigantescas compañías petroleras —Shell y Oxy— como un fantasma, recorre el mundo. Sus argumentos se ven amplificados y visibilizados internacionalmente por medio de una coalición de ONG ambientalistas y de derechos humanos, que acelera en Colombia el proceso de reglamentación del Convenio 169 de la OIT, el cual reconoce el derecho de los indígenas a participar en las decisiones sobre cualquier medida de desarrollo que se lleve a cabo en sus territorios o los afecte. El conflictivo proceso de consulta que se adelantó con este pueblo en el marco de contratos de asociación fue un factor crucial para reformular las relaciones con los indígenas. La confrontación con los uwas no era, sin embargo, la primera vez que la industria petrolera se encontraba con grupos indígenas.¹⁸

A comienzos del siglo XX, cuando se otorgaron las Concesiones de Mares en el Magdalena Medio y Barco en el Catatumbo, la relación entre compañías petroleras y grupos indígenas dio continuidad a una nueva historia de conquista que había comenzado en 1905 cuando el presidente Reyes sancionó la Ley 55, mediante la cual "ratifica y confirma las declaratorias, judicial y legalmente hechas de estar vacantes globos de terrenos conocidos como resguardos indígenas", institucionalizando así el despojo de la porción de sus territorios que para ese entonces se les reconocía a los indígenas bajo la figura del resguardo.



*Página opuesta, arriba:
indios guabibos, que
habitan regiones
de Vichada, Meta,
Casanare y Arauca.*

*Página opuesta, abajo:
indios motilonos,
alrededor de 1970.*

*Educación escolar
a indios de la etnia
guahibo sikuani.*

Aunque la presencia de los yariguíes en la región del Magdalena Medio fue sistemáticamente documentada en las crónicas históricas, junto con la de otras etnias como los carares, guataquíes, guamacoes, panches y yamecés, entre otros (Murillo et ál., 1997), los indios aparecen apenas tangencialmente en la historia de la Concesión de Mares. Su presencia se evidencia en 1909, cuando Roberto de Mares se quejó, para apoyar una petición de revocatoria de la nulidad de la concesión, de “la estación de las lluvias, las enfermedades, y, más que todo, los indios nos han impedido seguir trabajando” (citado por Roldán, 1995: 266). De Mares hacía aquí, sin duda, referencia a los mismos indígenas que había encontrado cuatro siglos antes Jiménez de Quesada en el sitio que denominó “Las Infantas”, cuando al remontar el Magdalena dio noticia de unos indios que aprovechaban “como unguento para preservar el cuerpo de la vejez y fortalecer las piernas” el líquido espeso que manaba de “una fuente de betún o pozo hirviente”. Estos mismos indígenas son descritos en las primeras crónicas de la Tropical Oil Co., la cual describe la Concesión de Mares como “una tierra de temperaturas ardientes, aguaceros



increíbles y tribus indígenas nada amigables” (Roldán, 1995: 165). La suerte de estos indígenas se desconoce, pues no se vuelven a mencionar en ninguna de las crónicas de la concesión. De su presencia en la región queda la estatua del cacique Yariguíes, en un parque de la ciudad petrolera. La suerte de las “tribus de indios salvajes” es clara en el caso de la Concesión Barco. Allí, en 1931, con la aprobación del contrato Chaux-Folsom, el gobierno colombiano cedió a la Colpet las 186.000 hectáreas de la concesión. La empresa se estableció en el territorio de los motilón-barí, en la zona conocida como las selvas Catatumbo. En el contrato Chaux-Folsom quedó claramente estipulado el tratamiento que las compañías norteamericanas y el Estado le darían a los barí, al prestarles “la protección debida para prevenir o repeler la hostilidad o los ataques de las tribus de motilonos o salvajes que moran en sus regiones de que hacen parte los terrenos materia de este contrato, lo que hará por medio de cuerpos de policía armada o de la fuerza pública en cuanto sea necesario”. Los barí fueron prácticamente exterminados—los safaris para “cazar indios” por parte de funcionarios de la empresa petrolera son legendarios— (Vega y Aguilera, 1995). Su territorio fue profundamente transformado al ser invadido y deforestado por la presencia de Colpet. Los motilonos se defendieron con los dientes—se dice que hubo cerca de cien muertos a flecha entre empleados de la empresa y miembros del ejército— y se mantuvieron en pie de guerra hasta bien entrado el siglo xx, cuando la colonización petrolera y la avanzada misional terminaron por arrinconarlos.

Quizá la primera reclamación formal que se presentó al Gobierno central por un grupo indígena alegando la invasión de sus territorios por las compañías petroleras, fue la que hicieron en junio de 1924 los miembros del resguardo zenú de San Andrés de Sotavento. Una comisión de los zenúes llegó ante el gobierno de Bogotá y allí puntualizó el proceso de despojos a sus tierras en su resguardo “que han sido negociados por el municipio en concesiones petroleras”. La Corte Suprema de Justicia aceptó en ese momento las prescripciones del Derecho Indiano, de acuerdo con el cual se reconoce a los indígenas la propiedad de las tierras de resguardo (Mayorga, 1994).

Este precedente, que invoca las leyes coloniales de protección de las tierras y la integridad de los indígenas, abre la puerta a una extensa lista de demandas y reclamos jurídicos interpuestos por los grupos indígenas (aquellos que contaban con la información y los recursos necesarios para hacerlo) ante la entrada a sus territorios de las empresas petroleras. Los indígenas

ingos y cofanes del medio y bajo Putumayo cuentan, por ejemplo, que se enteraron de la llegada a sus tierras de la Texas Petroleum Co. a comienzos de la década de 1960, cuando sintieron el zumbido aturridor de los helicópteros y el ruido de los motores de las barcas que empujaban planchones por el río, que antecedieron a las explosiones y la tumba masiva de árboles en la selva para la apertura de vías y la construcción de torres y machines. En la década de 1980, atraídos por la presencia de las empresas petroleras y por el dinero que estas irrigan, llegaron el narcotráfico y los grupos armados ilegales a asentarse en la región (Roldán, 1995; ONIC, s. f.).

Después de la Constitución de 1991, la presencia de los pobladores indígenas en las zonas de interés para las actividades petroleras es considerada de una nueva forma. Después del poliducto del Pacífico, otro caso paradigmático fue el de la exploración sísmica en el territorio de los nukak-makús, cuyas actividades fueron suspendidas de manera definitiva por parte de un juzgado del circuito tercero de Villavicencio en 1992. Un par de años antes, Ecopetrol había contratado a la firma Fronteras de Exploración Colombiana para realizar exploraciones sísmicas en una amplia zona de la Orinoquía que incluía el territorio de este grupo indígena. Los nukaks habían entrado en la escena pública algunos años antes cuando aparecieron de repente en el poblado de Calamar





Plataforma gasífera de Chuchupa en La Guajira.

Protesta de los indios Uwa, resguardo de Cubará, en 2003.

(Guaviare). Ver llegar a este grupo de indígenas vestidos solamente con pinturas corporales fue sorprendente, pues los grupos nukaks habían evitado sistemáticamente desde el siglo XVII cualquier contacto con los “blancos” para huir del comercio de esclavos que se practicaba entonces en la región. Su apariencia salvaje y su exotismo llamaron la atención de los medios, que no dudaron en llamarlos “los últimos nómadas verdes” y en catalogarlos como una “cultura del Neolítico” sobreviviente en las selvas tropicales. Esta visión desinformada de la sofisticada cultura de selva de un grupo itinerante como el de los nukaks disparó sin embargo la imaginación del público y los puso en el centro de interés de muchas organizaciones.¹⁹ En vista de que la solicitud de la licencia ambiental para la sísmica había sido presentada al Inderena meses después de ser iniciadas las actividades, la Organización Nacional Indígena de Colombia (ONIC) demandó la suspensión de los trabajos mediante una tutela. El juez consideró que las actividades de la sísmica formaban parte de “las grandes presiones sociales y económicas [...] que contribuyen a alterar el medio natural, social y cultural de los nukaks”, y determinó que “es deber del Estado colombiano establecer las medidas necesarias para proteger el territorio y la vida de ese grupo indígena” (Roldán,

1995; Mahecha, 2010). Estos fueron algunos de los encuentros entre los indios y el petróleo que precedieron la amenaza de suicidio de los uwas.

El caso uwa

La historia comienza cerca del mediodía del 10 de enero de 1995 en la ciudad de Arauca, cuando se da inicio a una reunión de consulta previa. En esta ocasión fueron participantes la Occidental Petroleum Corporation (Oxy) y los indígenas uwas, quienes habitan lejos de allí, en las faldas de la cordillera de los Andes. En la consulta estaban en juego dos formas de entenderla: para unos, consultar quiere decir informar, reservándose la potestad de decidir, y para los otros, consultar implica tener en cuenta el punto de vista y reconocerle participación en la decisión misma. Para los indígenas consultar se entiende como concertar o acordar, e incluso como otorgar al consultado el poder de decidir: “en nuestra consulta fijamos nuestra posición con base en el amplio consenso”. Aun más si se tiene en cuenta que a partir de la Constitución de 1991, el Estado colombiano



19. Para un recuento de la complejidad de las prácticas de sustento y de reproducción de la biodiversidad de selva por parte de este grupo, ver: Cárdenas et ál. (2000) y Cabrera, et ál. (1999).

ha reconocido las autoridades indígenas como parte del Estado,²⁰ quienes invocan además el espíritu del Convenio 169 de la OIT.

Esta confrontación se prolongó varios años. En ella intervinieron las más altas cortes del país: el Consejo de Estado y la Corte Constitucional, las cuales emitieron fallos contradictorios con relación al cumplimiento o no de la consulta, así como, dándole al conflicto visibilidad global, una coalición de ONG colombianas (con el proyecto “Colombia es U’wa”)²¹ y norteamericanas (que conforman el *U’wa defense working group*), tres de cuyos miembros fueron asesinados por las FARC cuando se desplazaban a la región, en 1999. Este hecho puso fin a las sugerencias que se habían hecho en el sentido de que los indígenas se oponían al proyecto petrolero a nombre de las guerrillas. Intervinieron, además, las asociaciones campesinas y sindicales de la región, que se movilizaban a favor de los uwas.

El caso fue llevado a la Corte interamericana de derechos humanos de la Organización de los Estados Americanos (OEA) y se conformó una comisión mediadora en la que participaron la Unidad para la Promoción de la Democracia de la OEA y el Programa para la Resolución Pacífica de Conflictos y la Supervivencia Cultural, adscrito al Centro Weatherhead de Estudios Internacionales de la Universidad de Harvard. Ambas coincidieron en estimar que cualquier resolución al caso debía pasar primero por la respuesta por parte del Estado a una vieja reivindicación de los indígenas: reconocimiento de la integridad de su territorio con la figura de un resguardo. En 1999, se creó el “Resguardo Único U’wa”, con un área de 200.913,8 hectáreas en la vertiente oriental de la serranía del Cocuy, cumpliendo así con este requisito.

La confrontación, sin embargo, estaba lejos de ser resuelta, pues en el transcurso de los debates esta había sido “etnizada” por parte del Estado, de las compañías y de las organizaciones internacionales, al plantear el conflicto como un problema de “comunicación intercultural”. Por parte de los indígenas y sus asesores, se esgrimían una serie de principios no negociables, que se basan en rasgos esencialistas de la cultura y hacen imposible una concertación: un ejemplo de esto es el centrarse en que para los indígenas el petróleo es “la sangre de la madre”; resulta imposible entonces pedirle a alguien que negocie la sangre de la madre, pues, con sobrada razón, “con lo sagrado no se negocia” (ONIC, s. f.). Esta etnización del conflicto impidió que se escucharan y se pusieran sobre la mesa las preocupaciones concretas de los

uwas con respecto a las actividades del petróleo: el temor a la invasión del resguardo gracias a la apertura de vías de penetración y a la afluencia masiva de gentes, a la violencia y las enfermedades que trae consigo la colonización, el miedo al contagio que de acuerdo con el pensamiento uwa representan los blancos y sus objetos, el miedo a la contaminación de las aguas, a la militarización de su territorio, a los embarazos no deseados de las niñas y adolescentes por blancos, a la destrucción de los bosques que conforman el paisaje cultural uwa, a la corrupción que el dinero trae consigo y a la pérdida de autoridad de sus mayores.

El formular la confrontación como un problema de “interculturalidad” impidió en este caso verla en términos de relaciones de poder. La explotación del recurso se priorizó sobre la vida social de los indígenas. La pregunta central es qué tanto podrían estos grupos dirigir los procesos que la industria introduciría en su vida y si estos mejorarían sus condiciones, de acuerdo con sus expectativas y su concepción de buena vida; o si por el contrario se generarían despojos, dependencias, pérdida de autonomía y de posibilidades de creación (Serje, 2003).²² Toda esta dimensión quedó por fuera del debate y en 2000, en medio de un fuerte operativo de seguridad, se inició la perforación del primer pozo en la zona: el Pozo Gibraltar-1.

El caso se complicó debido a la escalada de violencia en la región, que para el cambio de siglo fue invadida por el narcotráfico, el paramilitarismo y los grupos armados ilegales. Como consecuencia de la normativa del contrato de asociación original, Ecopetrol asumió en 2003 los activos y derechos sobre los bloques tras la decisión de la Oxy de salir de los mismos, la cual firmó entonces un convenio con el Ministerio del Interior para conformar un equipo que estudiara detenidamente el caso. Se propuso que el Estado debía asumir el liderazgo en la concertación y se definieron un conjunto de estrategias para la realización de una nueva consulta previa, en la que se garantizaran los derechos de los indígenas. En 2005 se inició pues un nuevo proceso de consulta que partió del cumplimiento de todos los requisitos democráticos que esta debía tener. Los indígenas, representados por dos organizaciones, Asowa y Ascatidar, continuaron expresando su oposición al proyecto petrolero en el resguardo y su área de influencia. A pesar de que el Estado, a través del Ministerio del Interior, había dado viabilidad al proyecto de explotación por considerar tanto el proceso de consulta como el plan de manejo ambiental presentado por la empresa, Ecopetrol ha optado por no adelantar trabajos de exploración en el resguardo hasta la fecha.

20. Las Autoridades Tradicionales y Cabildos están reconocidas constitucionalmente como entidades públicas de carácter especial, a las que se otorga autonomía política y administrativa (artículo 330) y delega en ellas varias funciones estatales como la prestación de los servicios básicos de salud y la educación (artículos 68 y 357) y funciones jurisdiccionales (artículo 246). A los resguardos se les reconoce el estatus de entidades territoriales (artículos 286 y 357).

21. De acuerdo con Jon Landaburu, fundador del Centro colombiano de estudios de lenguas aborígenes (CCELA), la ortografía adecuada es sin apóstrofo: uwa (comunicación personal); en el debate público se generalizó el uso del apóstrofo, que contribuye a exotizar la imagen de este pueblo.

22. Otras preguntas, también relevantes, es si los indígenas van a lograr su supervivencia cultural sin la presencia de la industria, pero amenazados por otros factores que actúan en sus territorios. O si es posible llegar a una solución de compromiso donde sea posible realizar las actividades de la industria y preservar las culturas.

Evolución del logotipo de Ecopetrol desde su fundación hasta la actualidad.

A partir de esta experiencia, Ecopetrol estableció la política de realizar Diálogos Interculturales (tripartitos, porque también participan autoridades estatales) con los pueblos indígenas en desarrollo del enfoque de responsabilidad social corporativa que adopta la empresa como marco estratégico para relacionarse con sus grupos de interés. Si bien a comienzos del presente siglo, la gestión social se supedita al ámbito de los riesgos que implican para la operación y los negocios los problemas de violencia y de gobernabilidad, la empresa lo que se propone hoy es participar en el desarrollo sostenible del país y de las regiones donde se inserta, con un enfoque territorial (trascendiendo el alcance de las zonas de influencia) y con un compromiso con el respeto, la promoción y la protección de los derechos humanos. Ello implica que la acción social de la empresa hoy se propone “ir más allá de los mínimos legales”.

De tunjos y de iguanas: transparencia y buenas prácticas

Cuando se bautizó la empresa con el nombre de Ecopetrol, en el mundo empresarial no se pensaba todavía en ecología. El prefijo “eco” hacía referencia simplemente a la sigla de la Empresa Colombiana de Petróleos, que se pensaba a sí misma como una empresa nacional. La noción de identidad con que se pensaba la Nación se podía resumir fácilmente con un tunjo de oro, que hace referencia tanto al Dorado con el que se nos identificó durante la Conquista como a la promesa de riqueza del “oro negro”.

Cuando en 2003 se promulgó el Decreto 1760 autorizando la emisión de acciones de Ecopetrol, la empresa que sale al mercado a vender un porcentaje de su capital accionario a los colombianos, es otra. El tunjo ha sido sustituido por una iguana y el prefijo “eco” adquiere otra dimensión que remite, esta vez sí, a la ecología. La iguana que representa a la nueva Ecopetrol evoca una multiplicidad de sentidos, que sitúan todos a la empresa y su quehacer en el ámbito de la naturaleza y que van más allá de una referencia simplista al reino animal. Por un lado, la iguana apela a la memoria histórica y emocional de la empresa y sus trabajadores, quienes lucharon por domesticar la adversidad del trópico en Barrancabermeja y en El Centro y crearon un entorno ya no de selvas y caimanes, sino de iguanas y de palos de mango. La iguana está por esto en el corazón de Ecopetrol: “cuando uno va a la refinería de Barranca,







Páginas 352-353: pescadores del río Magdalena. Al fondo, la refinería de Barrancabermeja.

La iguana, el animal emblemático de la empresa y habitante común tanto de las riberas del río Magdalena como de la ciénaga de Miramar, aledaña a las instalaciones de la refinería de Barrancabermeja.

las iguanas pasan de un lado a otro, los trabajadores tienen la costumbre de alimentar a las iguanas, de consentirlas, la refinería tiene en el centro una ciénaga, la ciénaga de Miramar, donde todo alrededor está lleno de iguanas.²³ Simultáneamente, la iguana remite a la idea de la evolución de las especies, como descendiente de los dinosaurios que están en el origen del petróleo. Remite además a la idea de la capacidad de supervivencia, de la adaptación a las situaciones adversas, pues se trata de una especie que puede vivir en entornos difíciles con escasez de agua y de alimento. La iguana que reptaba sobre el prefijo “eco” nos habla de un producto prodigioso, pues nos habla de gasolina y de petróleo ecológicos: “Esta iguana es una clara promesa de Ecopetrol de proteger el medio ambiente”, que refleja la voluntad de cambio de esta empresa y de los retos a los que se enfrenta para posicionarse en los mercados del siglo XXI y para responder a las demandas de nuevos productos energéticos y nuevas formas de producir los viejos.

El camino recorrido por la empresa en su relación con las comunidades ha sido largo. En los primeros años de la industria de hidrocarburos en el país, cuando las zonas petroleras eran vistas como regiones salvajes y malsanas que era necesario civilizar, la totalidad de los recursos disponibles como maderas, palmas, ciertas

especies de fauna, se explotaron de manera indiscriminada, todo ello facilitado por la apertura de rutas de penetración (Avellaneda, 1998). En poco tiempo estas regiones dejaron de ser zonas de selvas para transformarse en zonas ganaderas, donde predominan sabanas y eriales y donde florecieron núcleos urbanos marcados por el contraste entre las dos economías de consumo que produce el petróleo.

Las actividades petroleras implican una mayor presión sobre la capacidad de carga de los ecosistemas; a esto se suman las implicaciones ambientales directas de estas como la construcción de vías de penetración, de infraestructura y de campamentos que tuvo como resultado el desplazamiento de especies, la transformación profunda de ecosistemas, la alteración de los sistemas hídricos y variadas formas de contaminación (Avellaneda, 1998). A finales de la década de los setenta, Ecopetrol estableció por primera vez controles y monitoreo de la calidad de las aguas en los campos petroleros del Magdalena Medio. En la década de los ochenta se impulsó la inversión en sistemas de tratamiento para campos de producción y refinerías: el primero fue el proyecto ambiental de Barrancabermeja; posteriormente se pusieron en marcha amplios planes en las dos refinerías para completar el tratamiento de

23. Entrevista a Mauricio Téllez, director Unidad de Comunicaciones Corporativas de Ecopetrol (10 de marzo de 2011).

Ejercicio preventivo contra derrames de crudo en lechos acuosos.



efluentes líquidos y residuos sólidos, pero solo después de 1993, cuando se promulgó la Ley 99 de 1993, se adoptaron importantes medidas de manejo y de compensación ambiental (Avellaneda, 1998).

Hoy, la empresa parte del reconocimiento de que el petróleo forma parte y debe contribuir con el desarrollo sostenible del país, y busca responder de nuevas formas a los retos del desarrollo futuro. Para ello se ha propuesto dejar de ser una empresa de petróleo para transformarse en una empresa de energía, comprometida con buscar nuevas fuentes. En esta búsqueda ha optado por los agrocombustibles, con una planta para ecodiesel a partir de la palma y con otra planta para etanol (que se va a construir en los Llanos Orientales, en Puerto López), a partir de productos como la caña de azúcar.

El desarrollo de agrocombustibles pone en el centro de atención el dilema actual de la responsabilidad empresarial del sector petrolero. Es un dilema que se refiere al hecho de que las actividades petroleras constituyen procesos socioambientales: por una parte implican transformaciones en el entorno biogeográfico (tierras, suelos, sustratos geológicos, estructuras hidrológicas, hábitats naturales: especies y ecosistemas), al tiempo en que desplazan y transforman los grupos humanos (habitantes, trabajadores, buscadores de oportunidades). Es decir, implican transformaciones en la base natural que tienen efectos sobre los procesos sociales, a la vez que disparan procesos sociales que tienen efectos sobre la base natural. Aunque los estándares ambientales de las operaciones técnicas han

evolucionado y se han sofisticado enormemente en las últimas décadas, quedan todavía abiertas muchas brechas en lo que se refiere a los procesos sociales que se producen con las actividades petroleras, y ahora con la producción de agrocombustibles y las transformaciones ambientales a las que estas dan lugar.

A lo largo de este capítulo se ha intentado mostrar cuál ha sido, a través de su historia, la relación que ha establecido Ecopetrol entre recurso y desarrollo y la forma como ha buscado responder a los retos de la industria petrolera nacional. Retos que se han presentado en medio de importantes cambios en el sector petrolero y que han estado visiblemente afectados por la situación política del país. En el transcurso de buena parte de la historia reciente del país el conflicto armado ha puesto a Ecopetrol en una situación particular, no solo por la dificultad de realizar ciertos programas de desarrollo local, sino también por la vulnerabilidad a la que se ven enfrentados sus empleados y las comunidades que viven en sus zonas de influencia. Como empresa estatal hasta hace unos años, y en la actualidad como mixta, la presencia de Ecopetrol ha generado sentimientos ambiguos en las regiones y se ha visto obligada a establecer un difícil equilibrio entre los diversos actores con los cuales se relaciona: el Estado, la sociedad civil, los grupos ambientalistas, los grupos étnicos y las multinacionales petroleras.

Para algunos expertos y tecnócratas, una parte del remedio a la profecía que auguraba la maldición de los países petroleros parece encontrarse en las iniciativas de transparencia por parte de todas las partes involucradas en el negocio. Estas iniciativas han mostrado, en varios casos, particularmente en algunos países africanos, que la reformulación de la relación entre recursos y desarrollo puede resultar en grandes beneficios para los países productores (Weszkalnys, 2010). Algunos ejemplos exitosos tienen que ver con la iniciativa para la transparencia de las industrias extractivas (EITI, por sus siglas en inglés), que establece un estándar mundial para la transparencia de las industrias petrolíferas, gasíferas y mineras, el cual busca fortalecer la gobernabilidad mejorando, no solo la transparencia, sino también la rendición de cuentas (*accountability*) en el sector extractivo de los países ricos en recursos naturales. La iniciativa fue presentada en septiembre de 2002 en la Cumbre Mundial sobre Desarrollo Sostenible con el objetivo de asegurar que los ingresos de las industrias extractivas contribuyan al desarrollo sostenible y a la reducción de la pobreza, y ha sido liderada por el

Departamento para el Desarrollo Internacional del Reino Unido y apoyada por el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional.²⁴ La lista de países que apoyan la iniciativa es amplia, y aunque no aparece Colombia, es de esperarse que en un futuro próximo lo haga. Si bien Ecopetrol en su calidad de sociedad de economía mixta no ha participado en las fases de discusión y análisis del EITI, puede existir interés en que el Gobierno nacional apoye la iniciativa. Un paso en este sentido sería importante para cumplir con una de sus metas empresariales: la de ingresar al Índice de Sostenibilidad del Dow Jones.²⁵

La trayectoria discutida ilustra el desafío de Ecopetrol, de Colombia y del resto de compañías y países productores de petróleo en su relación con el entorno social y ecológico: liderar procesos de desarrollo responsable. Un desafío que la empresa ha asumido con seriedad y que se preocupa por hacer visible a través de importantes estrategias de comunicación.²⁶ Es de esperar, como se dijo al comienzo de este capítulo, que las iniciativas de transparencia, de uso socialmente óptimo de los recursos y de buenas prácticas de las industrias petroleras logren una mejora del bienestar de las comunidades, de acuerdo con las condiciones locales. La materialización de las aspiraciones dependerá en buena medida de las acciones del Estado para fortalecer las capacidades institucionales locales.



24. Ver: <http://eiti.org/>

25. Lanzados en 1999, estos fueron los primeros índices globales de seguimiento al comportamiento fiscal de las compañías con manejo sostenible en el mundo. Basados en la cooperación entre los índices de Dow Jones y la empresa SAM, evalúan que el crecimiento económico sea ambientalmente responsable. Ver: <http://www.sustainability-indexes.com>. Sobre SAM (Sustainable Asset Management), ver: www.sam-group.com.

26. Al respecto, la página web de la empresa no solo informa sobre los aspectos técnicos y económicos de esta, sino también contempla aspectos didácticos sobre la historia del petróleo tanto en el país como en el mundo. Allí también aparecen los objetivos sobre responsabilidad social y buenas prácticas, así como evaluaciones de estas. Ver: www.ecopetrol.com.co.

Página opuesta:
proceso de
recuperación ambiental
de la ciénaga 6,
en Barrancabermeja.

Bibliografía

- Avellaneda, A.** 1998. *Petróleo, colonización y medio ambiente en Colombia: de la Tora a Cusiana*. Ecoe Ediciones. Bogotá.
- Bowen, H. V.** 2008. *The Business of Empire: The East India Company and Imperial Britain, 1756-1833*. Cambridge University Press. Cambridge.
- Cabrera, G. et ál.** 1999. *Los Nukak: nómadas de la Amazonia colombiana*. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá.
- Cárdenas, D. et ál.** 2000. *Territorios, movilidad, etno-botánica y manejo del bosque en los Nukak orientales*. Instituto Amazónico de Investigaciones Científicas-SINCHI. Bogotá.
- Choon-Piew, P.** 2009. "Good' and 'real' places: A geographical-moral critique of territorial place-making". *Geografiska Annaler. Series B, Human Geography*. 91(2): 91-105.
- Collier, P.** 2009. *Wars, Guns and Votes – Democracy in Dangerous Places*. Harper. Nueva York.
- Cowan, B.** 2008. *The social life of coffee: The emergence of the British coffee house*. Yale University Press. New Haven.
- De Roux, F. J.** 2008. "Prólogo". En *Rutas y vivencias de nuestra gente. Sistematización de experiencias de los procesos de los pobladores del Magdalena Medio*. PNUD-PDPMM, pp. 17-33. Bogotá.
- Foster, G.** 1965. "Peasant society and the image of limited good". *American Anthropologist*. Vol. 67, Issue 2, pp. 293-315. Abril.
- International Finance Corporation & World Bank Group.** 2009. *Projects and People. A handbook for addressing project-induced in-migration*. IFC. Washington D. C.
- Kenny, C.** 2010. "What Resource Course?" En: *Foreign Policy*, Dec. 6, 2010. http://www.foreignpolicy.com/articles/2010/12/06/what_resource_course
- Le Billon, P.** 2001. "The Political Ecology of War: Natural Resources and Armed Conflicts". *Political Geography*. 20(5): 561-584.
- Legrand, C.** 2006. "Historias transnacionales. Nuevas interpretaciones de los enclaves en América Latina". *Revista Nómadas*. No 25. Pág. 144-154.
- Mahecha, S.** 2010. Informe sobre la situación actual de los Nukak-Makú. Programa presidencial para los derechos humanos. Presidencia de la República (ms). Bogotá.

Mayorga, F. 1994. "Los resguardos indígenas y el petróleo. Orígenes y perspectivas del oro negro en Colombia" *Revista Credencial Historia* 34.

Murillo, A et ál. 1997. *Un mundo que se mueve como el río: Historia regional del Magdalena Medio*. Instituto Colombiano de Antropología-Plan Nacional de Rehabilitación. Bogotá.

Organización Nacional Indígena de Colombia (Onic) (s. f.). Impacto histórico de las actividades petroleras sobre los pueblos indígenas en Colombia, Onic (ms). Bogotá.

Pineda, R. 2001. *Holocausto en el Amazonas: una historia social de la Casa Arana*. Espasa. Bogotá.

Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo –Programa de Desarrollo y Paz del Magdalena Medio 2008. *Rutas y vivencias de nuestra gente. Sistematización de experiencias de los procesos de los pobladores del Magdalena Medio*. PNUD-PDPMM. Bogotá.

Roldán, R. 1995. "Aproximación histórica a la explotación de petróleo en territorios indígenas". En *Tierra profanada. Grandes proyectos en territorios indígenas* (Proyecto Onic, Cecoin y GhK), pp. 262-299. Disloque Editores. Bogotá.

Santiago, M. I. 2006. *The Ecology of Oil: Environment, labor, and the Mexican Revolution, 1900-1938*. Cambridge University Press. Nueva York.

Serje, M. 2003. "ONG, indios y petróleo: El caso uwa a través de los mapas del territorio en disputa". *Bulletin de l'Institut Français d'Etudes Andines*. 32(1): 101-131.

Vega, R. & Aguilera, M. 1995. *Obreros, colonos y motilonos: Una historia social de la Concesión Barco*. Fedepetrol. Bogotá.

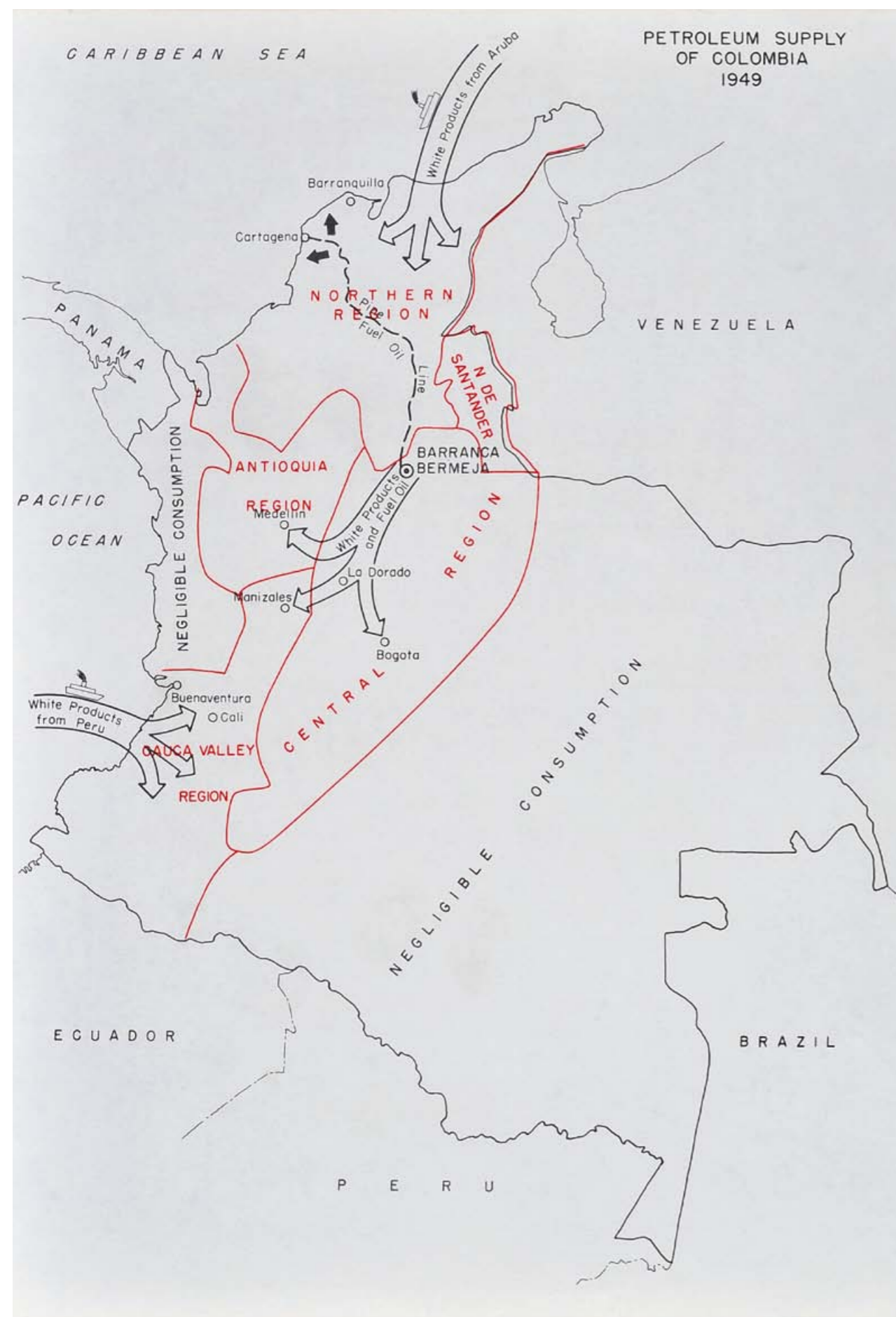
Vinokourov, E. 2007. *A theory of enclaves*. Lanham MD: Lexington Books.

Watts, M. 2001. Petro-violence: Community, Extraction, and Political Ecology of a Mythic Commodity. En: Nancy, P. & Michael, W. (Eds.). *Violent Environments*. Ithaca: Cornell University Press.

Weszkalnys, G. 2010. "Re-Conceiving the Resource Curse and the Role of Anthropology". *Suomen Antropologi: Journal of the Finnish Anthropological Society*. 35(1): 87-90.

Yergin, D. 2008. *The Prize. The Epic Quest for Oil, Money & Power*. With a new epilogue. Free Press. Nueva York.





Páginas 358-359:
vista general del campo
Caño Limón, 2010.

Mapa de la oferta
petrolera colombiana
en 1949.

Capítulo 8. MACROECONOMÍA Y PETRÓLEO EN COLOMBIA, 1951-2011

Astrid Martínez
Investigadora Asociada de Fedesarrollo.

Introducción

A lo largo de los sesenta años de existencia de Ecopetrol, la importancia económica del sector petrolero fue cambiante. En este capítulo se documentará el peso del sector en la economía desde 1950, su participación en los ingresos fiscales de los niveles nacional y territorial, y su contribución al balance externo, al empleo y al producto interno bruto. De igual forma, se analizará el aporte de Ecopetrol a esas dimensiones macroeconómicas y las limitaciones, cuando las hubo, impuestas por la situación financiera y cambiaria del país al crecimiento de la empresa.

En la dimensión macroeconómica, el sector de hidrocarburos ha venido ganando importancia desde cuando el país recuperó su condición de exportador de crudo en 1986. Ha aumentado el peso del petróleo en las exportaciones totales y en los ingresos fiscales. Su contribución al producto interno bruto continúa siendo baja (menos del 4%) debido a que la estructura de la producción colombiana es diversificada y a que no se ha producido todavía un efecto tangible en cadena, hacia atrás y hacia adelante, en los eslabones de provisión de bienes y servicios, ni en los que agregan valor a la materia prima.

Durante la última década, el crecimiento de los precios internacionales ha sido la principal causa del aumento de la importancia del petróleo en las cuentas externas y fiscales de la Nación. Las perspectivas del mercado internacional, con una demanda creciente

de hidrocarburos por parte de los países emergentes y con una oferta no tan dinámica, son las de un precio de mediano plazo sustancialmente más alto que en la década precedente. Si a ello se suma el hecho de que tanto la transformación de Ecopetrol como los mejores precios se han traducido en un incremento importante de la exploración en Colombia, y que las proyecciones de crecimiento de la producción para el próximo decenio son las de tener niveles que más que duplican el promedio observado en los diez años previos, la pregunta sobre los efectos macroeconómicos del sector se torna central en las definiciones de la política pública.

Los flujos de recursos a la Nación y a las entidades territoriales dependen en gran medida de los precios internacionales, los cuales se caracterizan por su gran volatilidad. En la medida que esos recursos se han tornado cada vez más importantes dentro de los ingresos fiscales, ha crecido la vulnerabilidad de las finanzas públicas a los eventos del sector, en términos de precios y de cantidades. Lo mismo puede decirse de los impactos en la balanza de pagos, lo cual afecta la senda del crecimiento de la economía. Si bien Colombia no es un país petrolero y por ende no comparte del todo con otros países la “maldición de los recursos naturales”, el ciclo de su actividad económica sí se ha visto impactado por bonanzas y destorcidas de sus productos básicos de exportación, hasta 1990 por las del café, y después por las del petróleo.¹ Los impactos de los choques (en el sentido de incrementos o caídas inesperadas de los ingresos) de productos básicos no se

1. La apreciación del tipo de cambio, una de las manifestaciones centrales de la enfermedad holandesa, en los últimos años en Colombia ha tenido otras fuentes, como son el ingreso de capitales ilegales y el proveniente de las exportaciones de drogas, así como las remesas de los colombianos residentes en el exterior, y capitales golondrina que ingresan por razones especulativas, entre otros. Aquí, se estudiará el impacto cambiario de los ingresos de capital y de divisas provenientes de la venta en el exterior de hidrocarburos.

limitan únicamente a la tasa de cambio o a la pereza fiscal. Pueden llegar a producir cambios en la estructura productiva y en la competitividad de la economía en el mediano plazo, dependiendo de la duración del choque. Las políticas macroeconómicas, en especial la fiscal, deben actuar de manera contracíclica para atenuar los sobresaltos y contribuir no solo a los objetivos de corto plazo de la economía sino a los propósitos de su desarrollo. Estos choques también pueden y deben verse como oportunidades para superar cuellos de botella y elevar la productividad de la economía, y por ello, las prioridades del gasto público, en vista de los nuevos ingresos, pueden privilegiar el financiamiento de programas de infraestructura, innovación y capital humano. El país tiene experiencia en conjurar la amenaza de la enfermedad holandesa² y es de esperar que el *boom* minero-energético que experimenta en la actualidad sea canalizado para evitar los impactos indeseables en la competitividad actual y futura de la economía colombiana.

Los impactos macroeconómicos se dan a través de al menos cuatro canales: el primero es el canal cambiario

que se deriva del ingreso de divisas, que, si es masivo y súbito, tiende a reevaluar la tasa de cambio real y puede afectar las expectativas de la evolución futura de la tasa de cambio. Si no se le trata en forma apropiada, puede reducir la competitividad de las exportaciones y suscitar reacciones de los grupos de interés para administrar el tipo de cambio. Al abaratar las importaciones, los productores pueden modernizar sus equipos, y el Gobierno y los particulares pueden pagar su deuda externa y generar así efectos benéficos de la apreciación cambiaria.³ Sin embargo, el crecimiento alto de las importaciones puede llevar a un deterioro de la balanza cambiaria.

El segundo canal se da a través del efecto ingreso, derivado de la mejora de los términos de intercambio, que lleva a un aumento del consumo interno. El incremento de la demanda, en el sector de los bienes no transables, producirá una elevación de los precios, si la oferta no es muy elástica. Con ello, habrá un nuevo efecto de apreciación de la tasa de cambio real que impactará en la competitividad del grupo de bienes transables diferentes del petróleo. Este es uno de los síntomas de la llamada enfermedad holandesa.

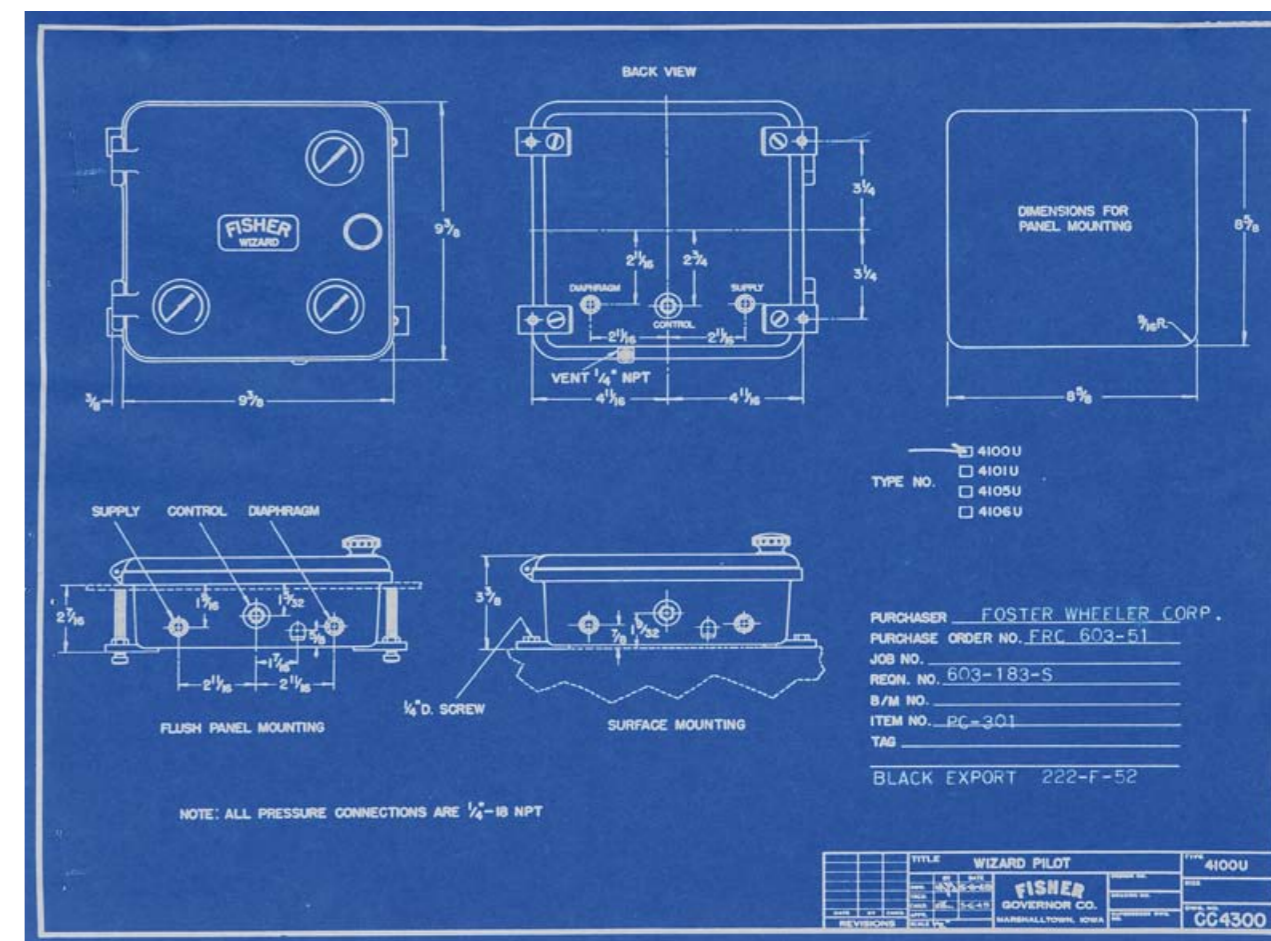
Páginas 362-363: movimiento de petróleo crudo en los tanques de almacenamiento de la South America Gulf Oil Company, Sagoc. Petrólea, 1947.

Entrada de la refinería de Barrancabermeja, a mediados de la década de 1960.

2. Ese término fue propuesto por la revista *The Economist* en 1977 para describir la experiencia de Holanda en las décadas de los años sesenta y setenta a raíz de los descubrimientos de gas natural. Después fue formulado como teoría por Corden y Neary (1982) y consiste en el cambio de la estructura económica que produce el auge de un sector exportador en el crecimiento de los sectores que no transan sus mercancías en el mercado internacional, mientras decrece el sector exportador de bienes diferentes al del *boom*. La experiencia colombiana de las bonanzas cafeteras de los años setenta y ochenta fue analizada por Wunder (1994) en Steiner (1994).

3. Este abaratamiento de un factor de producción frente al otro puede inducir cambios en la composición capital/trabajo de las actividades internas, en detrimento de la generación de empleo, en el mediano plazo.

Gráfico de instrumento perteneciente al catálogo de Foster Wheeler Corp., 1953



El tercer canal de transmisión se da porque aumenta la volatilidad macroeconómica y perturba el crecimiento económico, hace más riesgoso el emprendimiento y más incierto el futuro.

El cuarto canal es el fiscal, que es mayor cuando se trata de la evolución de un recurso que es propiedad del Estado, como es el caso del subsuelo y del petróleo que contiene. Si el choque es positivo, aumentará el ingreso y con ello el gasto público. Si el aumento del ingreso es transitorio, como suele ser cuando se trata de un choque, el resultado puede ser un déficit fiscal estructural, en la medida que los gastos pueden adquirir el carácter de recurrentes. Lo aconsejable sería ahorrar esos recursos extraordinarios para los períodos del declive, pero las carencias de infraestructura y las necesidades sociales no satisfechas harán políticamente difícil esa decisión.

La segunda dimensión del objeto de análisis de este capítulo es, como se dijo, la dinámica financiera de Ecopetrol, la forma como el espacio de inversión de la empresa creó las condiciones para canalizar recursos a la Nación y la manera como, en ocasiones, las limitaciones fiscales y financieras de Gobierno limitaron el

crecimiento de las exportaciones, las reservas de hidrocarburos y los ingresos gubernamentales provenientes del sector petrolero.

No se trata solamente de la preeminencia de la empresa en la producción y las reservas de hidrocarburos, sino en toda la cadena de hidrocarburos. Debido a su carácter de empresa integrada, es la única refinadora del país y ocupa un lugar central en el transporte y en las instalaciones de almacenamiento y la infraestructura portuaria de hidrocarburos de Colombia. De otro lado, en la historia de los hidrocarburos del país, en muchas ocasiones, la empresa estuvo sujeta a obligaciones a las que no estuvieron obligadas las empresas privadas, como la contribución al FAEP, la obligación de reintegro de las divisas por exportaciones o las inversiones en títulos del Gobierno nacional, para citar solo unos ejemplos. Así mismo, la empresa fue el instrumento de políticas públicas como el abastecimiento de los combustibles líquidos, la sustitución de la leña por cocinol y por gas propano, y, más tarde, la penetración del gas natural.⁴

Todo lo anterior fue enfatizado en el marco de las instituciones que el país se dio en 1969 con la Ley



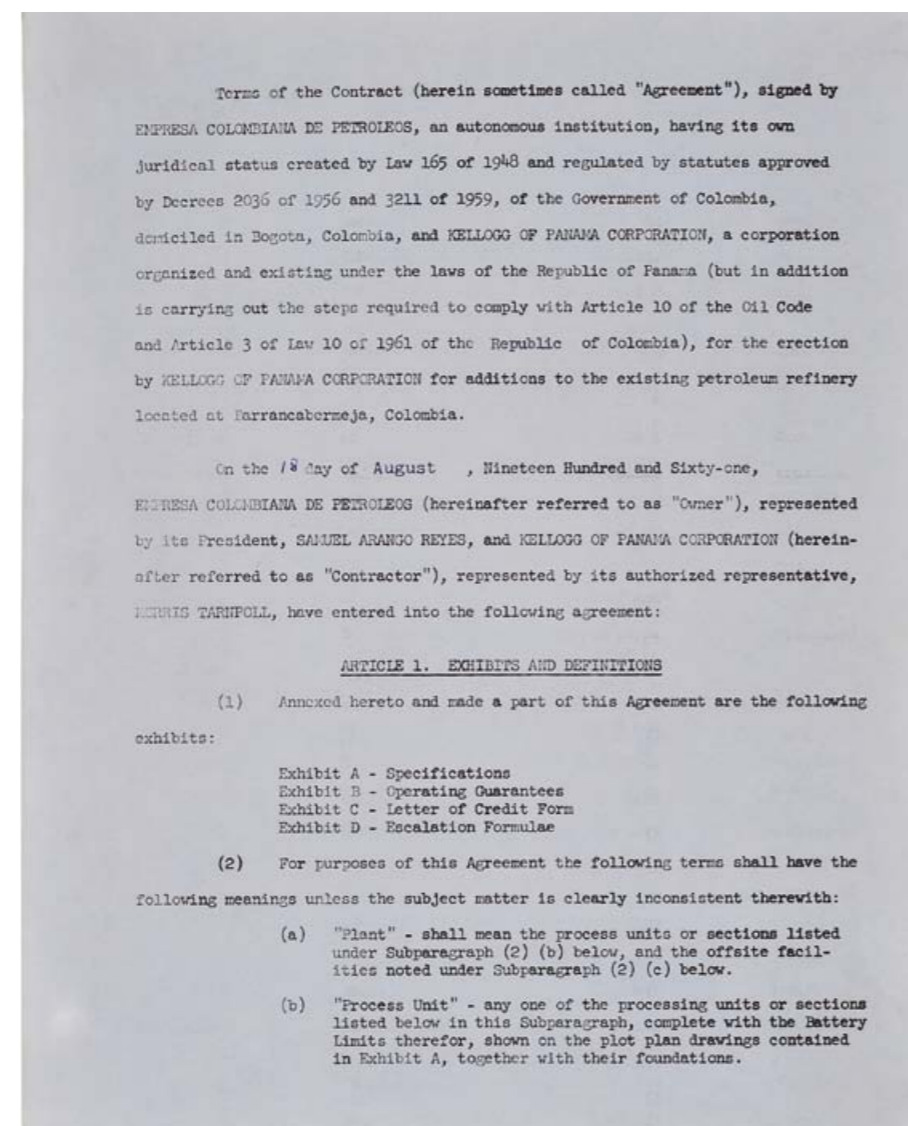
20, y en 1974 con el Decreto Ley 2310, que definieron la propiedad nacional del subsuelo, de manera categórica y definitiva, y que le encomendaron a Ecopetrol la administración del recurso y de la renta petrolera. Estos hechos contribuyen a explicar la imbricación profunda en los dos sentidos entre la empresa y el Estado colombiano, de forma especial a partir de los años setenta. Las reformas institucionales de 2003, cuando se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y de 2007, cuando la capitalización de Ecopetrol con recursos privados y la salida de la empresa de las cuentas fiscales le permitieron a la empresa tener por fin una autonomía administrativa y financiera, cambiaron la naturaleza orgánica de esa relación. Sin embargo, el impacto macroeconómico del sector petrolero creció vertiginosamente en esta última década porque las reformas institucionales coincidieron con una coyuntura de precios altos del petróleo en el mercado internacional.

Como se dijo antes, en este capítulo se examina la evolución de la contribución del sector petrolero a la economía en sus dimensiones macroeconómicas, las cuentas externas y las cuentas fiscales, así como el aporte al producto interno y al empleo, a lo largo de los sesenta años que van entre 1951 y 2011. Se examinarán sus incidencias históricas, su dinámica y las proyecciones en el inmediato futuro. También serán examinados los espacios con que contó Ecopetrol para desarrollar su plan de negocios, en vista de los requerimientos de su dueño en términos fiscales, financieros y cambiarios, así como su demanda de ejecución de políticas públicas. Se verá cómo estos requerimientos del accionista limitaron a su vez el aporte de la empresa en términos macroeconómicos.

Para ello, se examinan cuatro períodos, el primero de 1951 a 1973, cuando el sector tenía alguna importancia en las exportaciones totales del país y muy poca en los ingresos fiscales, salvo por los impuestos a los combustibles. La empresa estatal contó en esta etapa con margen y autonomía para emprender las inversiones que requería el desarrollo de los campos de la refinación y el transporte. El segundo período, de 1974 a 1985, caracteriza el desempeño del sector y los retos macroeconómicos de la condición de un país importador de crudo, en una coyuntura de altos precios internacionales. Ecopetrol debió asumir las pérdidas y reducir su patrimonio como producto de los subsidios a los combustibles líquidos de uso automotor que resultaban de no trasladarle al consumidor la totalidad de los incrementos en las cotizaciones externas. El tercer período, de 1986 a 1999,

muestra una economía petrolera crecientemente exportadora, con grandes descubrimientos, choques importantes de cantidades y precio de mediano plazo estable, alrededor de los us \$18 el barril, en promedio. Fue el período de mayores restricciones al espacio de inversión de Ecopetrol en toda su historia, en medio de crecientes necesidades de recursos para financiar sus compromisos para el desarrollo de los grandes campos, descubiertos en el marco de contratos de asociación. En el último período, de 2000 a 2010, el sector se consolida como el más dinámico en los aportes al sector externo y a las cuentas fiscales del país. Ecopetrol experimenta una gran transformación para transformarse en un grupo empresarial que actúa como una corporación energética cuyo propósito central es la generación de valor a los accionistas. Los otros impactos de la actividad petrolera en la economía, como los impactos regionales, los encadenamientos y los *clusters* no son objeto de este análisis.

Primera página del contrato firmado entre la Kellogg of Panama Corporation y Ecopetrol para la ampliación de la refinería en 1961.



El presidente Alberto Lleras Camargo, en presencia de Samuel Arango Reyes, presidente de Ecopetrol, y de los ministros Hernando Agudelo Villa, de Hacienda, Hernando Durán Dussán, de Minas, sanciona la Ley de Petróleos el 17 de marzo de 1961.



Los inicios de la empresa (1951-1973)

Durante los primeros diez años de la empresa, la gestión de la administración estuvo muy centrada en el detalle de innumerables tareas que era preciso organizar y resolver. Era necesario definir cómo se proveían los bienes y servicios de una economía singular, con el sello de la cultura de enclave de las compañías extranjeras, que se autoabastecían de los elementos más básicos y tenían poca relación con su entorno territorial más próximo. Pero también había que gestionar recursos de crédito en Estados Unidos para hacer viable la ampliación de la refinería que había sugerido Intercol y buscar avales públicos para las nuevas obligaciones. Era urgente también resolver las inquietudes sobre las condiciones laborales de los trabajadores que habían trabajado para la Tropical Oil Co. en la Concesión de Mares.

Otro aspecto central de las preocupaciones de los cuatro gerentes que hubo en esa década fue la de dotar a la empresa del recurso humano apropiado para la operación de los campos de producción y los activos revertidos. Se contó con un proveedor integral de ingeniería a través de un contrato con Foster Wheeler

que fue liquidado por la junta directiva a final de la década por considerarlo lesivo para los intereses de la empresa.⁵ Mientras duró, esa empresa realizó trabajos en la refinería, en los oleoductos y en los desarrollos de la producción de crudo. El contrato de operación de la refinería con la firma Intercol, que debía terminar en 1959, fue prorrogado hasta 1961, cuando finalizó. La asunción de la operación de la refinería por parte de Ecopetrol fue un hito en la historia operativa de la empresa. Desde una perspectiva financiera, la operación directa incrementó los ingresos netos de manera sustancial.

Durante la primera década de su existencia, Ecopetrol debía dejar de ser una simple empresa de producción para convertirse en una empresa integrada. Por ello se hizo el esfuerzo de adelantar las ampliaciones de la refinería de Barrancabermeja; hubo la preocupación de no dejar la iniciativa de construir la refinería de Cartagena a empresas extranjeras por temor a que, en ese caso, no se utilizarían los crudos colombianos; se compraron activos de gas a Esso Colombiana S. A. y se adquirió el oleoducto Puerto Salgar-Bogotá, cuyo propietario era el departamento de Cundinamarca.

5. Ver capítulo de presidentes de Ecopetrol por Benavides, en este volumen.

En 1954 se completó la ampliación de la refinería de Barrancabermeja, lo que permitió pasar de atender el 40% (25 kbd) al 70% (37,5 kbd) de la demanda interna. En ese año, la demanda interna de combustibles era de 52,8 kbd, así que había que importar más de 15 kbd de gasolina. El país era exportador de crudo⁶ pero no tenía capacidad instalada de refinación para atender la creciente demanda de combustibles. A esa realidad respondió la mencionada ampliación y la puesta en marcha de la planta en Mamonal, Cartagena, en 1955, con una capacidad de 26 kbd (Avella, en este libro).

La empresa tuvo una autonomía relativa para definir sus planes de inversión y endeudamiento. El Banco de la República tuvo incidencia en la medida que actuaba como banquero del Estado y hacía la revisión de las solicitudes de aval de Ecopetrol para los créditos externos requeridos por la expansión de la red de refinación y transporte y el desarrollo de las áreas revertidas. No obstante, había injerencia del Gobierno en algunos aspectos de la gestión y de la orientación de los negocios.

La fijación de los precios de los productos de la refinación se daba en el marco del contrato con Intercol, el cual los establecía con referencia a los existentes

en el Golfo de México, pero no siempre era posible cobrar según la misma fórmula a los consumidores nacionales de *fuel oil* o gasolina. A final del decenio de los años cincuenta, la Junta Militar no autorizó aumentos en los precios de los combustibles por temor a la reacción social. No fue posible ajustar los precios como resultado de la devaluación y debió establecerse con el Ministerio de Hacienda la forma de contabilizar la diferencia (Acta 321 de la junta directiva de Ecopetrol).

El doble papel que habría de desempeñar la empresa se manifestó desde el principio. La relación con la comunidad y con los grupos de interés fue intensa desde un primer momento. No había pasado un año de su creación cuando ya el departamento de Santander solicitaba un préstamo con garantía de sus participaciones petrolíferas futuras, la junta autorizaba un préstamo para construir una hidroeléctrica en Lebrija y la empresa recibía solicitudes del Instituto de Fomento Industrial (IFI) para comprar un lote con destino a una compañía de fertilizantes.

El plan de inversiones se financiaba con la generación interna de recursos y con deuda, pero la empresa también debía hacer aportes al accionista: sus contribuciones al Gobierno nacional fueron importantes, al

Complejo petrolero de Ecopetrol en la refinería de Barrancabermeja, a mediados de 1980.



6. Entre 1950 y 1969, las exportaciones de crudo representaron un 13% del total (Greco, 2000).

representar, entre 1951 y 1961, el 14,17% de los ingresos de la empresa, superando el valor de las utilidades líquidas.⁷ Esto fue así debido a las “disposiciones gubernamentales [...] por los subsidios que la empresa ha tenido que pagar” (Ecopetrol, 1961: 43-44).

En el momento de la creación de Ecopetrol, las regalías y los impuestos específicos de la industria petrolera estaban regidos por la Ley 37 de 1931 (artículos 31 y 35, respectivamente). Las distancias a que se refiere el cuadro siguiente se computan desde el centro de explotación al puerto de embarque de los productos; si la regalía o el impuesto se recaudan en el punto de recolección de la empresa, se aplica el porcentaje del cuadro, más el costo de transporte. También había un tributo de 1/30 sobre la gasolina producida. Los oleoductos debían pagar 2,5% del valor del producto transportado (tabla 1, pág 369).

Todas las actividades de la cadena de hidrocarburos estaban exentas del pago de impuestos departamentales y municipales; los productos obtenidos de explotaciones que se establecieran de acuerdo con la Ley 37 no pagaban impuesto de explotación; “el petróleo crudo colombiano” no pagaba los impuestos específicos que le fueran impuestos a la actividad. En esta ley se daba trato diferente al petróleo de propiedad nacional y al de propiedad privada.

Los otros cargos que pesaban sobre la industria petrolera eran los cánones superficarios y las cauciones que se debían constituir al inicio del contrato de concesión como garantía del cumplimiento de sus obligaciones. La participación de los departamentos y municipios en las regalías recaudadas por la Nación habían sido establecidas por la Ley 120 de 1919, que

regularía los contratos firmados antes de la vigencia de esa ley. Para los demás contratos, se estableció que la Nación cedía a los municipios un 5% del valor de la regalía pagada a la Nación el año anterior y el 30% a los departamentos, para ser invertidos estos recursos en educación, agricultura y vías.

En 1953 se promulgó el Código de Petróleos (Decreto 1056),⁸ que reiteró los principios generales de la Ley 37, reglamentó en detalle la actividad en cada segmento de la cadena de hidrocarburos y modificó algunos aspectos de las contribuciones petrolíferas. El artículo 5° estableció con claridad que el petróleo se considera de propiedad privada cuando el suelo es de propiedad privada, cuando “se encuentre en terrenos que salieron legalmente del patrimonio público nacional con anterioridad al 28 de octubre de 1873”. También se consideraron privados los petróleos “adjudicados legalmente como minas durante la vigencia del artículo 112 de la Ley 110 de 1912”. Los cánones superficarios son ajustados hacia arriba, para las exploraciones al este y sureste de la cordillera Oriental y para el resto de las exploraciones. El período de exploración se fijó en cinco años, con tres años de prórroga ordinaria y tres más de prórroga extraordinaria. Se establecieron obligaciones de inversión mínima en el período exploratorio, en los primeros cinco años. La fase exploratoria se amplió a cinco años, con prórrogas ordinarias de hasta tres años, y extraordinarias por otros tres años.

Se confirmaron las exenciones de impuestos departamentales y municipales, así como de los impuestos

Kilómetros	Regalía % producto explotado	Impuesto explotac. % prod. expl.
0-100	10	8
100-200	10	7
200-300	9	6
300-400	8	5
400-500	7	4
500-600	6	3
600-700	5	2,5
700-800	4	2
800-900	3	1
Más de 900	2	1

Fuente: Ecopetrol.

7. Deducidas las apropiaciones para reservas.
8. Sancionado por Roberto Urdaneta.



Página opuesta, arriba:
construcción, en el caño
Jeringas, del gasoducto
de Sogamoso.
Agosto de 1982.

Abajo:
Ernesto Suárez Rueda
durante su visita a la
refinería de Cartagena
en 1978.



9. Como la referida por Benavides en el capítulo de presidentes de este volumen.

10. El cálculo de las regalías *ad valorem* y de la tributación efectiva queda pendiente para futuros trabajos de investigación.

11. Hay dificultad para construir la serie para los sesenta años por cambio de metodología entre subperíodos.

12. Sancionada por el presidente Alberto Lleras, el ministro de Hacienda y Crédito Público Hernando Agudelo Villa y el ministro de Minas Hernando Durán Dussán.

de exportación y los específicos para la actividad petrolera a toda labor en la cadena de hidrocarburos iniciada con la vigencia de la Ley 37 de 1931 y las que se hubieren iniciado y fueren a iniciar con la Ley 160 de 1936 y con el Código de Petróleos. Las importaciones de equipos, repuestos y accesorios para la perforación, las tuberías y lo necesario para la construcción de oleoductos y de refinerías quedaron exentos de impuestos aduaneros.

El Decreto 1056 estableció que no habría obligación de reintegro ni registro ante la Oficina de Cambios de las divisas obtenidas de la exportación de crudo y productos derivados, excepto cuando el Gobierno decidiera obligar a las empresas a hacerlo hasta por un 25%, debido a situaciones de la balanza de pagos y sin pagar impuestos.

Las cesiones de regalías de la Nación en favor de los departamentos, intendencias y comisarias se elevaron al 50%, y las hechas en favor de los municipios se mantuvieron en el 5%. Asimismo, se mantuvo la posibilidad de deducir del impuesto de renta sobre el ingreso bruto lo correspondiente al agotamiento del yacimiento explotado. Las regalías fueron reajustadas y se fijó un impuesto para el petróleo de propiedad privada (tabla 2, abajo).

Durante esta primera década de existencia de la empresa, el sector no fue importante en el recaudo fiscal. Salvo alguna discusión en la junta directiva sobre si reinvertir las utilidades en los programas de refinación, petroquímica y transporte o entregarlas

al Gobierno,⁹ no hay mención en las memorias de los ministros de Hacienda de la época de esa fuente de recursos del Estado. Este hecho fue el resultado no solo de la importancia marginal de la producción de petróleo, sino de las múltiples exenciones que se ilustraron antes. La mayor incidencia fiscal provenía de los impuestos a los combustibles en el mercado interno. El impacto en las cuentas externas se limitó a los movimientos de capitales, inversión externa y repatriación de capital, y al endeudamiento en moneda extranjera, ya que las exportaciones no tenían obligación de reintegro.¹⁰

Durante el período, los problemas macroeconómicos se centraron en el frente externo y no tanto en la estabilización de precios. Las dificultades cambiarias fueron ocasionadas por la volatilidad de los ingresos cafeteros y el petróleo no tuvo ninguna incidencia. La cuenta corriente fue deficitaria en todo el período, salvo en los años 1952, 1958 y 1959; en 1957 hubo crisis cafetera. La inflación fue de un dígito, salvo en 1957, 1958, 1966 y 1971-1973. La participación del petróleo en el PIB (1,76%, entre 1950 y 1964, en promedio) fue similar a la de los años noventa y representó entre 38% y 83% de la producción minera.¹¹

La década de los sesenta comienza con la promulgación de la Ley 10 de 1961,¹² que modifica, en parte, el Código de Petróleo. La obligación de constituir garantía prendaria a la firma de los contratos de exploración y producción pasa a ser definida en dólares, un dólar

Tabla 2. Tasa de regalías y de impuesto al petróleo privado (1953-1968)

Kilómetros	Tasa de regalía del petróleo bruto explotado %	Tasa de impuesto al petróleo privado %
0-100	13	7
100-200	12	6
200-300	11	5
300-400	10	4
400-500	9	3
500-600	8	2
600-700	6 ¾	1,5
700-800	5,5	1
800-900	4 ¼	0,75
Más de 900	3	0,5

Fuente: Ecopetrol. El impuesto a la gasolina se mantuvo en 1/30 y el impuesto al transporte se elevó a 6% del valor del producto transportado.



*Página opuesta:
Refinería de Ecopetrol en
Mamonal, Cartagena.*

*El presidente Carlos
Lleras Restrepo firmó
la Ley 20 del 22 de
septiembre de 1969, que
abrió la puerta para que
el contrato de asociación
sustituyera al régimen
de concesión.*

*El decreto 2310 de
emergencia económica
del 28 de octubre de
1974, firmado por el
presidente Alfonso López
Michelsen, incidió sobre
la forma de explotación
de hidrocarburos.*



13. Ese porcentaje se reduce a 7 en los primeros diez años de explotación, si esta comienza antes del 31 de diciembre de 1970.

14. Se tienen en cuenta la inversión, los costos variables y una tasa de ganancia similar a la de empresas que actúan en el exterior.

15. Si el operador opta por este método, la deducción no podrá ser superior al 35% de la renta líquida del contribuyente, computada antes de hacer la liquidación por agotamiento.

16. Memoria del ministro de Hacienda y Crédito Público (1961).

por hectárea en dinero en efectivo o en documentos de deuda externa, por un monto no inferior a us \$15 mil. El período de exploración vuelve a ser de tres años, prorrogable por otros tres. Para las zonas situadas al este y sureste de la cordillera Oriental, el período de exploración es de cuatro años.

Se mantiene el cobro de un canon superficial por hectárea, cada año. El período de explotación baja de treinta a veinte años. Las participaciones, o regalías, quedaron definidas en 11,5% para las zonas al este y sureste de la cordillera Oriental¹³ y en 14,5% del producto bruto explotado para el resto del país (artículo 13). El precio de liquidación es el precio medio del petróleo crudo en el puerto de embarque, de conformidad con la tarifa del oleoducto, la cual se deduce y se establece como en la Ley 37 y en el Decreto 1056 antes referidos.¹⁴ Los porcentajes aplicables a las explotaciones de gas natural son iguales a los que se aplican a las del petróleo.

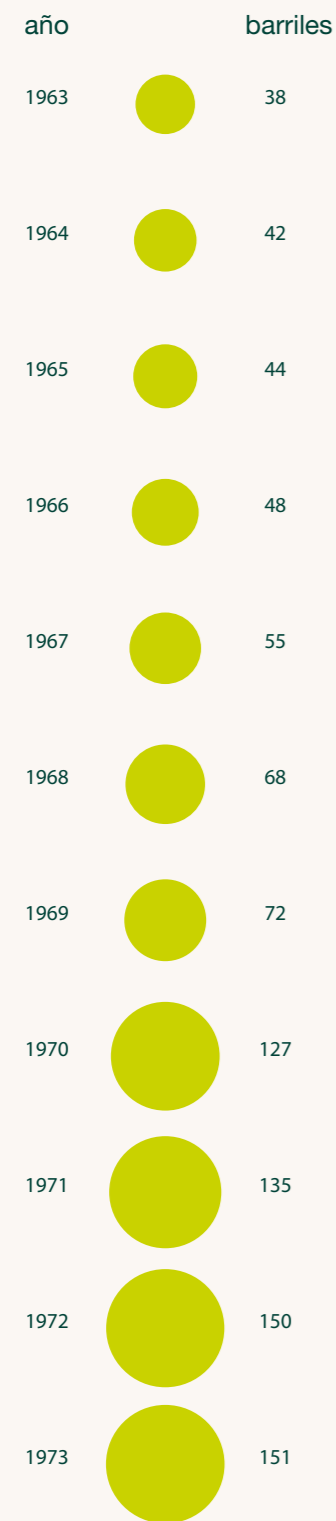
El impuesto a la explotación quedó establecido en 6,5% y 8,5% del producto bruto explotado, según la ubicación de la explotación, al sureste y este de la cordillera Oriental o en el resto del país. Se estableció la obligación de aportar un tercio de centavo de dólar por barril, cada mes, con destino a becas en el exterior para formar personal colombiano. El artículo 22 conserva la deducción del impuesto de renta por

agotamiento del yacimiento, que se puede hacer, como antes, sobre la estimación técnica de costo de unidades de operación¹⁵ o por un porcentaje fijo que no podrá ser superior al 10%. Esta reforma del Código de Petróleos debía permitir, según el ministro de Hacienda y Crédito Público de 1961, un ajuste del valor de la participación del Estado en el rendimiento de las explotaciones petroleras y convertirse en el futuro inmediato en un factor importante de la financiación del gasto público.¹⁶

Los años sesenta comenzaron con varias reformas. La Ley 81 de 1960 compiló las normas tributarias y buscó hacer más progresiva la estructura de impuestos, promover la reinversión de utilidades y castigar el gasto suntuario. En 1959 se había producido una reforma total del arancel con el propósito de proteger el desarrollo de la industria nacional. Eran épocas de la Alianza para el Progreso, de la Revolución Cubana y de la búsqueda de inclusión social y desarrollo endógeno. Se había creado la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en 1960 y se trabajaba para fortalecer el Pacto Cafetero.

En los sesenta y primeros años de los setenta, los estímulos a la exploración comienzan a mostrar sus frutos con los descubrimientos de Provincia-Payoa, en 1960; río Zulia, en 1962; Orito, en 1963; Castilla, en 1969, y Ballenas, Guajira, en 1972. Sin

Gráfico 1
Cargas a refinerías colombianas
1963-1973
(miles de barriles por día)



Fuente: SIPG

embargo, la producción de Ecopetrol se mantuvo estancada en 18 millones de barriles al año entre 1960 y 1969, con pérdida de participación en el total nacional de 32,2% a 23,9%, lo que suscitó la promulgación de la Ley 20 de 1969 que nacionaliza el subsuelo y sienta las bases de la eliminación del contrato de concesión en 1974.

La visión del desarrollo industrial y del mercado interno del país favorecía el fortalecimiento de las empresas públicas como Ecopetrol. Durante la administración de Mario Galán (1963-1974), la empresa consolidó su integración de negocios e invirtió en petroquímica y en distribución de combustibles. Hubo ampliación de la red de ductos; se crearon Policolsa, Monómeros y Terpel. Aumentó la capacidad de la refinería de Barrancabermeja y se compró la refinería de Cartagena a Intercol, en 1973. Las cargas a refinerías se triplicaron entre 1963 y 1973, al pasar de algo menos de 50 kbd a 150 kbd (ver gráfico 1, pág 374). Se logró el autoabastecimiento de gasolinas después de 15 años de existencia de Ecopetrol.¹⁷ La visión de reinvertir las utilidades para la consolidación de la empresa no fue controvertida hasta el final del período, cuando el entrante gobierno de Alfonso López cuestionó ese enfoque en 1974.

La producción de petróleo cayó desde 1970 y las exportaciones de crudo perdieron participación en el total. En 1974, las ventas externas de petróleo y derivados representaron menos del 10% de las exportaciones totales del país.

En términos de la historia macroeconómica del país, este período, si bien no estuvo marcado por los eventos del petróleo, sí exigió la determinación de las autoridades económicas para manejar los retos que la evolución del sector externo le imponía al país. La agenda de la política pública estuvo influenciada por los siguientes hechos: el manejo de la demanda cíclica *ex ante* de las importaciones acudía a mecanismos que no siempre tuvieron buen recibo; había presiones de los bancos multilaterales y del Gobierno de Estados Unidos y había que buscar permanentemente mecanismos para promover las llamadas exportaciones menores y manejar la volatilidad de los precios del café (Díaz-Alejandro, 1976).

El período presidencial de 1966 a 1970 estuvo particularmente afectado por una grave crisis externa que llevó al presidente Lleras Restrepo a la adopción de drásticas medidas. El precio del café cayó como consecuencia del descenso de la demanda internacional; en 1966 hubo una importante reducción en los ingresos cafeteros y un deterioro significativo de los términos de intercambio. La situación cambiaria era

17. En 1951, la capacidad de las refinerías nacionales abastecía el 50% de la demanda local.

En la moneda de cinco pesos de 1981 aparece la refinería de Barrancabermeja.



crítica: las reservas netas internacionales eran negativas por el orden de us \$134 millones, la Federación Nacional de Cafeteros había adquirido us \$102 millones de deuda externa, las importaciones habían incrementado en us \$145 millones y la capacidad de crédito de corto plazo del Banco de la República se había agotado. A esto se sumaban las exigencias de devaluaciones fuertes e inmediatas por parte del FMI para otorgar créditos al Gobierno.

El Gobierno tenía dos opciones, o aceptar las condiciones del FMI e iniciar un proceso de devaluación u optar por el control de cambios e importaciones. Optó por el segundo camino y promulgó el Decreto Ley 444 de 1967. Con esta medida, el Gobierno quería abarcar otros campos de la política económica relacionados con el desarrollo: quería el fomento y la diversificación de las exportaciones, el aprovechamiento de las divisas disponibles, la prevención en la fuga de capitales, una inversión extranjera coordinada con los intereses nacionales, la reglamentación de la inversión en el exterior y el mantenimiento de un nivel de reservas internacionales adecuado.

El certificado de abono tributario, aprobado por el Decreto 444 de 1967, estaba diseñado para favorecer a los exportadores, salvo los de los sectores petrolero, cafetero y de cueros de res, con el 15% del valor total del reintegro en divisas que se hiciera al Banco de la República del producto efectivo de la exportación. Este decreto estaba enfocado en cumplir las metas del Gobierno, dando incentivos a las exportaciones no tradicionales y diversificando el total de exportaciones colombianas.

Gráfico 2
Reservas y producción colombiana de crudo.
Relación reservas/producción
1974-1986
(miles de barriles - duración en años)

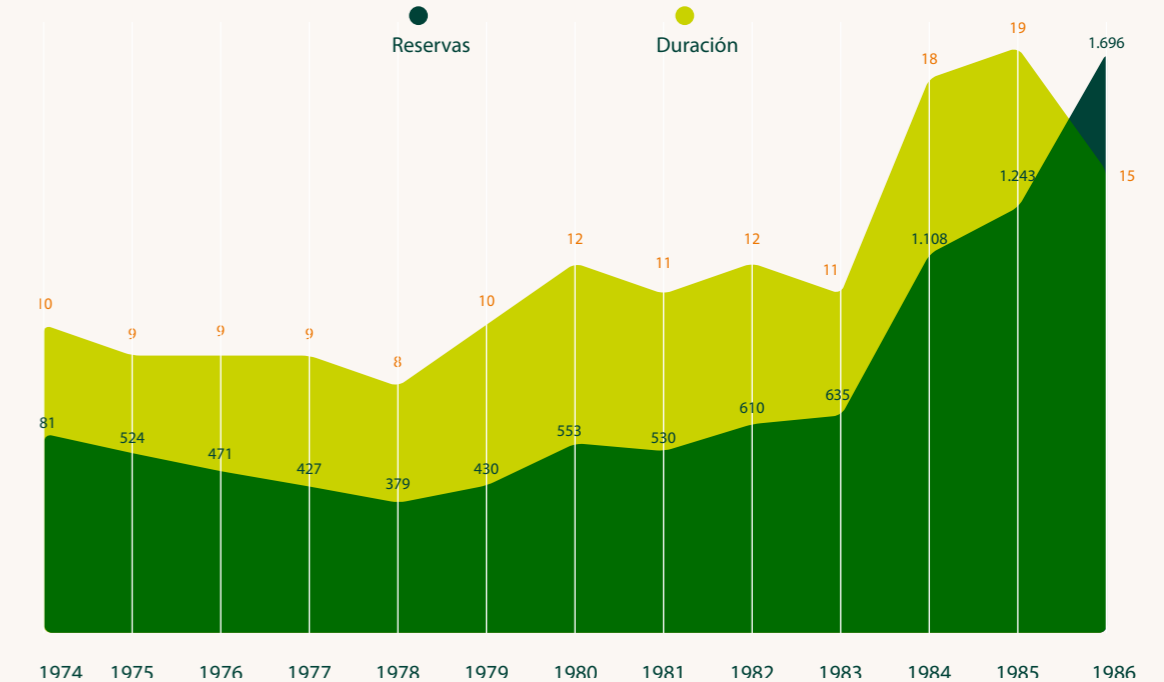


Tabla 3. Balanza cambiaria 1961-1969 y proyección 1970
(millones de US \$)

	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	Proyección 1970
I. Ingresos corrientes	435	410	419	532	496	472	576	652	685	843
a. Exportaciones de bienes	402	393	397	515	482	435	461	529	562	718
1. Café	327	300	313	396	347	302	319	319	333	443
2. Oro	10	10	6	10	10	6	6	4	1	2
3. Menores	35	54	45	75	99	96	118	179	207	248
4. Capital petróleo	30	29	33	34	26	31	18	27	21	25
b. Exportaciones de servicios	33	17	22	17	14	37	115	123	123	125
1. Regalías	8	8	9	4	6	5	5	4	8	10
2. Otros	25	9	13	13	8	32	110	119	115	115
II. Egresos corrientes	514	501	439	453	436	564	592	635	705	859
a. Importaciones de bienes	429	420	363	454	352	464	456	453	507	622
1. Mercancías	409	401	340	429	324	428	427	414	473	597
2. Petróleo para refinación	20	19	23	25	28	36	29	39	34	25
b. Importaciones de servicios	85	81	76	89	84	100	136	182	198	237
1. Fletes	29	29	25	30	22	40	30	36	39	51
2. Intereses	14	22	24	33	32	28	35	54	60	68
3. Remesas de utilidades, servicios oficiales y otros	42	30	27	26	30	32	71	92	99	118
III - Superávit o déficit en cuenta corriente (I-II)	-79	-91	-20	-11	60	-92	-16	-17	-20	-16
IV. Financiación neta	33	54	75	46	31	50	89	54	81	79
a. Swaps a largo plazo	14	37	15	-6	10	1	-1	-8	-14	-12
b. Capital privado	-	-	-	42	5	46	51	2	44	4
c. Capital oficial	19	17	46	4	19	3	42	59	57	91
1. Ingresos	45	44	78	34	47	46	87	106	96	142
2. Amortización	-26	-27	-32	-30	-28	-43	-45	-47	-39	-51
d. Otros	-	-	14	6	-3	-	-3	1	-6	-4
V. Ventas netas en el mercado libre de divisas	-35	-9	-88	-55	-35					
VI. Errores y omisiones	1	3	2	4	-3					
VII. Variación reservas netas (III+IV+V+VI)	-80	-43	-31	-16	53	-42	73	71	61	63

Fuente: Banco de la República

Los indicadores externos mejoraron como resultado de las medidas,¹⁸ como puede verse en la tabla de la evolución de la balanza cambiaria en el decenio (tabla 3, pág. 376).

Las exportaciones menores aceleraron su crecimiento: en 1966 crecieron 9,3%; en 1969, la tasa de aumento fue del 32,5%. Mientras tanto, decrecían las exportaciones de petróleo y oro. Las reservas internacionales netas pasaron de ser negativas desde diciembre de 1965, a positivas a partir de diciembre de 1986.

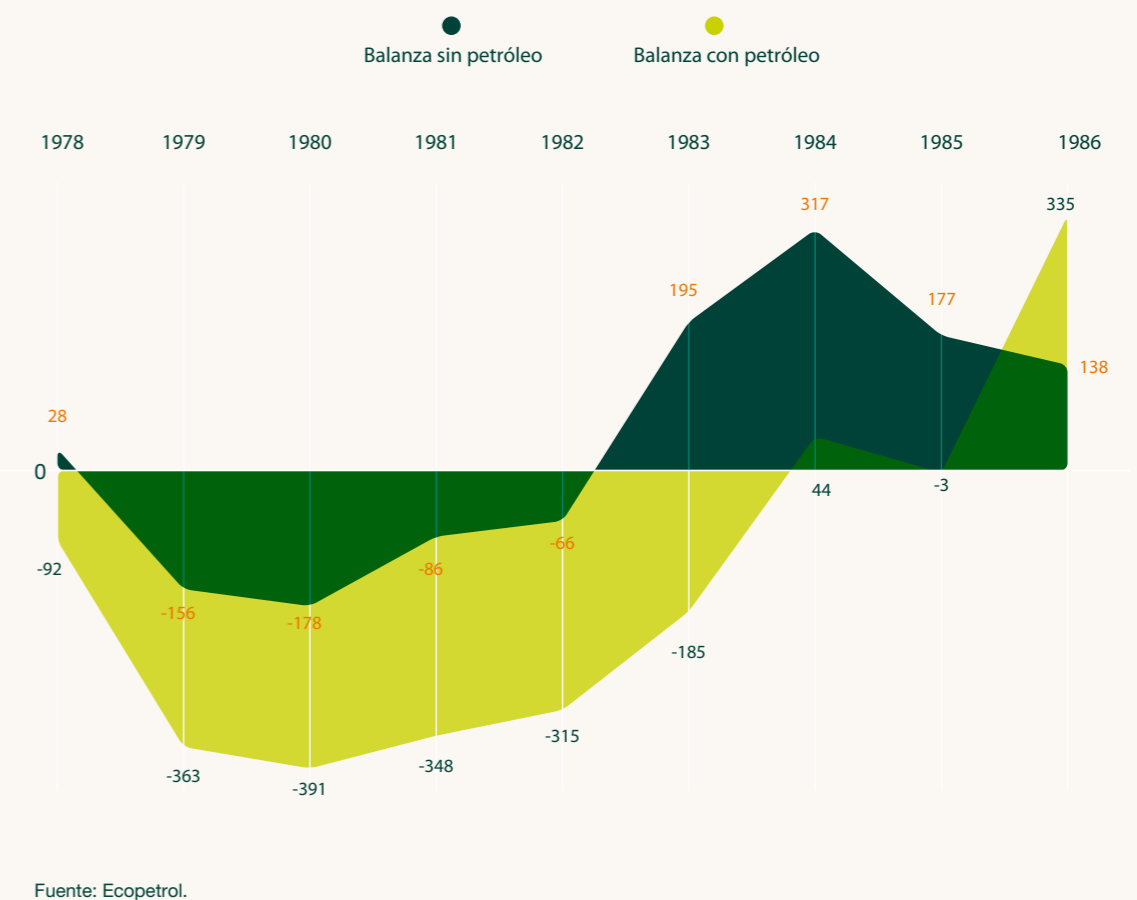
Colombia importa hidrocarburos: 1974-1985

La economía colombiana se ve impactada en 1975 por una bonanza cafetera que induce el establecimiento de controles cambiarios y antiinflacionarios,

en contravía de lo que quería el gobierno de Alfonso López Michelsen, con respecto reducir la intervención del Estado en la economía. Los primeros años de la década de los ochenta fueron de restricciones externas, crisis financiera, ajuste fiscal y maxidevaluación. En el escenario latinoamericano se vivió la crisis de la deuda y la entrada de los organismos multilaterales en las definiciones de la política económica, cuyas orientaciones debían ser observadas y condicionaban los desembolsos de crédito y que terminarían limitando en alto grado la autonomía financiera de las empresas públicas, en la segunda mitad de los años ochenta y la década de los años noventa.

En este período, Colombia se convirtió en importador de crudo ante la caída de sus reservas y de la producción nacional (ver gráfico 2, pág. 375). Ecopetrol era el responsable del suministro de combustibles en el país y asumía, contra sus estados

Gráfico 3
Balanza comercial con y sin el petróleo
1978-1986
(millones de dólares)



18. Gaviria y Uribe (1994) identifican seis choques exógenos importantes en el período 1936-1991: la Segunda Guerra Mundial, las bonanzas cafeteras de los años cincuenta y setenta, los cambios institucionales de 1967, la recesión a comienzos de los años ochenta, con caída de precios de café y crisis de deuda, y la apertura económica de 1990-1991.

Tabla 4. Subsidios e impuestos recaudados por Ecopetrol (1981)
(millones de pesos corrientes)

	1981	1981 como proporción de los ingresos del Gobierno nacional
Ingresos totales del Gobierno nacional central	262.468,0	
Subsidio a las importaciones de crudo y gasolina	18.830,0	7,2%
Subsidios al combustible consumido por las electrificadoras	3.038,0	1,2%
Subsidios al cocinol	1.111,0	0,4%
Subsidio al gas propano	1.152,0	0,4%
Subsidios a naves nacionales en viajes internacionales (diferencia de precio)	467,0	0,2%
Subsidios al consumo de los departamentos (gasolina motor) (\$0,06/gl)	68,0	0,0%
Subsidio al público por venta de gas natural de la Guajira	1.524,0	0,6%
Impuesto con destino al Fondo Vial		
Gasolina regular	13.166,0	5,0%
Gasolina extra	957,0	0,4%
ACPM	4.255,0	1,6%
Asfalto	108,0	0,0%
Total fondo vial	18.486,0	7,0%
Impuesto departamental	45,0	0,0%
Impuesto a las ventas	4.047,0	1,5%
Total subsidios e impuestos	48.768,0	18,6%

Fuente: Ecopetrol (1981)

financieros, el costo del subsidio a los combustibles líquidos.¹⁹ En ese lapso, la empresa invirtió en refinación y transporte para transformar el crudo importado y para introducir el combustible en el mercado interior. También invirtió en el desarrollo de los descubrimientos de los asociados y en los propios, en la primera mitad de los años ochenta, cuando los precios internacionales cayeron y, con ellos, el interés de explorar o desarrollar los campos existentes. En ese inicio de decenio, la exploración propia descendió, debido a las dificultades financieras de la empresa y a la prioridad de tener crudo nacional producido a partir de lo ya descubierto.

En buena parte del período hubo déficit comercial externo de Ecopetrol (ver gráfico 3, pág. 377), sin el cual la balanza comercial del país habría sido apenas levemente deficitaria hasta 1982.

Hubo la más alta actividad exploratoria de la historia de Colombia, hasta ese momento. Ecopetrol adquirió las reservas y los activos de Orito, que eran de la Concesión Texas. Los contratos de asociación crecieron en los primeros años ochenta como resultado de los crecientes precios internacionales y del

descubrimiento de Caño Limón, en 1983, que elevó la prospectividad del país. En 1980 comenzó a ceder la presión de las importaciones de petróleo y de productos derivados. La producción local de crudo dejó de caer, para crecer un 1%. El Gobierno subió los precios internos de la gasolina para aliviar las dificultades financieras de la empresa.²⁰

Los subsidios de Ecopetrol a la economía nacional y los impuestos recaudados por la empresa se ilustran en la tabla 4 (pág. 378). Los subsidios, asumidos por la empresa y que comportaban una erogación de caja, se giraban contra los resultados de la empresa y a cargo de la renta petrolera que Ecopetrol administraba en nombre de la Nación, al recibir como ingreso la participación del país en los contratos de asociación. El total de los subsidios e impuestos recaudados por Ecopetrol representaron un no despreciable 18% de los ingresos del Gobierno nacional.

A principios de los años ochenta, bajó la inversión directa de exploración de Ecopetrol y aumentó la inversión de las empresas asociadas. En el Plan de Integración Nacional del gobierno del presidente Turbay Ayala (1978-1982) se propuso un aumento de la exploración,

19. La diferencia entre el precio internacional de los productos derivados y el interno era grande y se tradujo en pérdidas para la empresa y reducción de su patrimonio. En diciembre de 1979 ECP recibía \$16,71 por galón de gasolina, frente a un valor de adquisición internacional de \$46,20 por galón. La devaluación que hubo entre 1978 y 1979 hizo mayor la diferencia.

20. Un 70% para Ecopetrol, un 5% para el usuario.

Enrique Amoroch, presidente de Ecopetrol, firma un contrato de asociación de la empresa con la Texas Petroleum Company y la Shell en 1997.



en vista de la condición de importador del país, en un escenario de altas cotizaciones internacionales del crudo.

Se redujo el déficit comercial de ECP de us \$507,6 millones en 1979 a us \$380 millones en 1980, gracias a una conjunción de factores. Hubo un incremento del precio internacional de us \$26 a us \$32 el barril del crudo, marcador de la OPEP en 1980, como consecuencia de la disminución de la producción mundial, liderada por la caída de Irán en un 50%, debido a la guerra. Las producciones de Emiratos Árabes Unidos y Kuwait se redujeron en un 23%, cada uno. Las elevaciones de la producción de Arabia Saudita y del Mar del Norte (34 y 8,9%, respectivamente) matizaron los descensos de los otros países para una disminución total de solo 3%. Este incremento favoreció las crecientes exportaciones de combustóleo. Pero continuaron las importaciones de combustibles, de crudo y de materias primas para la petroquímica, representadas en un 30% por crudo y en un 40,4% por gasolina, con orígenes principales en Venezuela, Perú, la China y las Antillas Holandesas.

Era de esperar que la condición de importador de petróleo del país motivara un esfuerzo mayor de búsqueda de crudo, pero ello no ocurrió; en el período 1977-1983, la inversión de Ecopetrol en exploración decayó. En 1977, esta inversión representaba el 50%

de la inversión total en exploración y en 1983, solo el 20%, con el agravante de que el interés de las empresas transnacionales también disminuyó al final del período, como consecuencia de los bajos precios internacionales del crudo.

En 1983 se descubrieron nuevas reservas en el contrato de asociación Cravo Norte. El pozo Caño Limón-2 confirmó inicialmente reservas por 36,6 millones de barriles (este campo ha producido más de 1.100 millones de barriles). En ese año, el *fuel oil* representó el 86,2% del valor de las exportaciones de Ecopetrol, con un precio de us \$24,17 el barril y un crecimiento de 1,3% con respecto al año anterior. El volumen exportado creció un 27,6% y su valor, un 25,6%. En consecuencia, cayó el déficit comercial de Ecopetrol un 41,2%, para un total de us \$185,4 millones.

Visto en perspectiva, el período importador muestra un alto crecimiento de la demanda interna de combustibles, que no fue acompañado de un aumento similar en la producción.

Una mirada al balance de la empresa revela que a pesar de su fragilidad financiera, se le obligó a hacer nuevos aportes a Carboacol, mientras aumentaban los pasivos con acreedores por crudo internacional y nacional, crecían las prestaciones laborales causadas y





se incrementaba el pasivo de largo plazo por la devaluación y las provisiones para pensiones.

En el período importador, se efectuaron importantes ajustes de precios de los combustibles líquidos con el propósito de compensar el ingreso del refinador (Ecopetrol), en una coyuntura de altos precios internacionales del crudo y sus derivados. En precios constantes, los precios de la gasolina regular y del diésel se triplicaron entre 1975 y 1983. Los impuestos que gravaban los combustibles líquidos en ese período (el impuesto a las ventas y el impuesto con destino al fondo vial) también se triplicaron en precios constantes entre 1975 y 1979; en 1975, los gravámenes

pesaban un 46% en la estructura del precio final; en 1979 cayeron al 21,9% y en el resto de los años, representaron un 33% del precio al usuario. A pesar de los ajustes sucesivos, el precio de importación fue mayor al precio al productor (Barrios, 2002) y Ecopetrol debió asumir el subsidio y las pérdidas en su estado de pérdidas y ganancias (ver tabla 5, abajo).

Los precios de la gasolina fueron similares a los del ACPM en la coyuntura importadora, salvo en 1976 y 1979, pero la estructura de los precios difirió: el diésel no pagaba impuestos a las ventas; en compensación, su margen de distribución era mayor (Barrios, 2002a: 2).

Tabla 5. Utilidades de Ecopetrol (millones de pesos corrientes) (1978-1985)

Años	Utilidad operacional	Utilidad no operacional	Utilidad neta
1978			(1,425)
1979	3,457	(4,421)	(964)
1980	8,842	(9,097)	(254)
1981	9,701	(9,170)	531
1982	9,964	(11,029)	(662)
1983	17,452	(16,630)	822
1985			(25,425)

Fuente: Ecopetrol.

21. Para Garay y Carrasquilla, citados por Flórez (1994), la explicación del desequilibrio fiscal estructural “descansa sobre el exceso de gasto permanente asociado con ingresos temporales provenientes de la bonanza cafetera de finales de los setenta, del reciclaje de los petrodólares y los recursos de la CEC” (cuenta especial de cambios).

22. Esta crisis se había gestado desde 1979-1985, cuando se emprendieron grandes obras de generación, financiadas con crédito externo. La elevación de las tasas externas de interés, la devaluación, la mala gestión y una demanda inferior a la prevista desencadenaron situaciones de incapacidad de pago que rebotaron en la Nación por el aval que les había otorgado (Flórez, 1994). La dificultad fue mayor en la década siguiente, cuando lo que resultó insuficiente fue la oferta de electricidad, dando lugar al apagón durante el gobierno de Gaviria. La política de control de la inflación del gobierno de Samper le agregó dificultades a la superación de los problemas, porque impidió el ajuste tarifario previsto en la Ley 142 de 1994. Los ingresos provenientes de la capitalización de la Empresa de Energía de Bogotá en 1997, que superaron los us \$2 mil millones, ayudaron a resolver la ecuación financiera del sector.

23. La inflación hasta octubre fue de 22,5%.

24. Fondo de moneda extranjera, creado en 1973 y extinguido en 1990.

Páginas 380-381: vista aérea del complejo de Caño Limón.

Página opuesta: planta de Orito, Putumayo, perteneciente al oleoducto Transandino.

Vista aérea de la región de Caño Limón.

25. En 1987, Ecopetrol invirtió us \$99 millones en títulos de regulación de excedentes nacionales (TREEN), para financiar al Fodex y apoyar al sector eléctrico (Ecopetrol, 1987).

Colombia exporta petróleo (1986-1999)

En la segunda mitad de los años ochenta, el país asiste a un *boom* exportador que disminuyó el déficit corriente pero no lo eliminó. Los déficits gemelos habían sido muy altos en los primeros años ochenta: el déficit fiscal llegó al 7% del PIB en 1983, mientras el déficit corriente como proporción del PIB había llegado a su nivel más alto el año anterior, con cerca de 7,5% (Flórez, 1994).

A mediados de los años ochenta, las reservas internacionales cayeron verticalmente, y al déficit del sector público²¹ se sumaron algunos desequilibrios sectoriales, en particular el del sector eléctrico.²² La política económica había sido laxa en los primeros años del gobierno Betancur, porque se suponía que la bonanza cafetera y el flujo de capitales, de todo origen, podían financiar el crecimiento de las importaciones, y el crédito externo le permitía al Gobierno financiar su déficit fiscal con emisión monetaria. Pero esa fórmula se agotó y fue necesario adoptar un ajuste fiscal severo y una maxidevaluación en 1985 de 51,2% nominal.²³ Durante estos años, el Gobierno resistió la condicionalidad que querían imponerle el FMI y el Banco Mundial, aceptando un simple monitoreo de las medidas adoptadas. Los problemas cotidianos de pago se resolvieron a través del

Fodex,²⁴ financiados con recursos de títulos Trec, suscritos por el Fondo Nacional del Café y títulos Tren, suscritos por el Fondo Nacional de Ahorro, Telecom y Ecopetrol (ver tabla 6, pág. 384).²⁵

El descubrimiento de Caño Limón en 1983 no suscitó ninguna preocupación por el impacto que pudiera tener en la inflación o el crecimiento. Las exportaciones de crudo en 1986 se sumaron a la bonanza cafetera y hubieran podido causar alguna inquietud, pero en 1987 se deterioraron las cotizaciones del café y se rompió el Acuerdo Cafetero. No hubo apreciación cambiaria en la segunda mitad de los años ochenta sino devaluación real hasta 1991 (ver tabla 7, pág. 384). Las exportaciones de petróleo crecieron durante todo el período, lo que no impidió que hubiera déficit comercial durante la segunda mitad de los años noventa (ver tabla 6, pág. 384). La afluencia de capitales fue alta desde 1993 y la revaluación desde 1992 estimuló la demanda de importaciones (ver tabla 7, pág. 384).

La inversión externa creció durante esos años pero la inversión en petróleo representó solo entre el 3% y el 15% del total, salvo en 1996, cuando los requerimientos de inversión en Cusiana fueron altos; en ese año, el ingreso de capital petrolero representó el 25% del total. En 1999 y 2000 hubo desinversión externa en el sector, debido a la crisis internacional y a los bajos precios del petróleo.



Tabla 6. Balanza de pagos de Colombia (millones de dólares) (1986-1997)

Año	Cuenta corriente	Balanza comercial	Exportación petróleo y derivados	Cuenta de capital	Variación de reservas brutas
1986	463,5	1.922,5	619,1	1.998,1	1.466,0
1987	-20,5	1.460,9	1.341,6	-9,2	-22,1
1988	-215,7	8.27,4	988,2	937,8	359,2
1989	-201,0	1.474,0	1.399,8	478,6	162,3
1990	543,4	1.971,4	1.951,0	79,7	706,9
1991	2.346,5	2.959,2	1.460,5	-777,3	1.880,2
1992	875,7	1.234,1	1.395,6	182,7	1.167,1
1993	-2.219,3	-1.657,2	1.323,0	2.713,4	2.183
1994	-3.112,6	-2.291,3	1.313,0	2.818,9	202,9
1995	-4.387,6	-2.698,8	2.184,8	4.826,7	436,4
1996	-4.784,5	-2.133,3	2.892,1	6.956,3	1.519,3
1997	-5.522,8	-2.011,6	2.698,0	6.360,4	31,8

Fuente: Banco de la República

Tabla 7. Índice de tasa de cambio real base (1994)

Año	Índice de tasa de cambio real
1987	109,1
1988	109,3
1989	111,3
1990	128,8
1991	128,9
1992	118,3
1993	112,8
1994	100
1995	98,8
1996	92,2
1997	86,7
1998	93,7
1999	103,6

Fuente: Banco de la República

Cuando el país dejó de ser importador de crudo, los precios de los combustibles pasaron a ser fijados de acuerdo con los objetivos de la estabilización de precios y con ausencia de consideraciones sectoriales. Su definición pasó a ser del resorte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y no tanto del Ministerio de Minas y Energía. Entre 1984 y 1989, los precios de los combustibles líquidos para uso automotor se ajustaron el primero de enero de cada año teniendo en cuenta la inflación del año anterior. La economía ajustaba todos sus precios en enero y

se producía una indización de los contratos y una inercia inflacionaria. En 1996 se liberó el precio de la gasolina extra (Ministerio de Minas, Resolución 8-0728) y, en el marco del Pacto Social de Precios, Salarios y Productividad, se dispuso que los ajustes no se harían en enero y que habría dos ajustes en el año. Este programa se complementó con ajustes a los contratos y precios de servicios públicos, de acuerdo con la inflación esperada y no con la inflación pasada. De esta manera, se dio comienzo a lo que sería la transición a un período de inflación de

un dígito, que continúa hasta hoy (ver gráfico 4 en la siguiente columna).

En 1986 se dio un giro en la actividad de Ecopetrol, en sus estados financieros y en la contribución de los hidrocarburos a la economía del país. La empresa volvió a registrar utilidades y un superávit comercial. La puesta en marcha del oleoducto Caño Limón-Coveñas permitió exportar la creciente producción del contrato de asociación Cravo Norte, que había descubierto un campo gigantesco en 1983. La preocupación ahora era garantizar el autoabastecimiento hasta 2000. Para ello se constituyó un Fondo Nacional de Exploración, al que se le destinaron 10% de las exportaciones de crudo y derivados para financiar así el 90% del Plan Quinquenal de Exploración 1987-1991, cuya ambiciosa meta era quintuplicar la actividad de la compañía con respecto del pasado.

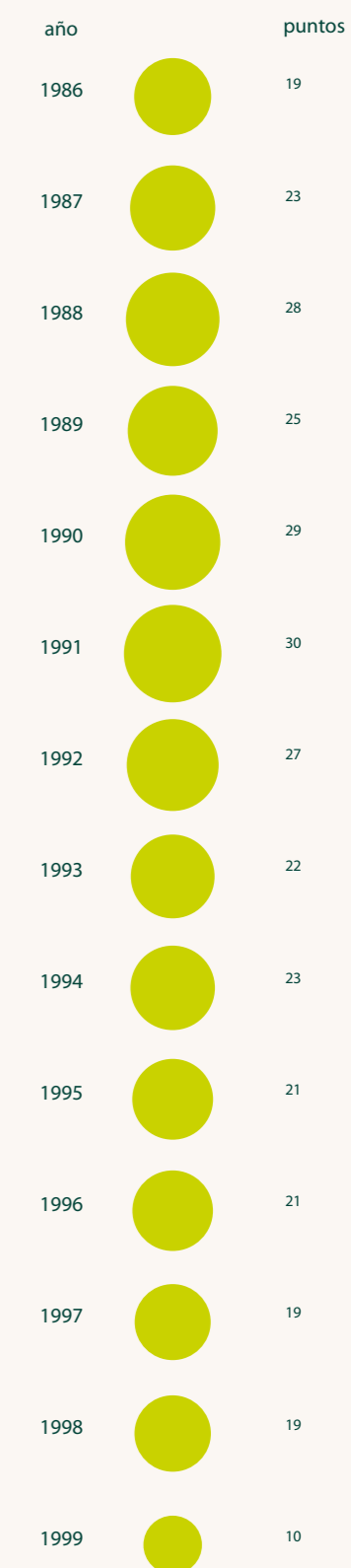
Ecopetrol adecuó su estructura organizativa a las nuevas realidades. La producción nacional de petróleo creció más del 70% en un año, la participación de la empresa estatal, sumando la directa y la que le correspondía en los contratos de asociación, fue de casi 56%. Las exportaciones de crudo de Ecopetrol superaron los 100 kbd. El esfuerzo financiero creció con los requerimientos de la perforación de desarrollo y la construcción de facilidades en el terminal marítimo de Coveñas, en el marco del contrato Cravo Norte, que requirieron un aporte de us \$149,9 millones por parte de Ecopetrol. Todo ello, sin perder el ritmo de las inversiones en la recuperación secundaria de Casabe, en el desarrollo de Apiay, en otros campos propios y de asociación y en las inversiones en transporte y refinación. El país abandonó su condición de importador de crudo pero no ocurrió lo mismo con la gasolina regular, y por ello, hubo que continuar el esfuerzo de ampliación de la capacidad y rendimiento de las refinerías.

El financiamiento de las inversiones de Ecopetrol se hizo con recursos de caja y de deuda. En este año, en medio de las restricciones a que dio lugar la crisis de la deuda de los años ochenta en América Latina, creció también el endeudamiento en un 55%. Se utilizaron us \$200 millones del préstamo Jumbo,²⁶ recursos del Exim Bank de Japón, del BIRF y de AKA de Alemania.

La coyuntura de precios internacionales no fue la mejor (ver gráfico 5, pág. 386). A inicios del período los precios bajaron a us \$10 a comienzos de año y con ellos, el interés exploratorio; después crecieron hasta 1990 y al final del período las cotizaciones cayeron de nuevo a valores tan bajos que desestimularon la

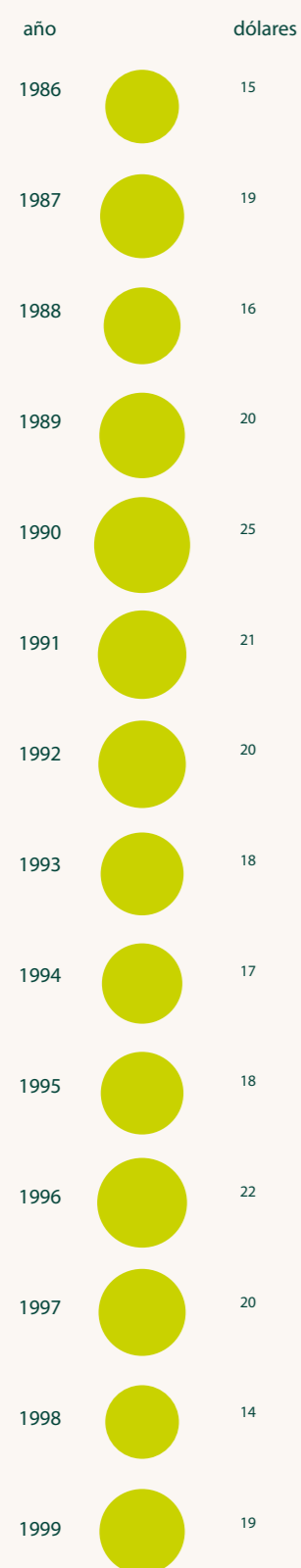
26. En la época, el financiamiento obtenido a través de un conjunto de bancos internacionales recibía estos pomposos nombres. El crédito llamado Jumbo se perfeccionó con doce bancos a mediados de 1985, por us \$1.000 millones; después vendría el Concorde, en 1987.

**Gráfico 4
Inflación anual Colombia
1986-1999**



Fuente: Banco de la República

Gráfico 5
Western Texas Intermediate
1986-1999
(dólares por barril)



Fuente: Bloomberg

actividad exploratoria y propiciaron el abandono de campos en todo el mundo. Las exportaciones de *fuel oil* se desvalorizaron, pero también se abarataron las importaciones de gasolina.

En el año crucial de 1986 también se dio el inicio del gobierno del presidente Virgilio Barco y con él la formulación de nuevos planes para la empresa, dentro de los cuales se destaca el concebido para el sector del gas. Se pensó que en vista de que las reservas de gas natural descubiertas a principios de la década de los años setenta, en la Guajira, apenas se habían desarrollado en un 15%, era necesario construir un gasoducto central que inicialmente abasteciese los departamentos de Cesar, Magdalena y sur de Bolívar y después conectase con Barrancabermeja y, en un futuro, con Bogotá. De esta manera se podrían superar varios problemas a la vez. Se sustituiría electricidad por gas natural en el consumo residencial y se resolverían problemas financieros del sector eléctrico. De igual manera, se sustituirían combustibles líquidos en el centro del país y bajaría la factura de gasolina importada. Para hacerlo posible, se creó en 1986 una Sociedad Promotora.

Se buscó también satisfacer objetivos sociales con el plan de gas: llegar a los hogares más pobres construyendo más gasoductos y redes domiciliarias en la Costa Atlántica; estudiar la viabilidad de hacer lo mismo en el Huila y en Santander; e iniciar la construcción del gasoducto Apiay-Villavicencio-Bogotá para atender los hogares pobres de la capital. De otro lado, se crearon las bases para incrementar la producción de gas propano y se decidió darles impulso a iniciativas para usar gas natural en sistemas de transporte público (Ecopetrol, 1986). Barco fracasaría en su intento de construir el gasoducto central, en parte por el temor de la Costa y Antioquia de quedar desabastecidas. Pero sentó las bases de lo que sería el plan de masificación de gas de la década siguiente.

Los subsidios que otorgaba la empresa en nombre del Estado recibían el eufemístico nombre de dividendo social. En los años ochenta continuó la generación de subsidios de caja por las diferencias entre los precios de importación y los precios al usuario de la gasolina, por las diferencias entre el precio que Ecopetrol pagaba al productor de gas natural de la Guajira y el precio al usuario y el subsidio al transporte por carrotanque a Nariño y los Llanos Orientales.²⁷ Los subsidios económicos que reflejan lo que hubiera recibido Ecopetrol si no existieran disimilitudes entre los precios pagados por diferentes usuarios fueron los atribuibles a las diferencias entre lo que pagaban aviones

*Página opuesta:
llama de seguridad y
Barrancabermeja vistas
desde la refinería de
Ecopetrol, 2011.*

27. El subsidio a la gasolina representó el 6,7% de las ventas de gasolina en 1986.







y barcos extranjeros y lo que pagaban los nacionales por los combustibles; de igual manera, los atribuibles a la diferencia entre el precio general del ACPM y el gas natural y el pagado por las electrificadoras: esta diferencia superó el subsidio a la gasolina.

Los impuestos a los combustibles recaudados por Ecopetrol: el impuesto destinado al Fondo Vial pagado por la gasolina y el ACPM; el impuesto a las ventas; el impuesto y el subsidio a la gasolina regular en ciertas entidades territoriales y los impuestos a las importaciones creados en 1984 y 1985 representaron más del 40% de las ventas de productos blancos, en los años ochenta.

Del portafolio de inversiones en otras empresas se destaca la de Carbocol —que representaba el 79,5% de las inversiones totales en otras empresas— que debió ser frecuentemente capitalizada durante la década con el fin de adelantar las inversiones que requería la zona norte, que debió hacer refinanciaciones de su deuda²⁸ y producía pérdidas en varios años. De todas las inversiones es la que parece tener menor relación con el negocio de la empresa: en Promigás, Monómeros Colombo Venezolanos y en los Terpel, las actividades formaban parte de la cadena de

hidrocarburos, incluyendo segmentos como la distribución de combustibles y la petroquímica, que la empresa no hacía directamente.

Por fin, en esta coyuntura exportadora, los recursos públicos de origen petrolero también crecieron sustancialmente y Ecopetrol implementó un programa de anticipos de regalías como lo había hecho en años anteriores. Se puede concluir que en la segunda mitad de los años ochenta, gracias a los nuevos recursos provenientes de las exportaciones de crudo, Ecopetrol profundizó su papel de ente paraestatal, lo que le impondría restricciones financieras años más tarde, bloqueando su potencial de hacer los negocios propios de una empresa petrolera moderna.

La década de los años noventa comienza con una reforma a la Constitución Nacional, que busca un nuevo acuerdo social con la consagración de los derechos económicos, sociales y culturales, los principios de la descentralización política y la independencia del Banco de la República, entre otras transformaciones de fondo. Esta reforma constitucional es la respuesta a la crisis política y social, surgida del reto del narcotráfico y la guerrilla a las instituciones colombianas. En el terreno económico se dan las condiciones para

Páginas 388-389: vista nocturna del complejo petrolero de Barrancabermeja, desde el río Magdalena, 2011.

En el marco del Convenio de Lago Agrio, mayo de 1987, los presidentes Virgilio Barco, de Colombia, y Raúl Febres Cordero, de Ecuador, inauguran el oleoducto colombo-ecuatoriano.

28. Utilizó us \$350 millones del famoso préstamo Jumbo para pagar deudas anteriores.

Usuarios de cocinol a finales de la década de 1980.

implantar un conjunto de reformas estructurales en la prestación de los servicios públicos, en la explotación de los recursos naturales no renovables, en la búsqueda de la estabilidad de precios, en la distribución de las competencias entre el Gobierno central y las entidades territoriales y en el gasto social.

Los artículos 360 y 361 de la Carta Constitucional de 1991 definen que la explotación de los recursos naturales no renovables causará una contraprestación económica a favor del Estado a título de regalía. Los departamentos y municipios productores, así como los puertos marítimos y fluviales por donde se transporten los recursos o productos derivados, tienen derecho a participar en esas regalías y, con los recursos no asignados a estos departamentos y municipios, se constituye un fondo nacional de regalías. Estos artículos fueron reglamentados por la Ley 141 de 1994. En esa ley se estableció una regalía fija del 20% sobre la producción de hidrocarburos, sin tener en cuenta su nivel. Esta norma no se aplicaba a los contratos de concesión, que seguían con las regalías anteriores. La distribución de estas, eliminó a la Nación de la apropiación de las regalías, y las dejó en cabeza de los entes territoriales y del Fondo Nacional de Regalías (tabla 8, pág. 391).

Otro desarrollo importante de los años noventa fue el Programa para la Masificación del Gas Natural ordenado por el Conpes 2571 de 1991, y puesto en marcha con otro documento Conpes en 1993 (número 2646), que estableció un Plan de Gas, con diferentes acciones, como estimular la exploración para aumentar la oferta; construir una red troncal de gasoductos; crear una empresa para la gestión del transporte de gas y conformar un mercado con los sectores industrial, comercial y residencial. Se le encargó a Ecopetrol la construcción de la red troncal de gasoductos. En el documento aparece la figura del BOMT,²⁹ un mecanismo para ejecutar proyectos de inversión en Ecopetrol sin afectar las transferencias de la empresa a la Nación ni incidir en los cupos de endeudamiento público. Mediante esa figura se



desarrolla una financiación de proyecto que se paga durante el período de operación, a través de las tarifas del servicio (en este caso de transporte de gas natural a través del gasoducto), que resultan altas porque incluyen la remuneración de la inversión y su financiamiento. Su registro se hizo en cuentas de orden para no afectar los estados financieros de la estatal petrolera.

La Ley 142 de 1994, que regula la actividad de los servicios públicos, creó la Comisión de Regulación de Electricidad y Gas (Creg), la cual dispuso una serie de medidas para crear competencia en el mercado de gas natural y regular las tarifas de transporte de los gasoductos, que son monopolios naturales; también se licitaron seis áreas de distribución exclusiva.

29. *Build, operate, maintain and transfer.* Para el gasoducto Ballenas-Barrancabermeja se contrató un BOMT con Centragás, filial de Enron, la cual emitió bonos en el mercado internacional por us \$172 millones. A cambio, podría operar y mantener el gasoducto, recibir un pago regular y devolver el gasoducto a final del período contractual. En febrero de 2011 venció ese plazo y TGI S. A., la firma que recibió los activos de Ecogás en 2006, lo recibió de vuelta. Para el gasoducto Mariquita-Cali, la firma fue Transgás de Occidente, y la inversión inicial fue de us \$276 millones. El período vence en 2017.

Tabla 8. Distribución de las regalías según la Ley 141 de 1994

Departamentos productores	47,5%
Municipios o distritos productores	12,5%
Municipios o distritos portuarios	8,0%
Fondo Nacional de Regalías	32,0%

Fuente: Ecopetrol



En 1997 el presidente Ernesto Samper Pizano acompañado por Hugo Serrano Gómez, firma en Bucaramanga el acta de creación de Ecogás.

En 1997, mediante la Ley 407, se creó la Empresa Colombiana de Gas (Ecogás) con la escisión de los activos y contratos de gas natural de Ecopetrol, con fórmulas de asunción de las deudas de los BOMT por parte de Ecopetrol y de repago de Ecogás a Ecopetrol en otros plazos y condiciones, de tal manera que la nueva empresa fuera viable.

A final de la década, el programa había logrado construir en tiempo récord los gasoductos que permitían llevar el gas de la Guajira al interior y occidente del país, pero enfrentaba dos dificultades serias: la primera se relacionaba con la falta de una política integral de

la fijación de los precios de los combustibles y la consiguiente dificultad del gas natural para penetrar los mercados industrial y de transporte; la segunda tenía que ver con la fragilidad financiera de Ecogás, que pese a las fórmulas usadas en su creación no lograba tener espacio para nuevos emprendimientos de inversión. La primera dificultad no ha sido resuelta hasta hoy;³⁰ en la medida que los combustibles líquidos no son regulados por la CREG, y cuando el Ministerio de Minas y Energía decide subsidiarlos, se desestimula el uso del gas natural en el transporte vehicular y en la industria. Con respecto a la segunda, se comenta más

Tabla 9. Plan de masificación de gas natural 1991-2001. Indicadores

	1991	2001
Municipios atendidos	31	210
Usuarios	400.000	2.492.010
Kilómetros	1810	5632
Empresas distribuidoras	7	20
Empresas transportadoras	1	8

Fuente: Conpes 3190 (2002:2)

30. El gobierno Santos va a crear una comisión de regulación del gas natural vehicular y los combustibles líquidos de uso automotor.

Aspecto de la construcción de un tramo del poliducto Andino.



adelante cómo se resolvieron las dificultades financieras de Ecogás, mediante su venta en 2006. La tabla 9 (pág. 392) resume el avance del Plan de masificación en la década 1991-2001.

La década de los años noventa fue también de grandes descubrimientos y preocupación por sus efectos macroeconómicos. Cusiana se descubrió en 1989 y Cupiagua en 1993. Eran campos gigantes que se sumaron a las reservas de gran magnitud halladas en 1983, en Caño Limón, y que habían dado lugar al crecimiento de las exportaciones desde 1986. El Congreso de la República aprobó la Ley 209 en 1995, que creó el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (Faep) como respuesta a esas inquietudes. Como su nombre lo indica, se trató de ahorrar parte de los excedentes en cabeza de los receptores de regalías y de Ecopetrol, para

poder desahorrarlos cuando los ingresos bajarán. Se creó el Faep como un sistema de cuentas, a nombre de cada uno de los ahorradores, manejadas en el exterior por el Banco de la República. Este fondo llegó a acumular us \$2.200 millones entre 1997 y 2007, cuando la Ley del Plan de Desarrollo 2006-2010 liberó a Ecopetrol de esta obligación y ordenó el traslado del ahorro de Ecopetrol a la Nación. En 2008, el Gobierno nacional central recibió \$2,2 billones, 0,5% del PIB, por concepto de la descapitalización del Faep (Rincón et ál., 2009).

Esta preocupación por los efectos macroeconómicos, que no se dio con el descubrimiento de Caño Limón, llevó a la realización de un seminario del Departamento Nacional de Planeación y el Banco Mundial en 1993. En 1994, Fedesarrollo publicó un conjunto de trabajos sobre la enfermedad holandesa (Steiner, 1994) que recogía la exitosa experiencia de Colombia en las bonanzas cafeteras, desde la perspectiva de la neutralización de las presiones inflacionarias pero no desde la de sembrar las bonanzas para apuntalar el crecimiento (Gaviria et ál., 1994; Wunder, 1992), y también publicó algunos trabajos sobre lo que podría representar el boom petrolero que se adivinaba del desarrollo de Cusiana-Cupiagua, con reservas estimadas en ese momento de entre 2000 y 4000 millones de barriles (Posada, 1994). Los analistas en los dos eventos recomendaron la creación de un fondo de estabilización, pero también abogaron por un mejor aprovechamiento de la oportunidad para crecer según el potencial de la economía.

La apertura de la economía emprendida por el gobierno de Gaviria contó con condiciones apropiadas. El nivel de las reservas internacionales era excepcionalmente alto, al igual que la tasa de cambio, y el diferencial de tasas de interés entre Estados Unidos favorecía la inversión en Colombia. El flujo de capitales financió el déficit en cuenta corriente y el diferencial de tasas estimuló la repatriación de capitales. El aparato productivo se modernizó gracias al abaratamiento de la importación de bienes de capital, necesarios para enfrentar la competencia creada por la apertura. Para algunos, el flujo de capitales que atrajo el desarrollo de Cusiana-Cupiagua hizo viable la apertura (Urrutia, 2010).

Lo que resulta imposible es afirmar en forma tajante que no hubo manifestaciones de la enfermedad holandesa en los años noventa. La tasa de cambio se apreció entre 1992 y 1998 y no hubo ahorro público; si no se dio una mayor contundencia fue porque, a finales de la década de los años noventa, la reversión de los flujos



Pancarta alusiva al tercer aniversario de su creación. Campo de Apiay, Meta, 1984.

de capital debida a la crisis asiática y a la moratoria rusa, la caída de los términos de intercambio y la crisis financiera colombiana la contrastaron. De otro lado, hubo otra manifestación de la enfermedad holandesa, que fue el crecimiento de un sector no transable como el de la construcción y una pérdida de importancia de la industria en el PIB (Echavarría et ál., 2006).

Una diferencia entre el manejo de las bonanzas cafeteras y el de las petroleras reside en el propietario de los recursos: en el primero es el sector privado; en el segundo es el sector público. En el primer caso es difícil que haya ahorro y, en el segundo, las presiones políticas y los cazadores de rentas públicas hacen tortuoso el camino, pero no imposible. El Gobierno puede ser más consciente del carácter transitorio del boom y más responsable de los efectos macroeconómicos del sector privado, permanentemente sujeto a problemas de liquidez, en un mercado de capitales imperfecto. Por ello, el consumo de los cafeteros en las bonanzas cafeteras fue función del ingreso corriente y no del permanente, como hubiera predicho la teoría (López, 1994, en Steiner, 1994).

El Faep fue objeto de crítica debido a las normas que permitieron que los departamentos y municipios

usaran esos recursos para pagar sus deudas; de esa manera, liberaban recursos de servicio de la deuda para financiar otros gastos y terminaban no ahorrando ni haciendo el esfuerzo fiscal que se requería. De otro lado, tampoco era claro por qué Ecopetrol, sin ser receptor de regalías, estaba obligado a ahorrar³¹ y sí incurría en un arbitraje negativo de sus recursos al ahorrar, a unas tasas bajas, libres de riesgo y, al mismo tiempo, financiar sus inversiones a tasas activas del mercado bancario internacional.

En el período 1986-1999, la empresa tuvo muchas dificultades financieras y estratégicas, pese a lo cual transfirió³² recursos al Gobierno nacional, equivalentes en promedio al 17,4% de los ingresos del Gobierno nacional. Las limitaciones fiscales que tenía su dueño, se le transmitían a través de la programación macroeconómica y restringían su espacio para invertir, en un período de altísimas necesidades financieras, a fin de cumplir obligaciones en el marco de los contratos de asociación. Como se mostró antes, en el terreno cambiario las dificultades del sector eléctrico para pagar la deuda externa llevaron al Gobierno a obligar a la empresa a hacer inversiones forzosas en títulos emitidos por el Fodex. En

31. Cuando se liquidó el ahorro de Ecopetrol a favor de la Nación, en 2008, se dijo que la Nación había ahorrado a través de la empresa.

32. Las transferencias de Ecopetrol al Estado incluyen las regalías, los impuestos que recauda, los impuestos que paga y los dividendos.

33. En 1995 se permitió la perforación de un pozo en el Bloque Medina, 80 kilómetros al sur de Cusiana y Cupiagua, debido a las perspectivas de importantes reservas; la inversión fue de us \$60 millones. Como no hubo éxito, se sepultó la posibilidad de emprender proyectos similares hasta principios de la siguiente década.

Construcción del Oleoducto de Colombia, de la forma en que se hacía a comienzos de la década de 1980.

34. El Plan Maestro de Cartagena para ampliar la capacidad de 70 kbd a 140 kbd y proveer materias primas para la petroquímica debió esperar 15 años para ponerse en marcha en Reficar.

35. Arriendo, promesa de compraventa y transferencia (Ecopetrol, informes anuales de 1994 y siguientes).

36. En 1996, por ejemplo, por ese concepto se pagaron \$154,5 mil millones, casi idéntico al recaudo por impuesto a las ventas de los combustibles.



Tabla 10. Distribución de las regalías según la Ley 756 de 2002

Producción < a 5 kbd	8%
Producción > a 5 kbd	X%
Producción entre 125 y 400 kbd	20%
Producción entre 400 y 600 kbd	Y%
Producciones mayores a 600 kbd	25%

cuanto al plan de negocios de Ecopetrol, la actitud del accionista no fue la de estimular el crecimiento de la empresa, sino más bien la de propender por la participación privada en todos los segmentos de la cadena de hidrocarburos: la empresa no debía incurrir en riesgo exploratorio porque los recursos públicos no debían exponerse de esa manera, y para eso existía el mecanismo del contrato de asociación, que le permitía a Ecopetrol participar en la producción sin haber arriesgado su capital;³³ en refinación había que abrir la puerta a la inversión privada y todo crecimiento de la demanda de combustibles debía ser cubierto por la refinación privada;³⁴ hubo que vender las participaciones en los Terpeles porque había dificultades financieras y porque la distribución de los combustibles era típicamente un negocio privado.

La empresa ideó mecanismos como el *leasing* financiero para adelantar proyectos llave en mano y los APT³⁵ para adelantar obras en Barrancabermeja, vendió varios activos (Invercolsa, Gas Natural), liquidó otros (Policolsa, gasoducto de Santander) y titularizó su participación en los ingresos provenientes de

Donde:

$$X = 8 + (\text{Producciones (KBd)} - 5 (\text{KBd})) * 0,10$$

$$Y = 20 + (\text{Producciones (KBd)} - 400 (\text{KBd})) * 0,025$$

las ventas futuras del crudo de Cusiana, para atender sus necesidades operacionales y financieras. Al mismo tiempo, fondeó el pasivo pensional y atendió las emergencias y daños causados por los atentados, y transfirió importantes recursos por todo concepto al Estado, entre los que se destaca, aparte de los que ya se vieron en otros períodos, la contribución especial para el restablecimiento del orden público.³⁶

Colombia consolida su perfil exportador (2000-2011)

El contrato de asociación fue modificado en 1999 con el ánimo de atraer inversión privada, en vista de la pérdida de dinamismo de la actividad exploratoria en el país. Como medida complementaria se quisieron reformar las regalías en la Ley del Plan de Desarrollo. Los artículos correspondientes fueron declarados inexequibles, y hubo que esperar el trámite de una ley específica de regalías en 2002 para consagrar la reforma. Esta consistía en eliminar la tasa fija y cambiarla por una flexible que variara de acuerdo con la producción del campo. Esta modificación mejoraba el flujo de caja del proyecto, al permitir una menor contribución en las etapas tempranas de la producción de un campo.

En la Ley 756 de 2002, la escala de regalías para hidrocarburos fue la siguiente (ver tabla 10, pág. 395).

Estas modificaciones debían aumentar la inversión privada y la exploración. Se verá más adelante que esto no fue así.

En el segmento de la producción de derivados hubo cambios importantes en la intención de la política de precios. En diciembre de 1998, en medio de una coyuntura de precios internacionales de crudo y derivados excepcionalmente bajos, el Gobierno adoptó la decisión de fijar los precios locales de combustibles líquidos de uso automotor, de acuerdo con costos

de oportunidad y normas de regulación económica propios de estructuras de mercado de competencia monopólica y de monopolio natural. (Resoluciones 8-2438 y 8-2439). La intención fue eliminar subsidios considerados regresivos³⁷ y estimular la competencia al monopolio de facto que tenía Ecopetrol. En el corto plazo, la competencia surgiría de los importadores privados, ya que las inversiones necesarias para instalar una nueva refinería podían actuar como barrera a la entrada en el corto plazo (Valenzuela, 1999). La fórmula de los precios de los combustibles de 1998 reflejaba la variada estructura de mercado de los diferentes segmentos de la cadena.³⁸

La manera de fijar el ingreso al productor (refinador o importador) refleja el deseo de referir la producción local de derivados a la de un mercado competitivo como es el Golfo de México, y reconocer todos los costos del importador. En la medida que Ecopetrol es el único productor, no hay manera de saber si sus costos son los propios de una empresa eficaz o no. La tarifa del poliducto se fijó en un nivel artificialmente bajo, eliminando la ventaja de localización del Complejo Industrial de Barrancabermeja, ya que la decisión fue crearle competencia a la estatal petrolera a toda costa. El arancel debía remunerar al importador, ya que no se estableció un margen para ese comercializador. Los importadores racionales comprarían los derivados en países con arancel cero (los del área andina) y recibirían un 15% como margen por su labor de comercialización. También lo recibiría Ecopetrol, sin haber importado el producto.

Los otros segmentos de la cadena fueron remunerados teniendo en cuenta la estructura del respectivo mercado. No se “liberó” el margen del mayorista ya que el mercado era oligopólico, a la espera de que surgieran nuevos agentes. El margen minorista se enmarcó en un régimen de libertad vigilada para las ciudades grandes, donde el número de estaciones de servicio es alto, y en un régimen de libertad regulada en pequeñas ciudades, con bajo número de minoristas. El transporte por el sistema interno de poliductos se fijó sin reconocer distancia, porque no se quiso asumir, en ese momento, la dificultad política de tener precios disímiles entre las ciudades de Colombia. La agenda pendiente fue la de reglamentar el acceso a las redes de transporte de Ecopetrol y a sus instalaciones de almacenamiento, así como migrar de una tarifa estampilla en transporte a un sistema que reconociera la distancia (Martínez, 2001).

En enero de 2000, se ajustaron sustancialmente los márgenes de los mayoristas. En las resoluciones de diciembre habían quedado fijados en \$46,12 el galón para la gasolina y en 50,72 el galón para el ACPM, reajustados anualmente por la inflación. Unos días después, subieron a \$75 y \$70,3, respectivamente. En los años siguientes, los ajustes de estos márgenes superaron a los de la inflación. En 2001, los incrementos fueron de 24% y 18% para los márgenes mayoristas de la distribución de gasolina y de diésel, respectivamente, mientras la inflación fue de 8,7%. En 2002, los ajustes, a septiembre, fueron de 20%,

37. Se dice que un subsidio es regresivo cuando en vez de mejorar la distribución del ingreso, después de subsidios e impuestos, la empeora.

38. En el primer eslabón de la cadena, el ingreso al productor o refinador, se definió que: $IP = [PrFOB + FL + SE + IM] * TRM + A + TPC + TI$, donde: *IP* es el ingreso al productor. *PrFOB* es el precio de la gasolina UNL87 en la costa del Golfo de México, corregida por el factor de octano. *FL* es el valor de los fletes y otros costos de transporte desde el golfo a Colombia. *SE* es el costo de los seguros hasta el puerto de importación local. *IM* es el valor de las inspecciones de calidad. *TRM* es la tasa representativa de cambio. *A* es el valor del arancel: 15% para las importaciones de gasolina y 10% para las de diésel. *TPC* es la tarifa del poliducto de importación desde Pozos Colorados, en Santa Marta, hasta Barrancabermeja. *TI* es el impuesto de timbre.



Servicio de gasolina a un automóvil en una estación de Terpel.

para los dos márgenes, mientras la inflación fue de 4,9% (Barrios, 2002b: 1). Llama la atención que se hayan dado estos incrementos cuando desde julio de 1999 la fórmula tuvo ajustes para impedir que los precios al usuario crecieran en línea con los incrementos de precios internacionales y la devaluación. La fórmula se desechó en septiembre de 2000 pero no se derogó, tal vez a la espera de condiciones para su implantación definitiva. Ha habido episodios de aproximación del precio local al de referencia internacional, gracias a la revaluación, más que a la evolución de los precios internacionales. Con todo, los precios se han ajustado por encima de la inflación desde 2000 (ver tabla 11, pág. 396).

Los subsidios fueron asumidos por Ecopetrol como costo de oportunidad económico, cuando a pesar de no importar el producto, lo vendía en el mercado local por debajo del ingreso que hubiera obtenido en el mercado exterior. La decisión política por años fue que la empresa administradora del recurso petrolero y receptora de parte de la renta petrolera, propiedad de la Nación, asumiera ese subsidio, con cargo a esos recursos de renta. Las reformas institucionales de 2003 que le atribuyeron el papel de administrador del recurso a la Agencia Nacional de Hidrocarburos crearon las condiciones para que, en 2007, se decidiera que el subsidio tuviera claro origen fiscal, se incluyera en el presupuesto nacional y se reconociera cada año la diferencia entre el costo de oportunidad de venderlo en el mercado externo y el ingreso al refinador, reconocido por las decisiones del Gobierno nacional en las resoluciones de precio al consumidor.

Es frecuente oír que una de las justificaciones del alza en el precio de los combustibles es eliminar un subsidio regresivo. Quien esto afirma debe suponer que el usuario paga por debajo del costo de oportunidad de los combustibles en mercados competitivos, pero ello no es así. La carga de impuestos en Colombia es superior a la que paga un consumidor en Estados Unidos y, por ello, *ceteris paribus*, el precio en Colombia, para el usuario, es superior al que paga el consumidor estadounidense. El gobierno colombiano paga la diferencia de lo que le cobra al consumidor por uno de los componentes del precio, que es el ingreso al refinador, y el costo de oportunidad que se ha comprometido a reconocerle a Ecopetrol: eso es lo que se llama subsidio. Pero el consumidor paga impuestos que también capta el Gobierno y la suma algebraica de uno y otro es negativa, por lo que el usuario recibe un subsidio negativo (Rincón, 2008).

Los cambios institucionales de la década y el impacto en las cuentas fiscales

En el comienzo de la primera década del siglo XXI, la situación de las reservas de petróleo era muy preocupante. Ni los cambios en el contrato de asociación de 1999, que redujeron la participación base del Estado colombiano, en cabeza de Ecopetrol, en la producción de los contratos de asociación, por primera vez desde 1974, del 50% al 30%, ni la modificación de las regalías habían producido sus frutos. Por ello, en 2003 se dieron los cambios institucionales que le permitieron a Ecopetrol organizarse como una sociedad por acciones, concentrada en sus labores corporativas, sin tener que ocuparse del manejo de las regalías ni de la administración del mapa de tierras de Colombia para la exploración. La consecuencia de la asunción por parte de la recién creada Agencia Nacional de Hidrocarburos del manejo de la contratación de áreas fue la desaparición del contrato de asociación, por sustracción del ente empresarial que cumplía los dos roles, el de administrar y ser socio en los nuevos emprendimientos petroleros en el país.

Ecopetrol se impuso entonces metas ambiciosas en exploración y procesamiento del crudo. Sin embargo, la empresa continuaba limitada por el hecho de formar parte de las cuentas públicas, lo que significaba cumplir con una meta fiscal. Para superarlo, era necesario dar un paso adicional.

Tabla 11. Precios de la gasolina corriente motor (1999 y 2009, pesos corrientes/galón)

Componentes del precio	1999	2009
1. Ingreso al productor	833	3.835
2. IVA	132	498
3. Impuesto global	367	661
4. Tarifa marcación		5
4. Tarifa de transporte	159	319
5. Precio máx. al distribuidor mayorista	1.492	5.318
6. Margen al distribuidor mayorista	75	289
7. Precio máximo en planta de abasto	1.567	6.775
8. Margen del distribuidor minorista	130	402
9. Pérdida por evaporación	6	27
10. Transporte planta abasto mayorista a e/s	10	11
11. Precio máximo de venta al público	1.712	
12. Sobretasa	310	1.168
13. Precio máximo incluida la sobretasa	2.022	7215

Fuente: UPME



Conversión de gasolina a gas de un automóvil. Colombia fue el primer país que inició en Latinoamérica el uso de gas natural comprimido para automotores, con la refinería de Cartagena.

Hasta 2007, la inversión de Ecopetrol estaba limitada por razones fiscales. Para una meta de gasto público, acordada entre el Ministerio de Hacienda y el Banco de la República, las inversiones de la empresa entraban a competir con otras inversiones públicas. Por ende, el presupuesto de inversiones estaba sujeto a la meta fiscal que el gobierno central le ponía al sector descentralizado. Como el gasto de funcionamiento del sector central era inflexible, el logro de las metas fiscales requería recortar la inversión del gobierno y limitar el gasto (la inversión) del sector descentralizado. En momentos de bajo crecimiento de la economía, monitoreo del Fondo Monetario Internacional (FMI) y alto déficit fiscal, el espacio para la inversión de Ecopetrol era nulo. Sobrevivían las inversiones comprometidas en el marco de los contratos de asociación, debido a su carácter legal, y las decisiones al respecto no las tomaba la junta directiva de la empresa, sino el Departamento Nacional de Planeación (DNP) y el Ministerio de Hacienda.

De igual forma, el endeudamiento de la empresa afectaba el cupo de la Nación y no había espacio para pensar en estrategias de optimización del costo de capital mediante la formulación de proyectos rentables, financiados con deuda o emisión de acciones, que elevaran el valor de la compañía para los accionistas. Esos proyectos competían por espacio fiscal con los

de la inversión estatal en general (Yanovich, 2010). El endeudamiento era absurdamente bajo.

Esta dinámica creaba un círculo vicioso en el que Ecopetrol no exploraba, en el país no había nuevos descubrimientos, la prospectividad bajaba, caía la inversión privada, a pesar de las modificaciones del contrato y, en el mediano plazo, era de esperar que los aportes fiscales de la empresa y del sector, así como las exportaciones, bajaran. Pero para las angustias presupuestales de un Gobierno no hay mediano plazo que valga. El círculo virtuoso exigía sacar a Ecopetrol de las cuentas fiscales y contar con recursos frescos provenientes de otros inversionistas, ya que el Estado no podía ni capitalizar la empresa ni dejar que se endeudara.

El paso adicional fue la sanción de la Ley 1118 de 2006, que aprobó la participación de inversionistas privados en el capital de Ecopetrol. La norma modificó la naturaleza de Ecopetrol, al convertirla en sociedad mixta, y abrió el camino para que, si la capitalización reducía por debajo del 90% la participación del Estado, la empresa ya no estuviera sujeta al régimen previsto para las empresas industriales y comerciales del Estado, en concordancia con lo previsto por el artículo 38 de la Ley 489 de 1998. Se le permitió a la Nación diluir su participación hasta en un 20%, como producto de esa capitalización.

El "Knock Sheen", gran buque de transporte de petróleo, con bandera de Singapur, en el puerto de Tumaco.

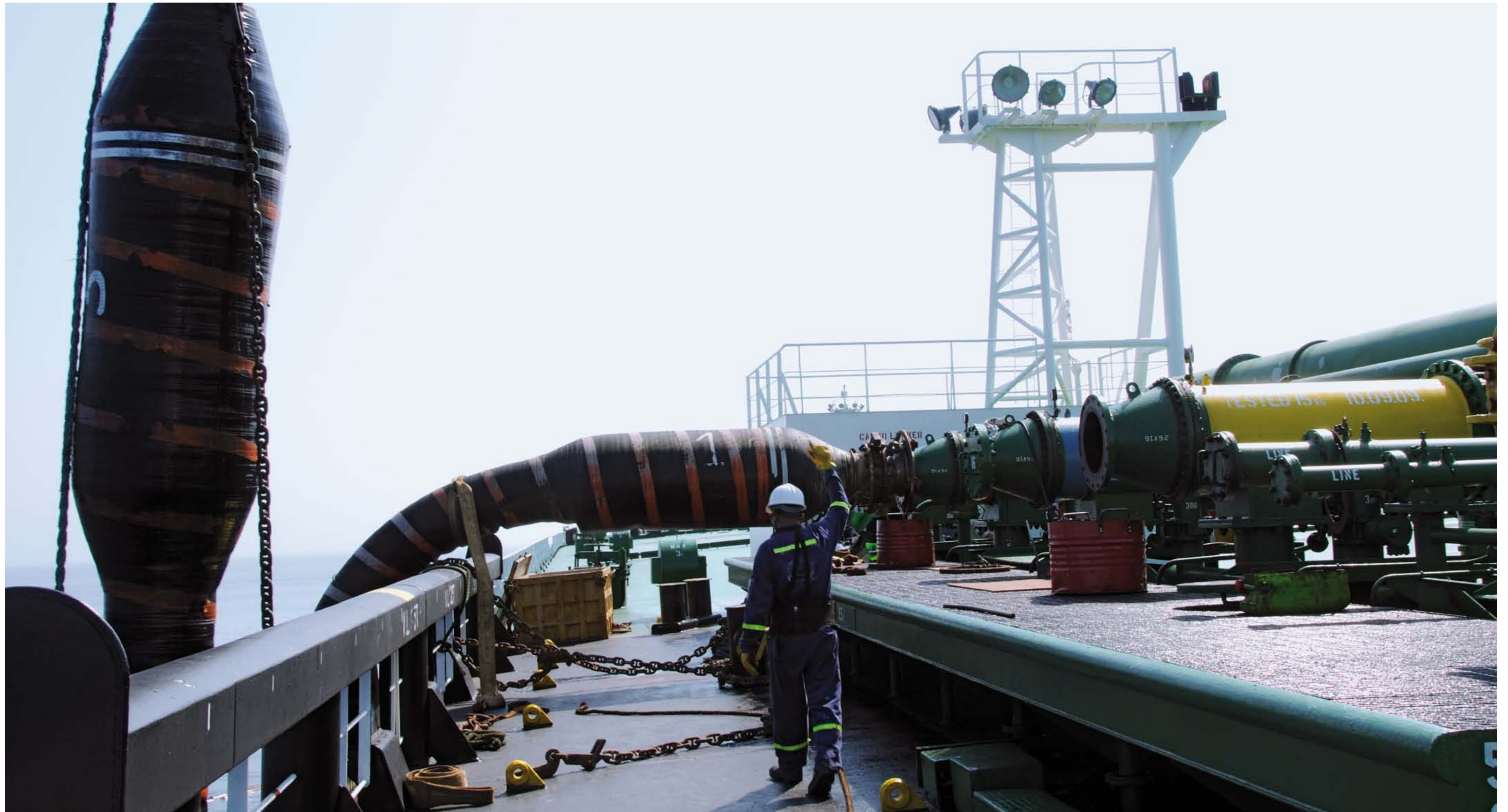
Ese fue un gran cambio en la historia de Ecopetrol. Para hacerlo posible fue necesario destacar la inminencia de la pérdida de autosuficiencia petrolera del país y el efecto que podía tener en la economía, en vista del peso económico de Ecopetrol en 2006, de su contribución a las exportaciones (25%), al PIB (3,5%), a la afluencia de inversión directa (50%), a las transferencias a los demás niveles de Gobierno (\$8,2 billones) y el superávit de \$686 mil millones (2,8% del PIB). En total, cerca del 9% de los ingresos totales del sector público consolidado tenía su origen en Ecopetrol (Cárdenas, 2006).

No hubo preocupación de Hacienda sobre el descenso que podría tener la contribución de Ecopetrol a las finanzas públicas, si se permitía que saliera de las cuentas públicas, porque, a pesar de que los pronósticos de precios eran al descenso (de us \$68 en 2006 a us \$49,5 en 2011), la empresa continuaría generando utilidades (Carrasquilla, 2006). De hecho, el total de transferencias al Estado como proporción de los ingresos del Gobierno nacional fue de 19,6% promedio entre 2000 y 2009, superior al 17,4% del período anterior. Los dividendos pasaron de 3,58% en 2000, a 10,38% de los ingresos del Gobierno, en 2009.

El plan de inversiones de Ecopetrol estaba estimado en us \$12.500 millones para los siguientes cinco años. Si bien la compañía requería deuda y no capital, la capitalización en un porcentaje de mínimo 10,1% le permitiría tomar las decisiones propias de una corporación privada. La otra alternativa para lograr estos fines era la privatización de una parte de la propiedad del Estado; sin embargo, no parecía tan fluida en términos políticos (Cárdenas, 2006).

En el momento de la capitalización de Ecopetrol, fue necesario resolver algunas situaciones creadas por la circunstancia de que la empresa antes formaba parte de las cuentas fiscales y ahora dejaría de serlo. Había que resolver el tratamiento que le sería dado al ahorro de Ecopetrol en el Faep, creado en 1995. La obligación de ahorrar no se compadecía con el hecho de que la empresa no era receptora de regalías y había que darle tratamiento de empresa petrolera como a cualquiera otra. El segundo asunto para resolver era el relacionado con las disposiciones que obligaban a reflejar en el balance de Ecopetrol las reservas de petróleo como un aporte de la Nación. Era necesario que la empresa adoptara prácticas internacionales para ese registro. En tercer lugar, era indispensable







Tanqueo de un buque petrolero, estacionado en el golfo de Morrosquillo, desde el "FCU Coveñas" de Ecopetrol.

resolver el problema de la deuda que Ecogás tenía con Ecopetrol. La viabilidad de la escisión de los activos de transporte de gas natural de Ecopetrol, en 1997, para dar origen a una nueva empresa, se basó en un esquema en el que Ecopetrol asumía la deuda de los gasoductos y Ecogás le pagaba esa deuda a la empresa estatal, en un plazo diferido y con condiciones financieras diferentes a las pactadas en los contratos BOMT. Era necesario aclarar esas cuentas y, de ser posible, saldarlas de inmediato. En cuarto lugar, la empresa no podía continuar asumiendo los subsidios de los combustibles. La capitalización exigía la posibilidad de proyectar bajo condiciones de mercado la rentabilidad del negocio de refinación y valorar correctamente la empresa. Había que definir el mecanismo para que el subsidio, cuando lo hubiere, fuera asumido por el presupuesto nacional.

Con respecto del Faep, el artículo 131 de la Ley 1151 de 2007 y el Decreto 3238 del 27 de agosto de 2007

establecieron que Ecopetrol dejaba de estar obligada a efectuar ahorros en el Fondo. Además, se determinó que los ahorros efectuados por Ecopetrol hasta esa fecha eran propiedad de la Nación y serían transferidos a ella. El Faep dejó de verse reflejado en las cuentas de la empresa a partir de agosto de 2007.

Para resolver el segundo asunto, el Decreto Reglamentario 727 del 7 de marzo de 2007 reemplazó el Decreto 2625 de 2000 y autorizó el traslado al capital suscrito y pagado de los aportes en especie (reservas de hidrocarburos) de la Nación que se reconocieron hasta el 9 de marzo de 2007. Mediante acta de Asamblea de Accionistas No. 012 del 26 de marzo de 2007, protocolizada el 27 de abril de 2007, fue reclasificado el saldo al capital suscrito y pagado a nombre del accionista Ministerio de Hacienda. Desde 2007, Ecopetrol adelanta cada año una auditoría a las reservas de hidrocarburos de la empresa, con el apoyo de especialistas en el tema, con el fin de

Páginas 400-401: maniobra de tanqueo del buque petrolero "Mount Fuji", con bandera de Chipre, en el puerto de Coveñas.

Tanqueo de un buque petrolero, estacionado en el golfo de Morrosquillo, desde el "FCU Coveñas" de Ecopetrol.

registrar su valor en los estados financieros y cumplir así con la legislación contable exigida en el nivel internacional.

Los antecedentes de la deuda de Ecogás se remontan a 1997, cuando la Ley 401 de 1997 escindió los activos de transporte de gas natural de Ecopetrol para crear Ecogás, pero Ecopetrol mantuvo a su cargo la deuda de us \$930 millones por concepto de los BOMT. Ecogás, a su vez, se comprometió a pagarle a Ecopetrol 70% de esas obligaciones (MUSD 650) durante los siguientes 30 años, con los ingresos que recibiría de la venta de gas a termoeléctricas, industrias y distribuidores. Sin embargo, la demanda de gas no creció al ritmo esperado, por lo que años después fue evidente que Ecogás no iba a poder pagarle a Ecopetrol. El Gobierno propuso quedarse con la deuda de los BOMT y vender los activos de Ecogás, es decir, los gasoductos y los contratos con sus clientes. Estos serían adquiridos por una nueva empresa, la Transportadora de Gas del Interior (TGI), cuyas acciones a su vez saldrían a la venta. En diciembre de 2006, en una audiencia pública terminó el proceso de venta de los activos de la Ecogás, en la que la Empresa de Energía de Bogotá ofreció \$3 billones 250 mil millones (MUSD 1.400). Con este valor, el

gobierno pagó la deuda de los BOMT a Ecopetrol y redujo su déficit fiscal.

El subsidio a los combustibles para uso motor había sido históricamente asumido por Ecopetrol. La diferencia entre el costo de oportunidad del productor o importador y el ingreso al productor efectivamente reconocido por la fórmula de precio al usuario ha debido desaparecer con la política que se adoptó en diciembre de 1998 (Ministerio de Minas y Energía [MME], Resoluciones 8-2438 y 8-2439). Sin embargo, la evolución de los precios internacionales y de la tasa de cambio no permitió reflejarlos en los precios al usuario y dio lugar a un subsidio económico en cabeza de Ecopetrol. Cuando la empresa recibía a título gratuito la participación en la producción que le correspondía a la Nación en el marco de los contratos de asociación, el Ministerio de Hacienda podía alegar que girara el subsidio contra la renta petrolera así administrada. Pero ante la nueva situación creada por la sustracción a Ecopetrol de la administración del recurso petrolero, ordenada en el Decreto Ley 1760 de 2003, no era del todo clara esa contraprestación. Y menos defendible era el argumento de si entraban socios privados a participar de la propiedad accionaria de Ecopetrol.





Refinería de Ecopetrol en Barrancabermeja, 2010.

Se acordó entonces que el subsidio tendría claro origen fiscal y estaría presupuestado cada año. El MME reconoce a Ecopetrol la diferencia entre el ingreso al productor (precio al mayorista) y el precio de paridad de exportación, para lo que se produce en las refinerías nacionales. Y reconoce el costo real de importación para el producto importado necesario para completar los requerimientos de demanda del país. Este cálculo se reconoce trimestralmente.

El auge petrolero y su impacto macroeconómico en la última década

Los resultados recientes del sector minero-energético en la primera década del siglo XXI han sido muy positivos. Las tasas de crecimiento de la producción y de las exportaciones han producido recursos fiscales importantes. La balanza comercial del sector ha sido positiva desde 1986 y ha contribuido a reducir el déficit comercial del país (ver gráficos 6 y 7 en la página opuesta).

La inversión externa en el sector petrolero fue negativa en 1999 y 2000 y se recuperó en 2001 con us \$520 millones; en 2005 duplicó ese valor para llegar a us \$1.100 millones; en 2008, el valor era de us \$3.404 millones. Este crecimiento se ve reflejado

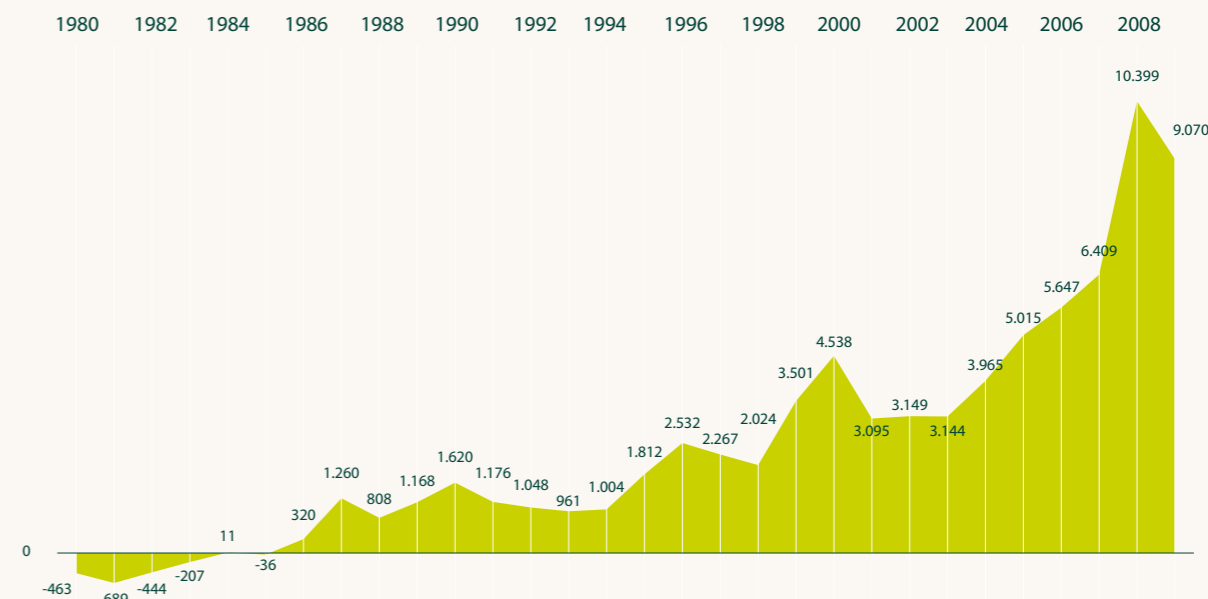
también en su participación en la inversión externa total (ver gráfico 8, pág. 406).

La apreciación del peso ha sido característica del período desde 2003. Sin embargo, las exportaciones no tradicionales también crecieron en la década (ver gráficos 9 y 10, pág. 407).

El aporte fiscal del sector ha contribuido a la mejora de los indicadores, aunque sobrevive un déficit estructural gestado en los años ochenta y alimentado en los años noventa. Los ingresos de la bonanza generaron gastos permanentes, los hogares se sobreendudaron, lo que generó la crisis del UPAC, y la Constitución Nacional de 1991 ordenó crecimientos importantes del gasto social.

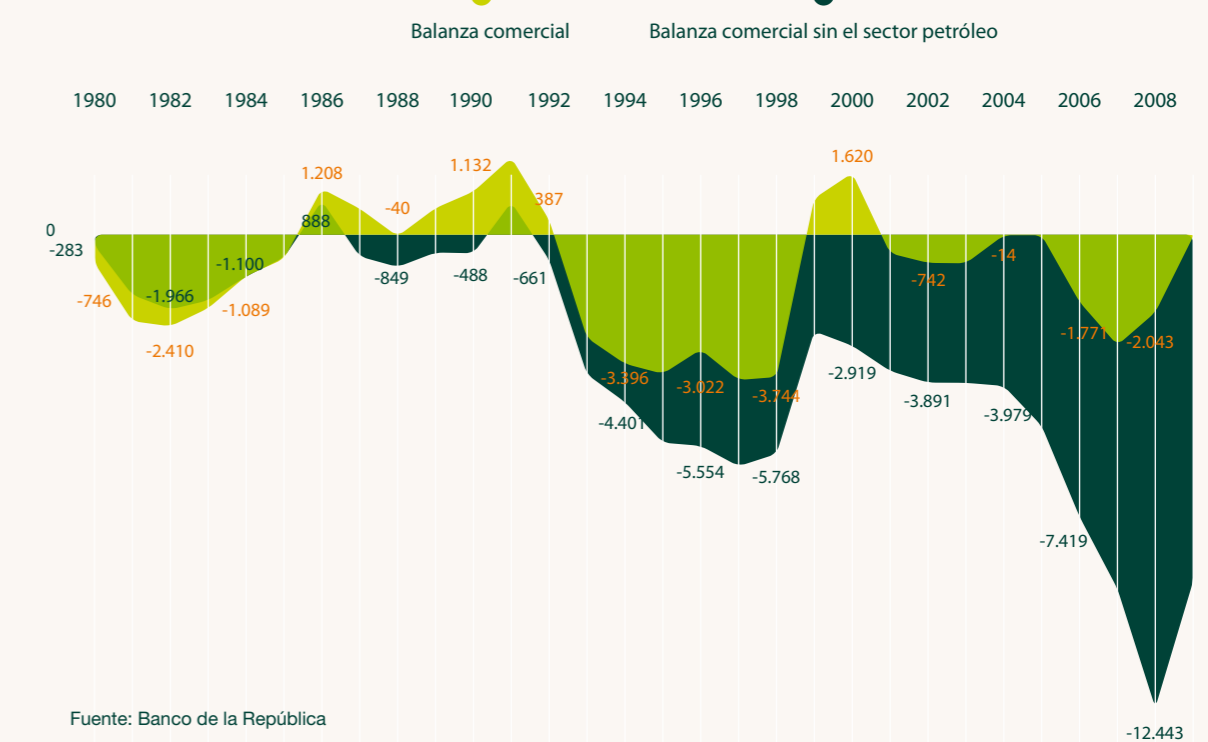
Gracias al aporte del sector petrolero y al esfuerzo gubernamental desde 2005 se produjeron importantes avances en el frente fiscal que se deterioraron levemente en 2009, debido a la crisis internacional. Entre 2004 y 2008, el superávit del sector público no financiero (SPNF) pasó de 3% a 3,5% del PIB (Comité Interinstitucional, 2010). El Gobierno nacional central también tuvo superávit del 1% del PIB en 2007 y 2008. La deuda del SPNF tuvo una importante reducción de 20 puntos del PIB entre 2002 y 2008. La deuda del Gobierno nacional central también cayó 12 puntos porcentuales, todo ello como resultado

Gráfico 6
Balanza comercial del sector petrolero
1980-2009
(dólares)



Fuente: Banco de la República

Gráfico 7
Balanza comercial sin el sector petrolero
1980-2009
(dólares)



Fuente: Banco de la República

de la apreciación cambiaria, de la menor inflación y de las bajas tasas de interés locales y externas. Hubo reformas legales que ordenaron y disciplinaron el gasto de los entes territoriales desde mediados de los años noventa. La Ley 358 de 1997, llamada de "semáforos", limitó el endeudamiento de las entidades territoriales; la Ley 617 de 2000 restringió el gasto de esas entidades; la Ley 488 de 1998 posibilitó el fortalecimiento de sus ingresos y la Ley 549 de 1999 creó el Fondo de Pensiones de las entidades territoriales. En el nivel nacional, la Ley 819 de 2003 obligó al Gobierno a tener una programación fiscal de mediano plazo.

Los impactos macroeconómicos de la favorable evolución del sector minero-energético se dan, como se dijo al principio, a través de cuatro dimensiones:

la cambiaria, la fiscal, la del efecto ingreso y la volatilidad del crecimiento. Algunos de esos efectos preocupan. La revaluación del peso hace perder competitividad a otros sectores transables, que afortunadamente han estado compensados por la mayor demanda mundial de bienes básicos. Pero también puede aumentar el consumo y, con ello, las importaciones y el deterioro de la balanza de pagos. El mayor ingreso público induce mayor gasto, sin muchas consideraciones de si se trata de eventos temporales, que deberían ser ahorrados, y no impulsar gastos permanentes. De otro lado, si el crecimiento de la economía es espasmódico, no habrá un ambiente favorable al emprendimiento.

La regla fiscal busca moderar el apetito del Gobierno y de las entidades territoriales, presionados

Gráfico 8
Inversión extranjera en Colombia
2000-2009
(millones de dólares)

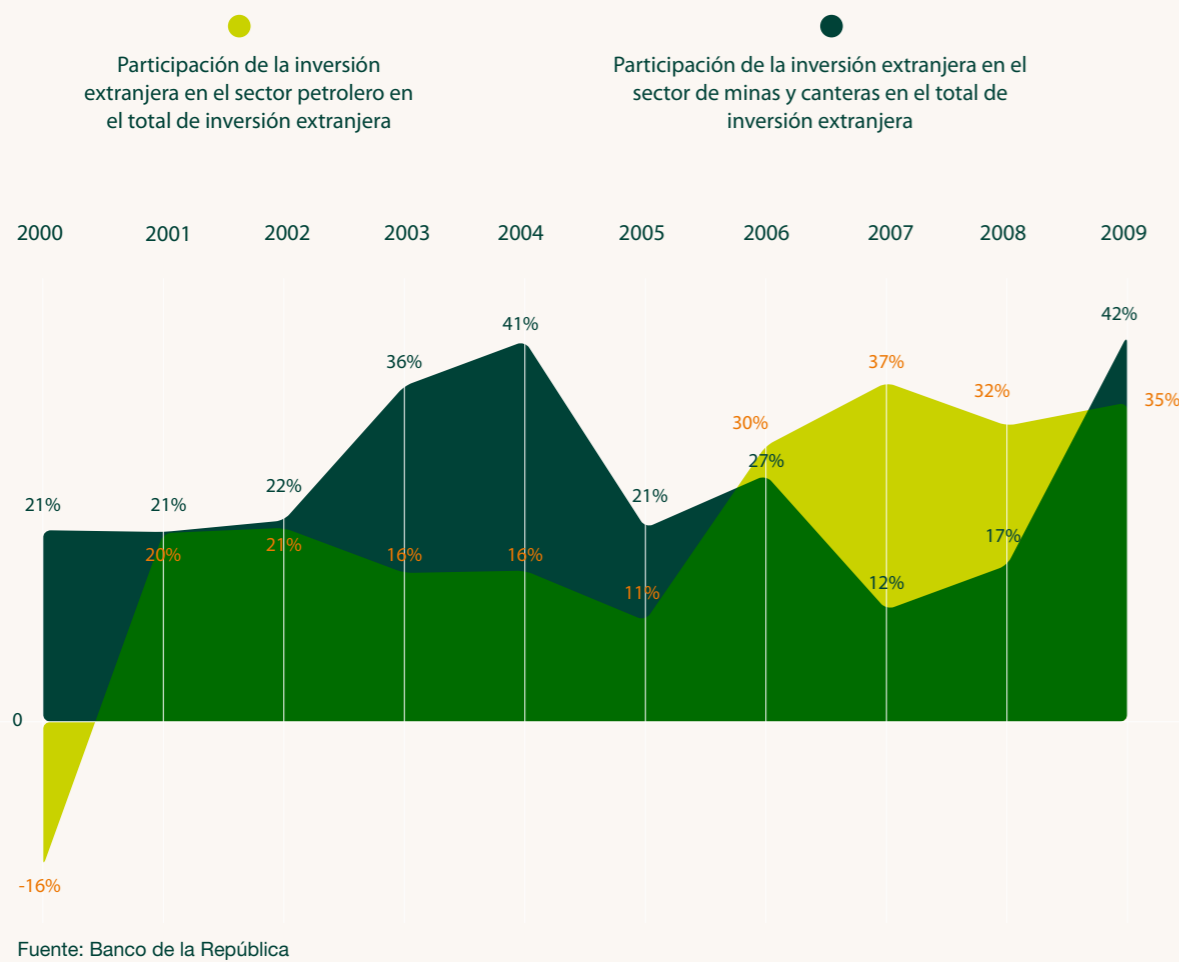
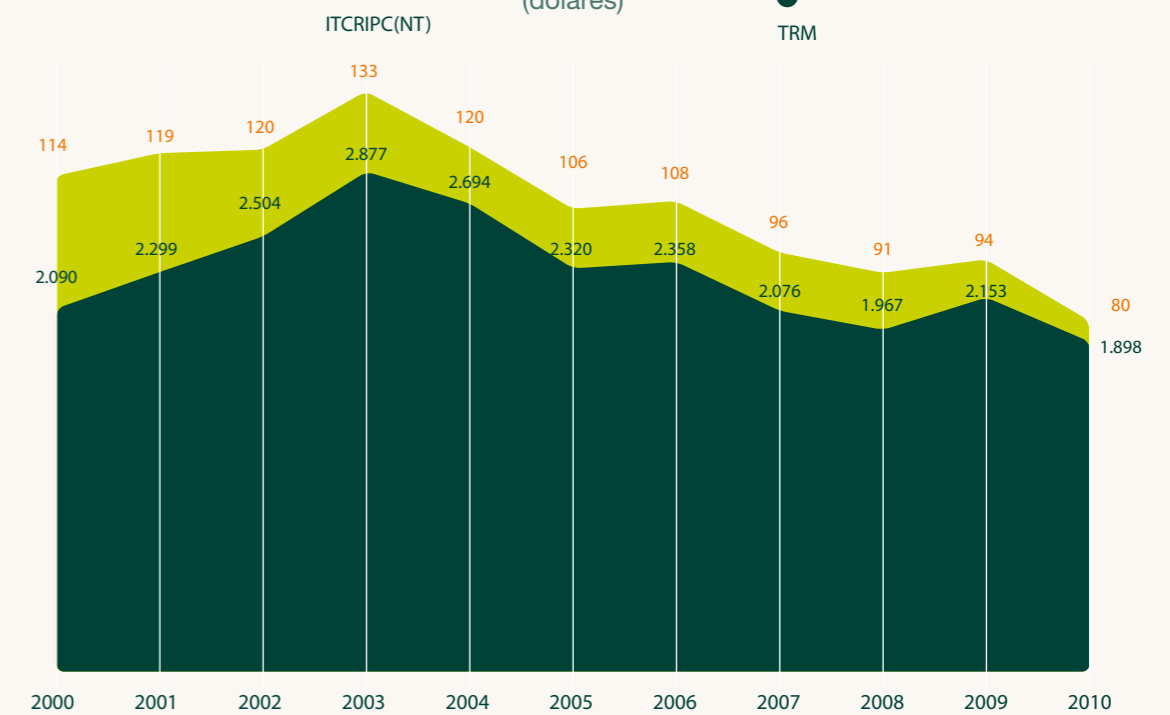


Gráfico 9
Tasa de cambio
2000-2010
(dólares)



Fuente: Banco de la República

1. ITCRIPC (T): índice de tasa de cambio real, utiliza el IPC como deflactor y las ponderaciones totales. Para la estructura de ponderaciones ver 2/.

2. Las ponderaciones totales corresponden a la participación móvil de orden 12 de cada país en el comercio exterior colombiano (importaciones y exportaciones) con los 20 principales socios.

Gráfico 10
Exportaciones no tradicionales Colombia
2000-2010
(dólares)



Fuente: Banco de la República



por los grupos de interés para gastar los excedentes atendiendo las múltiples necesidades de la población. Los antecedentes legales que se mencionaron para disciplinar el gasto y fortalecer los ingresos, así como la obligación de tener una programación fiscal de largo plazo, no son suficientes, como lo demuestra el déficit fiscal estructural del país. Pero son manifestaciones importantes de la creciente preocupación por la sostenibilidad de las finanzas públicas y la importancia de su solidez para el crecimiento. El Comité conformado por el Banco de la República, el Departamento Nacional de Planeación (DNP) y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público que produjo recomendaciones para la adopción de una regla fiscal en Colombia ve una oportunidad en la bonanza, si se da, para “capitalizar esa riqueza” y reducir la deuda pública. Propone un período de transición antes de llegar a valores positivos del balance primario, en vista de los gastos adicionales que resultarán

de los fallos de la Corte Constitucional sobre víctimas y desplazados, y porque es consciente del déficit del sector salud. La fórmula para establecer el objetivo de balance primario tiene en cuenta el ciclo económico y la magnitud de los excedentes mineros. Se exigirá un mayor superávit primario cuanto mayor sea el crecimiento del producto nacional o el monto de los ingresos petroleros.³⁹

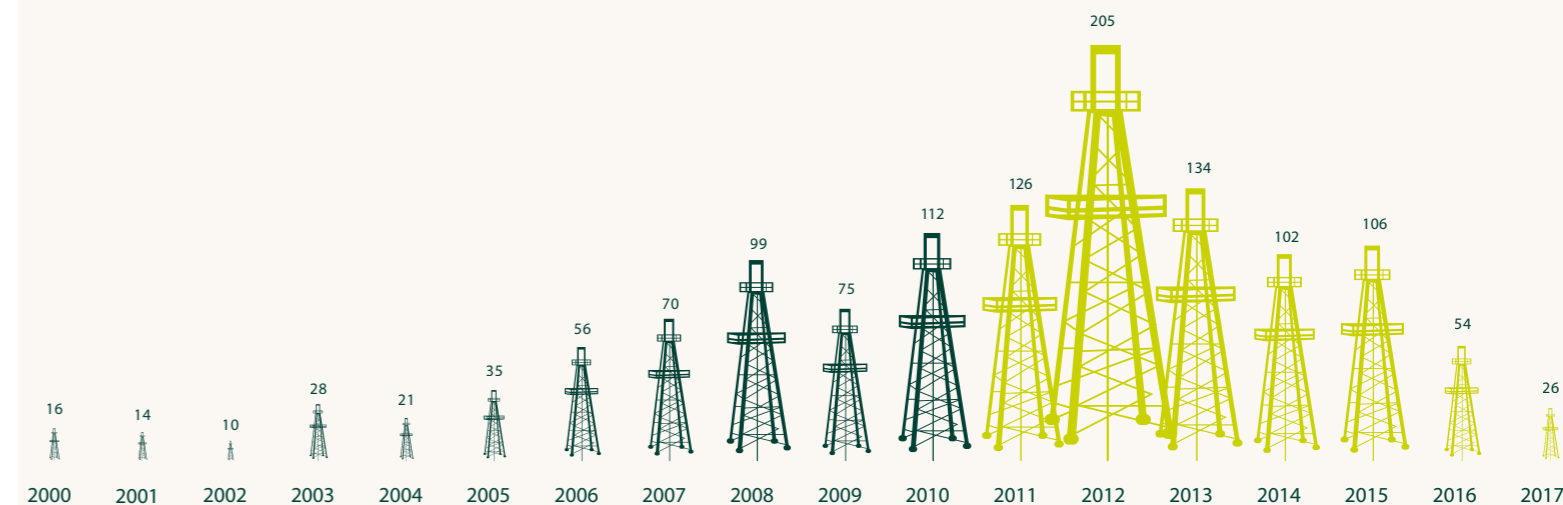
Hay opiniones diferentes sobre cómo “capitalizar” esa riqueza. Algunos proponen que no haya período de transición, o que en vez de pagar la deuda se cree un fondo para infraestructura, o que se ahorre todo el excedente, e inclusive hay quienes no ven conveniente limitar tan drásticamente el margen de maniobra fiscal del Gobierno con la imposición de una regla como esta. Lo que finalmente se adopte dependerá de la percepción de qué tan importantes y qué tan benéficos se perciban sus impactos, actuales y futuros, o la necesidad de contrarrestar sus efectos

Páginas 408-409: cubierta del buque petrolero “Front Crown”, con bandera de Bahamas, anclado en el puerto de Coveñas.

Tanqueo de un buque petrolero, estacionado en el golfo de Morrosquillo, desde el “FCU Coveñas” de Ecopetrol.



Gráfico 11
Número de pozos A3 perforados y compromisos de perforación
2000-2010
(número de pozos por año)



Fuente: Martínez (2011).

39. El balance primario como porcentaje del PIB se define como el balance fiscal neto del pago de los intereses sobre la deuda. Siendo b el balance primario; b^* , el balance objetivo; y , la brecha del producto, o la diferencia entre el PIB observado y el PIB potencial, y e el componente cíclico de ingresos petroleros (que se define como la diferencia de dividendos e impuestos petroleros con respecto de un año base), la fórmula es: $b = b^* + 0,3y(t) + e(t)$.

40. En las proyecciones de Ecopetrol, la sola producción de la empresa supera ese número en 100 kbd.

41. Esto podría dar lugar a pensar que el escenario base de la ANH es pesimista.

nocivos. En todo caso, esta propuesta viene acompañada de la reforma al régimen de las regalías. El deseo del Gobierno es que haya una mejor distribución de las regalías, que tenga en cuenta la población y las necesidades sociales no satisfechas.

Los altos precios del petróleo en 2008 y 2011 y la transformación de Ecopetrol, a raíz de la capitalización privada, han generado una importante dinámica sectorial y unas perspectivas de inversión y crecimiento que no se comparan con lo ocurrido en los primeros sesenta años de la estatal petrolera; en realidad, tampoco tienen relación con lo ocurrido en los primeros años de la década del 2000. La inversión de Ecopetrol, por ejemplo, en 2007, fue de us \$ 1.700 millones, y en el período 2008-2010 fue de us \$1.8000 millones.

Perspectivas

Los pronósticos de inversión en el sector son altos para el período 2008-2015, las inversiones en petróleo serían de us \$54 mil millones y en minería, 8 mil millones. Para el período 2011-2020, Ecopetrol planea invertir us \$80 mil millones, 55% en el período 2011-2015 (ver gráfico 11, arriba).

Esa inversión, más la de las empresas privadas, debe traducirse en un aumento de la producción de

hidrocarburos del país a un millón doscientos mil barriles de petróleo equivalente al día, en 2020, en el escenario base de la ANH,⁴⁰ y de 1.701 kbd, en el escenario optimista (ANH, 2011); en 2015, Ecopetrol deberá producir 849 kbd, y si se le suma el gas natural, la producción diaria será de 994 kbd. En 2020, la producción proyectada de Ecopetrol es de 1.300 kbd⁴¹ (Ecopetrol, 2011).

Las exportaciones pasarán de representar el 48% del total en 2009 a 57% promedio entre 2010 y 2020, a costa de las exportaciones no tradicionales, que perderán participación al pasar del 40% en 2009 al 29% promedio en el período. El efecto en la balanza de pagos llevará a una reducción del déficit en cuenta corriente de 2,7% del PIB en 2010 y de 1,7% en 2020. La cuenta de capitales equivaldrá al 2,4% del PIB (Comité Interinstitucional, 2010).

El Comité Interinstitucional estudió el impacto del crecimiento minero en la economía hasta 2020. Los insumos que utiliza el sector serán mucho más demandados y en los sectores donde la producción de crudo es utilizada como insumo aumentarán su oferta. Si hay capacidades no utilizadas en los sectores de insumos, el crecimiento de la producción petrolera será una oportunidad para ellos. Entre 2003 y 2007, el sector minero demandó insumos de la industria y el transporte en un 54%, y del sector financiero en

un 18%. La intensidad de capital es altísima tanto en petróleo (92%) como en carbón (84%). A pesar de ello, los encadenamientos y las dinámicas intersectoriales (multiplicadores de Leontief) que se causarán con el crecimiento de la minería reducirán el desempleo: se crearán 142 mil empleos cada año, entre 2010 y 2020 (Comité Interinstitucional, 2010: 65).

El Comité afirma que si se cumple un grupo de tareas en el frente fiscal —de tal manera que se fortalezca la planeación fiscal de mediano plazo—, se lleva a cabo el esfuerzo tributario del Gobierno central, un adecuado manejo de las vigencias futuras, se adopta una regla fiscal y se hace la reforma de regalías, no habría que temer por los efectos nocivos de una bonanza minero-energética. Después de analizar los efectos entre sectores y para la economía como un todo, con ayuda de matrices insumo/producto y modelos de equilibrio general, el Comité concluye que el único signo de enfermedad holandesa que se manifestará será el hecho de que los sectores menos beneficiados serán la industria y los servicios del Gobierno. Estas actividades, junto con la agricultura, deberán ser objeto de promoción especial por parte de las autoridades económicas.

Los ejercicios concluyen que la economía colombiana está en condiciones de asimilar el *boom* minero-energético que se avecina y que habrá efectos

positivos sobre el empleo y la producción de otros sectores, salvo la industria y los servicios del Gobierno, que no crecerán tanto como los demás. Sin embargo, todo el análisis se basa en que se dará ese *boom*. Las proyecciones suponen que se darán varias condiciones en la exploración y el desarrollo de los campos existentes, para un escenario de precios que se dice conservador. Esos precios pueden no darse si las economías emergentes deciden enfriarse para conjurar presiones inflacionarias. Los altos precios suelen llevar a una reducción del crecimiento de las economías desarrolladas y a disminuir la demanda de hidrocarburos. Pero aparte de estas eventualidades, para no hablar de eventos tan lamentables como los recientes desastres en Japón, las proyecciones de producción y nuevas reservas en Colombia pueden ser menores. En tabla 12 (abajo) aparecen las fuentes de la nueva producción de Ecopetrol.

La exploración es la fuente más importante del crecimiento en 2015 y 2020, y tiene un alto grado de incertidumbre. Sin esa fuente, en 2015, la producción será de 825 kbd y en 2020, de 901 kbd. Ese escenario representa un salto en la producción promedio entre la primera década (348 kbd entre 2000 y 2009) y de 137% y 158% en los diez años siguientes, respectivamente. En ese caso, los efectos sobre la economía serán los mismos del análisis del

Tabla 12. Fuentes de la producción de Ecopetrol (2011-2020)

Fuente/producción anual promedio	2011 MBPED	2015 MBPED	2020 MBPEOD
Campos existentes	656	685	783
Subsidiarias	46	75	67
Exploración	-	175	401
Adquisición	48	39	16
No convencional	-	26	35
Total	750	1.000	1.302

Fuente: Ecopetrol (2011)

Tabla 13. Origen de la adición de reservas de hidrocarburos de Ecopetrol (2008-2020)

Adición reservas total	6.000	100
MBPE/Porcentaje %		
Adquisiciones	566	9,0
Revaluación reservas	2.133	35,0
Exploración	3.301	55,0

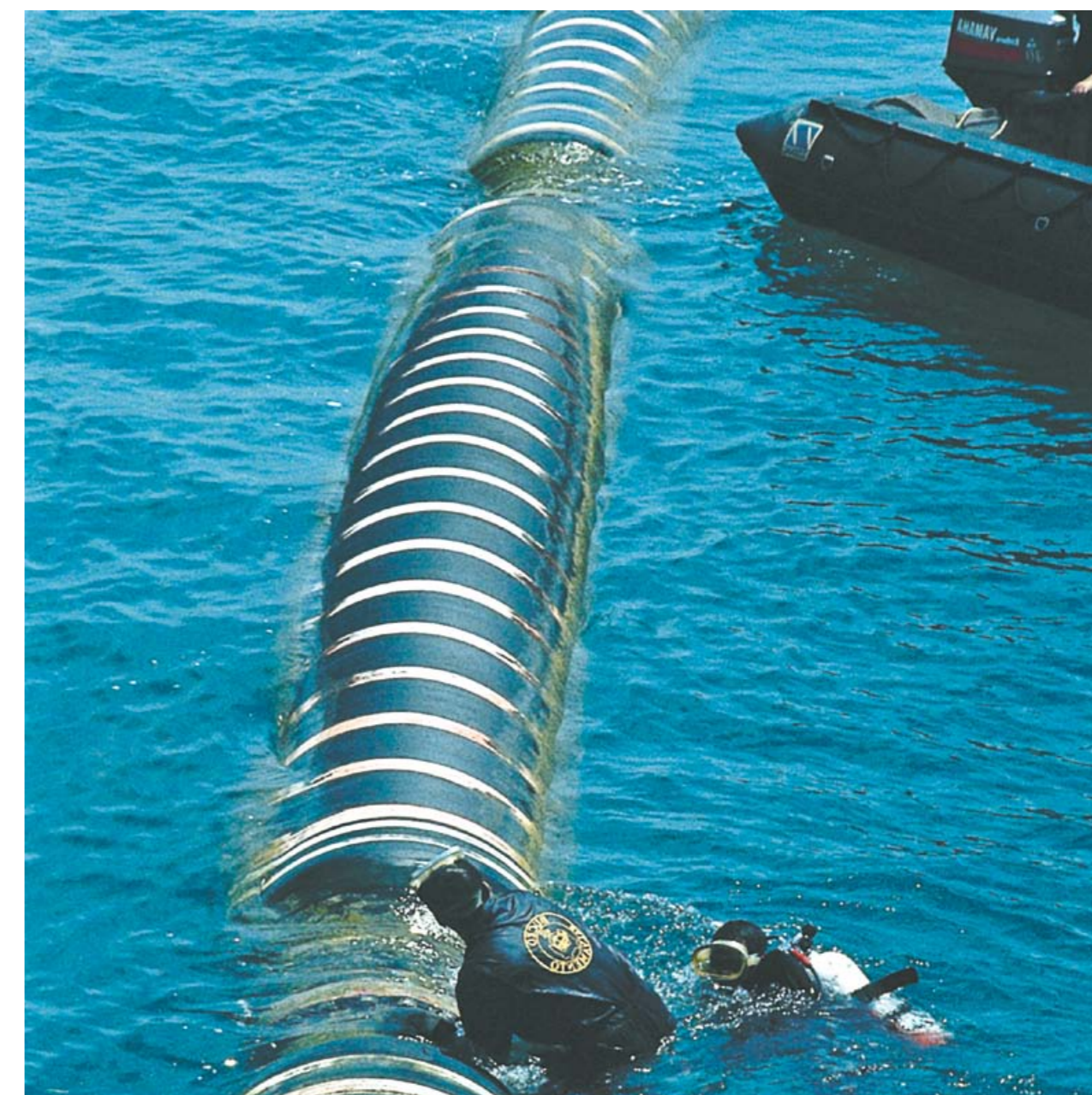
Fuente: Ecopetrol (2011)

Maniobra de los “pipelineros”, que realizan labores de mantenimiento y revisión de los ductos en el mar.

Comité Interinstitucional, pero moderados en su magnitud, tanto en los aspectos positivos (fiscal y de producción) como en los negativos (aspecto cambiario y reducción de la dinámica de crecimiento de las exportaciones no tradicionales). Es importante considerar la eventualidad de circunstancias adversas para no crear compromisos de gasto de mediano plazo que pudieran agravar el desequilibrio estructural fiscal que exhibe Colombia desde los años ochenta. Igual reflexión suscita la tabla 13 (pág. 412), que muestra el origen de la adición de reservas de Ecopetrol, entre 2008 y 2020.

Todas las fuentes, tal vez con la excepción de las adquisiciones, siempre y cuando no haya restricciones

financieras para agregarlas, tienen un alto grado de incertidumbre y conviene señalarlo en los debates legislativos para la adopción de una regla fiscal y la reforma a los mandatos constitucionales, con respecto a la asignación de las regalías. No obstante estas consideraciones que llaman a la prudencia, todo parece indicar que en la próxima década habrá una contribución sustancial del petróleo al crecimiento de la economía,⁴² al cual se le sumará la dinámica expansión del carbón, el oro y el níquel, entre otros productos minerales. Es de esperar que Colombia maneje adecuadamente este *boom*, como ya lo hizo en el pasado, y que esta vez, contrario a lo ocurrido con las bonanzas cafeteras de los años cincuenta, setenta y de 1986, contribuya al crecimiento del país.



42. En un escenario con hallazgos cero de Ecopetrol, su producción será de al menos 800 kbd. Entrevista con el Vicepresidente de Exploración y Producción Héctor Manosalva.

Conclusión

Con anterioridad a 1974, el sector petrolero no era central en las preocupaciones de las autoridades económicas, como sí lo era el café. En el período importador se dio la infeliz coincidencia de la pérdida de autoabastecimiento de crudo y precios internacionales muy altos como resultado de dos choques petroleros, el del embargo petrolero en 1973 y el de la guerra Irán-Iraq, que produjo cotizaciones muy altas entre 1978 y 1981.

Cuando el país retomó su condición de exportador en 1986, los precios fueron los más bajos de la década. Ese hecho ayudó a reducir la factura de las importaciones de gasolina que resultaban del crecimiento de la demanda interna, no acompañado de la correspondiente ampliación de la capacidad de las refinerías colombianas. Las reformas políticas de los años ochenta, que ordenaron la elección popular de alcaldes y la reforma de la Constitución Nacional de 1991, que consagró la descentralización política y fiscal, hicieron más difícil el manejo central de los recursos públicos.

En 1998 y 1999, cuando se dio la mayor producción y exportación de crudo, tampoco fueron favorables las condiciones del mercado internacional: los precios fueron tan bajos como en 1986. Con la recuperación de precios en la primera década del siglo XXI y la mayor exploración y producción, se dan finalmente las condiciones para que el petróleo aporte importantes recursos a las cuentas fiscales y externas del país. No fue así en cuanto al PIB y el empleo, en vista de los aún limitados encadenamientos con otros sectores de la economía y la alta intensidad de capital de esta industria.

Los indicadores fiscales y externos han mejorado sustancialmente en la última década, en parte como resultado de la contribución del sector minero y petrolero, y en parte por el *boom* de otros bienes básicos que también se exportan y que gozan de condiciones favorables en los mercados internacionales, a pesar de la apreciación de la moneda. También se ha observado una volatilidad de las series, debida a la evolución de los precios, impactando los resultados puntuales de la economía, como ocurrió en 2009, con la caída de los precios del crudo. Ello debe recordar la necesidad de contemplar siempre escenarios pesimistas y fluctuantes si no se cumplen los pronósticos de nuevos hallazgos, de precios de los productos básicos y

de dinamismo de las economías emergentes. Los ingresos de capital, provenientes de los dividendos de la empresa estatal, son una fuente que puede actuar de manera contracíclica cuando los ingresos corrientes caen, como resultado del ciclo de la economía. La propiedad nacional del subsuelo es fuente de rentas para la Nación y los entes territoriales que debe traducirse en la construcción de otras capacidades productivas para sustituir el recurso natural no renovable.

Los cambios institucionales de la década pasada que le permitieron a Ecopetrol tener autonomía administrativa y financiera y adoptar el desempeño propio de las grandes corporaciones petroleras no solo han producido excelentes resultados empresariales, sino que han generado valor para los accionistas. Sin la favorable coyuntura de precios de los últimos años, la sostenibilidad de la reforma de 2003 y la capitalización tal vez no habrían sido posibles. Es conveniente tener presente que el mercado petrolero es volátil y que tanto la compañía como sus accionistas deben desarrollar estrategias para permanecer y crecer, en medio de cambios tales como la incursión en otras geografías y en sectores de energías renovables, entre otros.

Las perspectivas macroeconómicas podrían preocupar en vista del crecimiento notable de la producción proyectada para los próximos diez años. Aun en el escenario base, los ingresos de inversión extranjera, de divisas por exportaciones de petróleo y productos de la minería, así como las regalías e impuestos, son considerables. Se asiste desde ya a una bonanza de recursos minero-energéticos que puede ser vista como una oportunidad para superar algunos cuellos de botella en el desarrollo de la infraestructura y la formación de capital humano, que no deja de plantear también algunas dificultades. Hay que evitar los efectos indeseados de la apreciación cambiaria y propiciar el ahorro y el esfuerzo fiscal. Para ello, el Gobierno gestiona ante el Congreso de la República la adopción de una regla fiscal, que junto con la reforma de regalías y otras normas de carácter tributario, deben contribuir a morigerar el impacto de los mayores ingresos provenientes de la minería y los hidrocarburos en la economía. Se requerirá un gran liderazgo del Gobierno para lograr que si el *boom* se da en la magnitud prevista, los mayores recursos apalanquen el crecimiento de la productividad y del bienestar del país y no se pierdan entre las innumerables presiones de los grupos de interés en los niveles nacional y regional.

Diferentes equipos de cubierta de los barcos petroleros anclados en los puertos de Coveñas y Tumaco, 2010.



Bibliografía

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). 2011. “Bonanza minero-energética de Colombia”. Presentación de Armando Zamora en Seminario ANIF Fedesarrollo. Bogotá. Febrero.

Asociación Nacional de Instituciones Financieras (ANIF). 2001. “El fondo de estabilización del petróleo: el comienzo del fin”. *Informe semanal* 580. 7 de mayo.

Barrios, A. E. 2002. “Precios de los combustibles en Colombia”. *Boletín Observatorio Colombiano de Energía* 5. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias Económicas. Bogotá. Marzo.

Barrios, A. E. 2002. “El mercado de combustibles en Colombia. Un balance del gobierno Pastrana, 1998-2002”. *Boletín Observatorio Colombiano de Energía* 7. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias Económicas. Bogotá. Octubre.

Barrios, A. E. 2003. *Energía y desarrollo*. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá.

Bates, R. 1994. “Algunas reflexiones sobre la economía política del petróleo”. Revista *Planeación y Desarrollo*. Edición especial. Mayo. Bogotá.

Campodónico, H. 2004. “Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina”. *CEPAL, Serie de recursos naturales e infraestructura*. Santiago de Chile. Octubre.

Cárdenas, M. 1992. “Ciclos económicos y bonanzas exportadoras: teoría y evidencia en cuatro países productores de café”. *Ensayos sobre política económica* 21. Junio.

Cárdenas, S. M. 1994. “Crecimiento y convergencia en Colombia: 1950-1990”. En Steiner, R. (comp.). 1994. *Estabilización y crecimiento. Nuevas lecturas de macroeconomía colombiana*. TM Editores-Fedesarrollo. Bogotá.

Cárdenas, S. M. 2006. “Las implicaciones de la capitalización”. *Carta Petrolera* 116: 20-23.

Carrasquilla, A. 2006. “Lo de Ecopetrol va a marcar un hito”. *Carta Petrolera* 116: 16-19.

Comisión de Racionalización del Gasto y de las Finanzas Públicas. 1997. *El saneamiento fiscal, un compromiso de la sociedad*. Tomo I. Diagnóstico y principales recomendaciones. Bogotá.

Corden, W. M. y J. P. Neary. 1982. “Booming sector and de-industrialisation in a small open economy”. *The Economic Journal* 92: 825-848.

Conpes. 2002. *Balance y estrategias a seguir para impulsar el plan de masificación de gas natural, Conpes 3190*. 31 de julio.

De la Pedraja, R. 1985. *Historia de la energía en Colombia*. El Áncora Editores. Bogotá.

Díaz-Alejandro, C. 1976. Foreign Trade Regimes and Economic Development: Colombia” (Recuperado en www.nber.or/books/diz 76-1).

Echavarría, J. J. et ál. 2006. “El proceso colombiano de desindustrialización”. *Borradores de Economía* 361. Banco de la República.

Echeverry, J. C. 2004. “Petróleo dependencia”. *Carta Petrolera* 100: 38-43. Ecopetrol. Noviembre.

Echeverry, J. C. et ál. 2003. “Dollar’s debt in Colombian firms: ¿are sinners punished during devaluations?”. *Emerging Markets Review*. 4(4): 417-449. Elsevier. Diciembre.

Ecopetrol. (Varios años). “Informe anual” (Recuperado en www.ecopetrol.com.co).

Ecopetrol. 2011a. *Informe Gestión empresarial y finanzas, 2010*.

Ecopetrol. 2011b. *Investor Presentation*. Marzo.

Fedesarrollo-Analdex. 1996. *Petróleo y sector exportador*. Bogotá.

Flórez, L. B. 1994. *Gestión económica estatal de los 80. Del ajuste al cambio institucional*. CID Universidad Nacional de Colombia-CIID Canadá.

Gaviria, A. et ál. 1994. “Choques endógenos y cambios estructurales. Colombia 1936-1991”. En Steiner, R. (comp.). 1994. *Estabilización y crecimiento. Nuevas lecturas de macroeconomía colombiana*. TM Editores-Fedesarrollo. Bogotá.

Gelb, A. 1988. *Oil windfalls: Blessing or curse?* World Bank-Oxford University Press. Nueva York.

Grupo de Estudios del Crecimiento Económico Colombiano (Greco). 2000. “Comercio exterior y actividades económicas de Colombia en el siglo xx: exportaciones totales y tradicionales”. *Borradores de Economía* 163.

López, A. 1994. “La teoría del ingreso permanente y las restricciones de la liquidez en Colombia”. En Steiner, R. (comp.). 1994. *Estabilización y crecimiento. Nuevas lecturas de macroeconomía colombiana*. TM Editores-Fedesarrollo. Bogotá.

Lora, E. et ál. 1994. “Cusiana y la política macroeconómica”. En Steiner, R. (comp.). 1994. *Estabilización y crecimiento. Nuevas lecturas de macroeconomía colombiana*. TM Editores-Fedesarrollo. Bogotá.

Manzano, O. y F. Monaldi. 2008. “The Political Economy of Oil Production in Latin America”. *Economía* 9: 59-98.

Martínez, A. 1997. “Algunos determinantes y características de la política petrolera colombiana”.

Observatorio Colombiano de la Coyuntura Internacional. Boletín No. 56. Junio-septiembre.

Martínez, A. 2001. “Regulación de precios de los combustibles”. *Escenarios y Estratégicas* 7. Unidad de Planeación Minero-Energética. Octubre.

Medley Global Advisors. 2006. “Latin America: Different types of resource nationalism”. *Medium Term View*. Mimeo. Mayo.

Ministerio de Minas y Energía. 1990. *Estadísticas minero-energéticas, 1940-1990*. Bogotá.

Ocampo, J. A. 1989. “Ciclo cafetero y comportamiento macroeconómico en Colombia 1940-1987”. *Coyuntura Económica*. Vol XIX No. 3. Octubre.

Posada, C. E. 1994. “El petróleo de Cusiana, las perspectivas y la política económica”. En Steiner, R. (comp.). 1994. *Estabilización y crecimiento. Nuevas lecturas de macroeconomía Colombiana*. TM Editores-Fedesarrollo. Bogotá.

Rincón, H. 2008. “¿Los consumidores colombianos de combustibles reciben subsidios o en neto, pagan impuestos?”. *Borradores de Economía* 540. Banco de la República. Bogotá.

Rincón, H. et ál. 2009. “El efecto fiscal del choque petrolero reciente en Colombia y la política de precios de los combustibles”. *Borradores de Economía* 541. Banco de la República. Bogotá. Marzo.

Santiago, M. A. 2007. “Crónica de la Concesión de Mares”. Ecopetrol (Recuperado en www.ecopetrol.com.co).

Steiner, R. (comp.). 1994. *Estabilización y crecimiento. Nuevas lecturas de macroeconomía colombiana*. TM Editores-Fedesarrollo. Bogotá.

Suescún, R. et ál. 2001. *Petróleo, vulnerabilidad de la economía colombiana y políticas de estabilización CEDE*. 21 de diciembre.

The Economist. 1977. “The Dutch Disease”. *The Economist*. 26 de noviembre.

Urrutía, M. 2010. “La enfermedad que no fue: el impacto macroeconómico de Cusiana”. En Segovia, R. et ál. *BP Colombia, 20 años de alianza en Cusiana y Cupiagua*. Bogotá.

Valenzuela, L. C. 1999. “Respuesta a la Cámara de Representantes”. En *Petróleo en las conversaciones de paz. Mandato Ciudadano por la paz, la vida y la libertad*. Bogotá. Febrero.

World Bank. 2005. “Estudio comparativo sobre la distribución de la renta petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú”. Programa de Asistencia a la Gestión del Sector de la Energía. Agosto.

Wunder, S. 1992. “La enfermedad holandesa y el caso colombiano”. *Coyuntura Económica*. 22(1). Abril.

Yanovich, I. 2010. “La reforma del sector de hidrocarburos”. En *Memorias de la Renovación del Estado 2002-2010*. DNP. Bogotá.





*Páginas 418-419:
miembros de la Policía
Nacional patrullan
tuberías de la refinería
de Barrancabermeja.*

*Detalle de estación
de bombeo en campo
Rubiales, 2011.*

1. La autora agradece la esmerada asistencia de Manuel Pinilla y los atinados comentarios del Comité Editorial, especialmente de Astrid Martínez, Juan Benavides y Luis Bernardo Flórez. Todos contribuyeron a mejorar el trabajo y afinar el análisis. Los errores y omisiones, por supuesto, de exclusiva responsabilidad de la autora.

2. En el capítulo IV, artículos 101 y 102 de la Constitución Política de la República se establece, primero, que el subsuelo es parte del territorio nacional y, segundo, que el territorio, con los bienes públicos que de él forman parte, pertenecen a la Nación. En los artículos 361 a 362 se determina la distribución de las regalías y demás ingresos fiscales nacionales y regionales y en los artículos 356 a 360, los lineamientos del situado fiscal (Constitución Política de Colombia).

CAPÍTULO 9.

LA ECONOMÍA POLÍTICA DEL PETRÓLEO: CONSIDERACIONES A LOS SESENTA AÑOS DE LA CREACIÓN DE ECOPETROL

Alicia Puyana¹

Profesora Investigadora de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (Flacso, México).

Introducción

Reflexionar sobre la economía política del petróleo en Colombia, en un libro que conmemora la historia de Ecopetrol, requiere considerar el carácter especial del petróleo y su entronque en las economías mundial y nacional. La economía política del petróleo resulta del marco diseñado para encauzar las tareas que la Nación encomienda a la empresa, responsable de administrar un bien consagrado por la Constitución como patrimonio nacional.² Como tal, la economía política es una herramienta útil para estudiar cómo se dirige la competencia por el acceso a los excedentes de la actividad petrolera y el peso otorgado al mantenimiento de la capacidad productiva y a la redistribución.

A inicios del siglo xx la vida útil de las reservas superaba los 70 años y su peso internacional contaba. Con la entrada de Venezuela y Oriente Medio se debilitó el interés por Colombia y, hacia los años setenta, el país debía importar crudo. La Guerra Fría y la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) crearon las condiciones propicias para que Colombia resurgiera en la cartografía mundial de hidrocarburos e hicieron posibles las inversiones que en los años ochenta y noventa descubrieron los megacampos de Orito, Caño Limón, Cusiana y Cupiagua. Al finalizar la década de los noventa nuevamente se debilitó el interés en Colombia y las inversiones no llegaron, a pesar de la mejoría de las condiciones de los contratos.

Durante el ciclo de precios altos y del mercado petrolero escindido políticamente, el petróleo colombiano creció bajo la sombrilla valorizadora de la OPEP, tal como lo hizo el café colombiano al amparo de la valorización brasileña y el Acuerdo Internacional del Café. Hoy, los criterios determinantes son la rentabilidad, el valor presente neto y la tasa de retorno interna, junto con la estrategia de diversificación del portafolio. Actualmente los elevados precios del crudo, por la demanda en China e India, entre otros, permiten la exploración del crudo colombiano y animan las inversiones externas y domésticas.

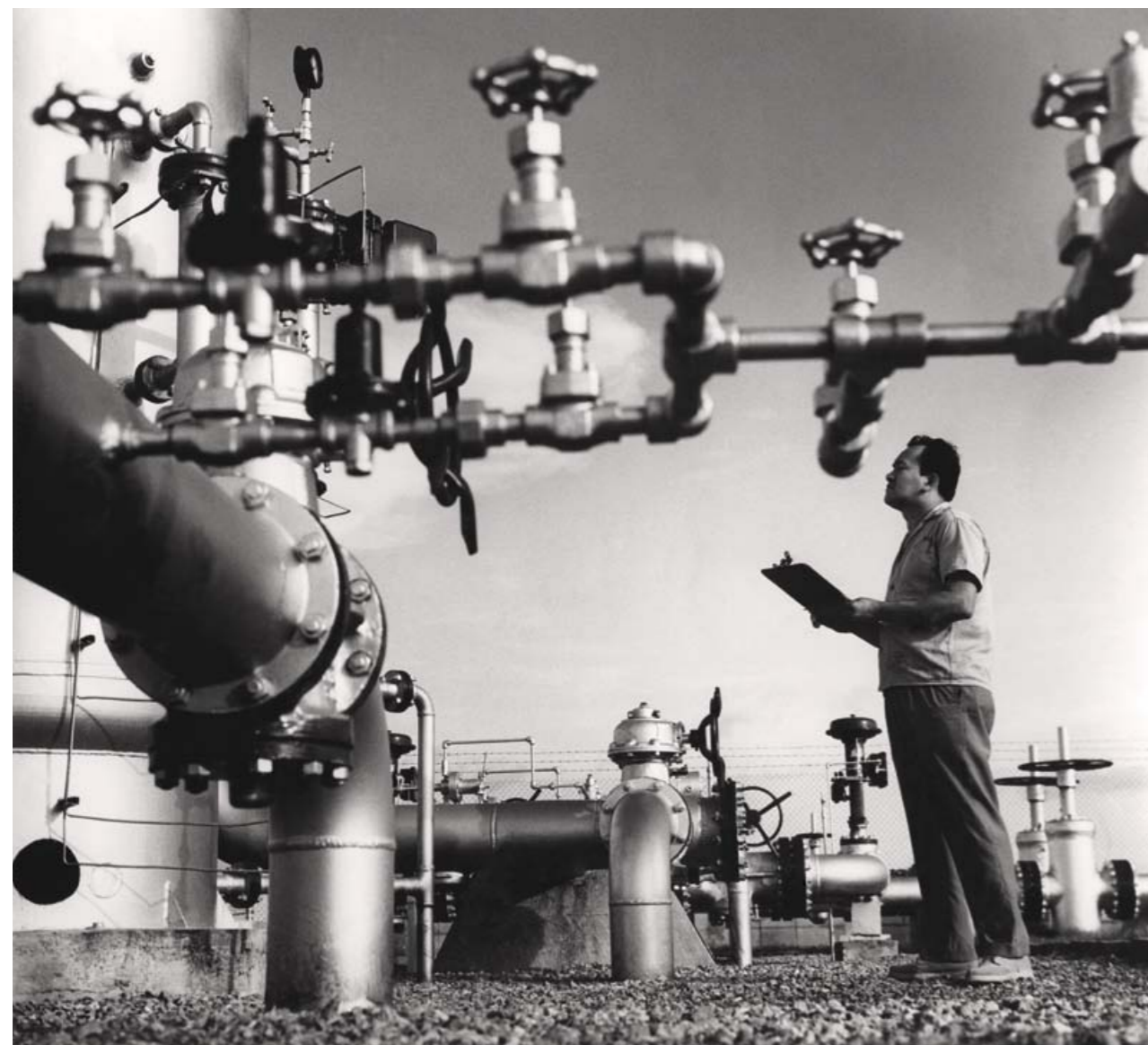
Desde su fundación, Ecopetrol ha transitado de la culminación de los contratos de concesión, los contratos de asociación y riesgo compartido, al retorno a las concesiones y la puesta en venta de acciones en la bolsa de valores. Durante ese recorrido, el mercado petrolero mundial ha sufrido cambios radicales, que van desde la pérdida de poder relativo de las famosas Siete Hermanas, la oleada de nacionalizaciones de los años sesenta y setenta, la toma de control de la oferta petrolera por la OPEP, las guerras o conflictos prolongados en Oriente Medio y el Norte de África, hasta derrumbe del bloque socialista y la apertura de la industria petrolera de Rusia, China y la OPEP a las inversiones extranjeras y, finalmente, a la renuencia de hecho de Arabia Saudita de ejercer el papel de ancla de los precios. Los precios internacionales han sufrido choques al alza y la baja en un mercado que, cada vez menos regulado, es más inestable y las oscilaciones

más frecuentes y agudas. El agotamiento del crudo barato, percibido desde finales del siglo xx y la creciente demanda de los países en desarrollo han elevado los precios y, con ellos, la comerciabilidad y la competitividad del petróleo.

La economía política estudia las interacciones entre intereses en torno a las decisiones de inversión y distribución de los riesgos y excedentes que afectan un sector económico o un país. En su acepción clásica es también el “arte de bien gobernar”, por el cual los gobiernos distribuyen entre los ciudadanos los resultados del crecimiento. En este trabajo, la economía política se analiza como el actuar de actores racionales que buscan su beneficio y forman alianzas para incidir y afectar, a su favor, las decisiones de política. Estudia las interacciones entre la economía y el ejercicio del poder político dentro de los Estados.

Este capítulo estudia la trayectoria de la economía política del petróleo en Colombia, en los 60 años de existencia de Ecopetrol. Explora dos temas centrales: en primer lugar, cómo se decide cuánto se produce y cuáles son los intereses privados y públicos y los factores que influyen sobre la velocidad de extracción de los recursos del subsuelo; en segundo término, los efectos de la renta petrolera sobre los esfuerzos fiscales, las cuentas públicas y sobre la volatilidad del crecimiento y, finalmente, el impacto de la distribución espacial de las regalías, confirmada por las decisiones tomadas en la elaboración de la Constitución de 1991, en regiones con débil infraestructura institucional, que favoreció la apropiación de rentas por grupos de interés. Según los resultados de este estudio, si bien se ha avanzado en la primera tarea, no se han superado aún los efectos de los años durante los

Instalaciones de Barrancabermeja a mediados de la década de 1950.



Detalle de la maquinaria de campo Rubiales, 2011



cuales se agotaron las reservas. En cuanto a las tareas de los numerales restantes, hay mucho aún por hacer; el petróleo actúa en un marco económico general y estos resultados no pueden atribuirse exclusivamente a la disponibilidad de petróleo ni a sus bonanzas.

Para tratar estos temas, el capítulo se desarrolla como sigue. La primera sección presenta el carácter singular del petróleo y el efecto de estos atributos en la conformación del mercado petrolero mundial. La segunda sección trata la evolución de la economía política del petróleo en Colombia y establece los principales ejes de su desarrollo. Analiza las últimas reformas en Colombia y considera las razones políticas detrás de la conversión de Ecopetrol en sociedad de economía mixta regida por las reglas del derecho privado. Señala algunos de los efectos de la política seguida, en términos de conservación de reservas y prevención de los efectos sobre otras actividades productivas. La tercera sección analiza el uso y el destino de la renta petrolera entre 1983 y 2010. Presenta algunas características de la distribución de las regalías a las regiones y señala algunos efectos contraproducentes de esta política. La sección cuarta contiene las conclusiones.

3. Carta de Clemenceau al presidente Wilson, citada por Shaffer (2006).

El petróleo: una materia prima como ninguna otra

El carácter estratégico del petróleo y el mercado mundial del crudo

Al reemplazar la madera y el carbón como combustibles, el petróleo transformó la economía: permitió ubicar los procesos productivos lejos de las fuentes de energía, revolucionó el transporte y redujo sus costos, aceleró la mecanización y abrió las puertas a la producción semiautomática y de consumo de masas, así como a la creación de cadenas de valor internacionales. Con la petroquímica se intensificó la sustitución de productos naturales por sintéticos, sin que existieran todavía mercados globales del crudo. Las empresas productoras controlaban toda la cadena de valor: por su integración vertical y poder en las negociaciones bilaterales con los Estados productores, podían imponer cotizaciones que no reflejaban el valor del petróleo para asegurar la máxima rentabilidad en todas las etapas posteriores a la extracción.

Al tiempo que se transformaron los procesos productivos de las potencias, sus ejércitos se convirtieron al petróleo. Desde inicios del siglo xx, cuando Estados Unidos, el Reino Unido y Francia aceptaron el petróleo como el principal combustible para sus armadas, su control se convirtió en elemento central de la política exterior de estas potencias sin yacimientos petroleros en sus territorios, salvo Estados Unidos. Los dos procesos, el industrial y el militar, hicieron “[d]el petróleo [algo] tan necesario como la sangre”,³ y garantizar el suministro en los volúmenes “necesarios” y a los precios “adecuados” se convirtió en un propósito político buscado por medios pacíficos unas veces, y por la fuerza otras (O’Connor, 1962: 78-82). Por ello, en 1914, el Parlamento británico autorizó al Gobierno comprar el 51% de las acciones de la Anglo-Persian Oil Company. Churchill lo justificó en 1913 así: “Nosotros debemos convertirnos en dueños o, a cualquier precio, controlar en la fuente una porción esencial del petróleo que requerimos y que el petróleo venga de fuentes bajo el dominio o influencia británica” (O’Connor, 1962: 79, traducción de la autora). Se inició así la conflictiva relación entre los países desarrollados, cada vez más necesitados de petróleo, y las naciones en vías de desarrollo, dueñas del recurso.



La energía se convirtió en un bien estratégico que satisface una necesidad básica, y la seguridad energética se considera un bien público que no se puede dejar a los avatares del mercado (Butler, 2011). Garantizar la seguridad energética de Estados Unidos, como elemento de la seguridad nacional, es compartido por republicanos y demócratas. Por ello es legítimo asegurar el suministro de crudo a precios bajos y reducir las importaciones, dejando la adicción a la gasolina⁴ para no ser rehenes de los “petroestados”, como lo plantearon los presidentes Nixon y Carter, y el presidente Obama lo ha reiterado en varias ocasiones (Obama, 2011). El Tratado de Lisboa, aprobado por los países miembros de la Unión Europea en Lisboa, el 13 de abril de 2007, otorga a la Unión Europea personalidad jurídica para firmar acuerdos internacionales. Establece, como compromiso comunitario, los lineamientos de la cooperación para garantizar dicha seguridad (Doran, 2009). Se diseñó entonces una estrategia de seguridad energética colectiva y las bases para negociar en bloque con Rusia el avío de gas y los planes de diversificar los proveedores. Los países de la OPEP, al definir las inversiones para ampliar su capacidad productiva, consideran si hay o no seguridad de la demanda y, por los altos requerimientos financieros, no están dispuestos a mantener amplia capacidad productiva no utilizada y prefieren incrementos moderados que, al resultar en precios relativamente altos, aceleran la producción y el agotamiento de las reservas costosas (Energy Information Administration, EIA 2011). La OPEP se cuida de precios que eleven la inflación mundial y sobreestimen las fuentes alternativas.

La gobernanza energética discute cuáles son los agentes y los criterios indicados para responder preguntas que afectan a toda la sociedad, por ejemplo: ¿cuánto y dónde se ha de explorar? ¿Qué volúmenes extraer y cómo distribuir la producción entre el mercado interno y el externo? ¿Qué formas de apropiación y uso de la renta petrolera adoptar? Algunos autores debaten si los criterios para responder los anteriores interrogantes y si los que mejor satisfacen los intereses de la sociedad y de los inversionistas son la tasa de retorno de las inversiones o la maximización de la renta. El cambio climático y la contaminación han dado nuevas razones para revisar si estos criterios son idóneos, pues son problemas políticos que dividen las sociedades y frecuentemente sobrepasan las fronteras de los estados nacionales.

Las soluciones que se tomen dependen del papel otorgado al petróleo y a la energía en la política y en la economía de cada país. ¿Es el petróleo patrimonio de la nación y factor del desarrollo socioeconómico y tiene su máxima expresión del discurso político en México, Venezuela y Bolivia? ¿O solo otra materia prima, generadora de divisas e ingresos fiscales, como en el Reino Unido? ¿Es la energía un bien público, que satisface una necesidad básica, o es un negocio como cualquier otro, cuyo desarrollo debe dejarse a decisión de los inversionistas y el Estado solo debe limitarse a regular? No existen respuestas y todo depende de las condiciones particulares de cada país. Algunos países han logrado estructurar alianzas entre empresas nacionales e inversionistas privados (como Petrobras); otros países han apostado a estimular las fuerzas del mercado (Reino Unido y más plenamente Noruega); las soluciones dependen de la fortaleza institucional, las tradiciones culturales y el papel peculiar que el petróleo puede desempeñar en un contexto amplio de desarrollo económico.

*Páginas 424-425:
pozo RB 38 en campo
Rubiales, 2011.*

*Instrumento en la
refinería de Cartagena,
2011.*

4. El expresidente Bush, el 31 de enero de 2006, usó este término y propuso eliminar esa adicción.



*Tanque en Pozos
Colorados, 2011.*

La economía política y la gobernanza de un bien público estratégico

La economía política, como acción de los Estados y como disciplina analítica, se ha transformado con los cambios políticos y económicos mundiales. Inicialmente, se concibió como una rama del arte de gobernar para lograr “el objetivo de todo Gobierno, que es, o ha de ser, la felicidad del hombre, integrado a la sociedad y extender el disfrute de esa felicidad al mayor número de individuos” (Sismondi, 1815). Actualmente, estudia las relaciones sociales de la producción y “la forma en la cual actores racionales, movidos por el interés propio, combinan fuerzas y usan las instituciones formales e informales existentes para incidir y afectar, en su favor, los resultados sociales” (Frieden, 1991: 15-16).

La economía política del petróleo, por tanto, ha de considerar su entorno internacional, político y económico y cómo se conjugan los diversos centros del poder para manejar el mercado internacional.

Tiene que ver con el diseño de la política fiscal y se vincula con los arreglos institucionales nacionales y las normas de las entidades que deciden sobre ingreso y gastos fiscales: el Congreso y el Ministerio de Hacienda. Se relaciona también con las estructuras de poder y los campos de negociación, así como con el logro de objetivos de desarrollo a largo plazo.

Por intensas y sostenidas que sean las bonanzas de producción o precios, el petróleo no genera los empleos directos para la fuerza de trabajo que anualmente se integra al mercado laboral. De ahí que la economía política de los países exportadores de petróleo deba promover el fortalecimiento de actividades productivas que generen empleo, especialmente en los sectores manufacturero y agropecuario. Las manufacturas, por su capacidad de elevar la productividad en toda la economía y el sector agropecuario, requieren el diseño de medidas microeconómicas dirigidas a la pequeña y mediana producción, en las que se incluye evitar la apreciación de la tasa real que induce la afluencia de divisas y la expansión del



gasto público, entre otras razones porque la revaluación limitada constriñe el crecimiento a largo plazo y limita la distribución de sus frutos.

Por la relación del petróleo con la economía internacional (las inversiones extranjeras y los ingresos por las exportaciones), la percepción de riqueza petrolera, especialmente si se percibe un flujo creciente y duradero de ingresos petroleros, determina la forma y contenido de la economía política. Por ello, muchas deficiencias institucionales tienen sus raíces en la política de entrar el crecimiento económico en torno al petróleo. Orihuela et ál. (2011) sugieren que, por su naturaleza, las actividades extractivas generan y mantienen desigualdades de ingreso y de acceso a servicios entre los individuos y en las regiones. Estas asimetrías en el desarrollo y en expectativas futuras generan presiones sociales para que se resuelvan las limitaciones en la provisión y acceso a la educación, la salud, la vivienda, la seguridad social, amén de infraestructura física y oportunidades de empleo. Por ello definen el petróleo como fuente singular e identificable de tensiones distributivas entre las localidades y el centro, entre las regiones y entre las empresas y las comunidades locales. El problema de la economía del petróleo es que los países tienen un desarrollo institucional, económico y político no adecuado para mediar y lograr consenso en conflictos entre los intereses de grupos con muy diferente poder de presión (Orihuela et ál., 2011).

Parte de los conflictos entre grupos y muchas opciones de política económica del petróleo giran en torno al uso de la renta petrolera, la cual no es un factor exclusivamente económico y sus efectos meramente económicos. La renta petrolera está enraizada en una tupida red de instituciones sociales, costumbres, creencias y actitudes cuyo significado social surge de las relaciones sociales y políticas surgidas de la utilización del petróleo (Kart, 1997). En consecuencia, la política económica de los estados petroleros debe ser entendida en un contexto en el cual la economía da forma a las instituciones y es moldeada por estas; es una relación de doble vía entre el desarrollo económico y el cambio institucional.

La gobernanza, sistema que regula las interacciones entre el Estado, el mercado y la sociedad con normas legales, políticas públicas e instituciones de ejecución y control, linda con la economía política, pero supone una mayor participación de los actores económicos y sociales, difícil de visualizar en materia de petróleo por su naturaleza estratégica, la concentración de las reservas y la producción y el secreto de la información (no obstante los cambios de los últimos 20 años). Plantea resolver varios problemas que afectan el bien colectivo en las áreas política, económica, financiera, social y ética (Fontaine, 2010). Entre los conflictos más serios que la desafían están los ambientales que enfrentan las comunidades

“Doctor, no se precipite”. Caricatura aparecida en uno de los números de la revista Fantoche en 1927. En ella el ministro Montalvo aplica el nuevo contrato Yates, como remedio al lesivo contrato anterior con el funcionario Flanagan de la Troco. Atrás, el presidente Abadía aparece en el papel de enfermera.

La voz del amo”. Caricatura de Roa alusiva a la actitud sumisa del presidente Abadía Méndez y a un posible amordazamiento de la prensa. Revista Fantoche, 1928.



“En la boca del lobo”. Caricatura publicada en la revista Fantoche en 1929, sobre la indefensión de Colombia frente al acoso del “tigre petrolero”.

Ilustración de Pedro Ruiz sobre la obsesiva necesidad de crudo del Tío Sam.

y las empresas petroleras (Puyana et ál., 2009), pues la gravedad del daño ecológico toma visos dramáticos cuando ocurren eventos extraordinarios como la explosión del pozo de la British Petroleum en el Golfo de México, los cuales parecen ocultar que la afectación al medio ambiente ocurre día a día y que ese efecto acumulado puede ser aún mayor.

El contexto de la economía política del petróleo en Colombia

De las anteriores consideraciones, se enfatiza en el carácter singular del petróleo y el entramado de intereses políticos y económicos que se conjugan en torno a decisiones clave sobre la producción y la distribución de la renta.

La disponibilidad de las divisas aportadas por el petróleo desde los descubrimientos de Caño Limón, Cusiana y Cupiagua liberó al Estado colombiano de negociar la tasa de cambio con los cafeteros, por cerca de un siglo los generadores por excelencia de las divisas. Por el petróleo el Estado poseía recursos cuantiosos; creció la atracción por manejar el presupuesto





y se magnificó el poder político de las tecnocracias administradoras de los asuntos públicos. Los Ministerios de Obras, Educación, Salud, Energía; los congresistas y las autoridades regionales, vieron la posibilidad de expandir el gasto y hacer política; el Ministerio de Hacienda y la banca central, entes controladores del gasto, peleaban un manejo centralizado, astringente y a su discreción. Los grupos importadores esperaban una absorción rápida y total de los ingresos petroleros, pues la revaluación real del peso abarata las importaciones y debilita la producción nacional de bienes importables —especialmente los intensivos en factores productivos domésticos—; por su parte, los trabajadores y los usuarios de los servicios públicos anhelaban que se redujera el rezago social y la desigualdad en el ingreso y la pobreza.

Al sindicato y a las directivas de una empresa nacional productora de crudo y gas (como lo fue Ecopetrol hasta 2007) les interesa por igual que existan regalías máximas por barril y producción siempre creciente, que elevan su poder en el contexto del sector público y la fracción de la renta por disfrutar particularmente; también a los gobiernos locales de las áreas de producción, de aquellas por las que pasan los oleoductos y las

de los puertos de exportación, a las cuales la legislación nacional otorga una participación elevada en las regalías nacionales. Los combustibles baratos interesan a grandes y pequeños consumidores, y las agrupaciones guerrilleras en las áreas petroleras estaban interesadas en extraer recursos por extorsión a las compañías operadoras y en ejercer presión sobre la capacidad de exportación, mediante voladuras permanentes del oleoducto Caño Limón-Coveñas.

En este abigarrado escenario de intereses se desarrolló la política petrolera nacional, la cual definió el margen de acción y dio forma a la economía política del petróleo y el armazón institucional del país. A diferencia de Holanda, Canadá, Noruega o el Reino Unido, que encontraron hidrocarburos en los años setenta, cuando ya eran países desarrollados con instituciones maduras y legítimas, el petróleo entró al escenario de la política nacional a inicios del siglo xx, cuando Colombia era un país pobre, que transitaba aún las etapas iniciales del desarrollo socioeconómico, lejos de haber consolidado el aparato institucional del Estado, especialmente en el orden regional y la integración de su mercado interno. Sufrió aún las secuelas de la Guerra de los Mil Días y de la separación de

Tubería en campo Apiay, Meta, 2011



Detalle de maquinaria. Campo Rubiales, 2011.



Panamá y, para recibir el pago de la indemnización de Panamá, el país tuvo que reformar la ley de hidrocarburos y abrir el acceso a las inversiones extranjeras (Palacios, 2003: 10-104).

El Estado debía decidir cómo aumentar sus reservas y su producción; cómo y dónde invertir los excedentes (equidad social y espacial), y definir las medidas de mitigación que la actividad creaba sobre el medio ambiente. Estas tareas incumben a todos los países que reciben ingresos por rentas del subsuelo, como lo sugieren Sachs et ál. (1995) y Krugman (1987). A continuación se discute cómo se han enfrentado estos asuntos en el caso colombiano.

La producción y la renovación de las reservas

Los incentivos para producir y mantener o elevar las reservas son el eje de la política petrolera y se concretan en contratos para atraer inversión privada, cuyo carácter se ha modificado en respuesta a los cambios en el contexto internacional.⁵ En ese proceso, se negocia la distribución de la renta entre las empresas extranjeras y el Estado; hay que recordar que los contratos de asociación surgieron de la percepción de desventaja para los países productores que se advertía en los antiguos contratos de concesión (ver Benavides en este volumen). Colombia enfrentó el inicio del siglo XXI con escaso éxito en renovar reservas, no obstante las medidas adoptadas por el Gobierno a partir de 2003 (Banco Mundial, 2005). La creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la eliminación del contrato de asociación y el uso de las concesiones modernas, así como el cambio de naturaleza de Ecopetrol, que pasó a ser una empresa mixta por fuera de las cuentas fiscales, han abierto paso a un arreglo en el que se evidencia mayor actividad exploratoria en espera de adiciones sustanciales de reservas, que todavía no se ha concretado. Esta decisión muestra la desconfianza del Estado colombiano en los lineamientos de su propio derecho público y su preferencia por el sector privado.⁶ De todas formas, en el contexto económico-político de Colombia, de baja tributación, resultaban de difícil aceptación otras opciones para disminuir el riesgo en la exploración a los asociados, por ejemplo, reducir la extracción de renta y ampliar su capacidad de invertir directamente. Según Alberto Calderón, el último presidente de la empresa (ver Benavides en este

volumen), antes de la reforma sectorial Ecopetrol era un instrumento de maximización de logro de fondos para el gasto público.

La trayectoria de la actividad exploratoria y de las reservas no sugiere que exista alta probabilidad de hallazgos de tamaño similares a los de Cusiana, ya que las nuevas tecnologías localizan los grandes yacimientos más fácilmente que antes y es probable que, a largo plazo, la reposición de reservas no reemplace todo el crudo extraído. El gráfico 1 (página opuesta) revela cuatro períodos en la trayectoria de las reservas, ilustradas en el eje derecho y de la producción, en el eje izquierdo: el primero entre 1921 y 1949, durante el cual las reservas subieron de 799 a 1.239 miles de millones de barriles (Mbbbl).

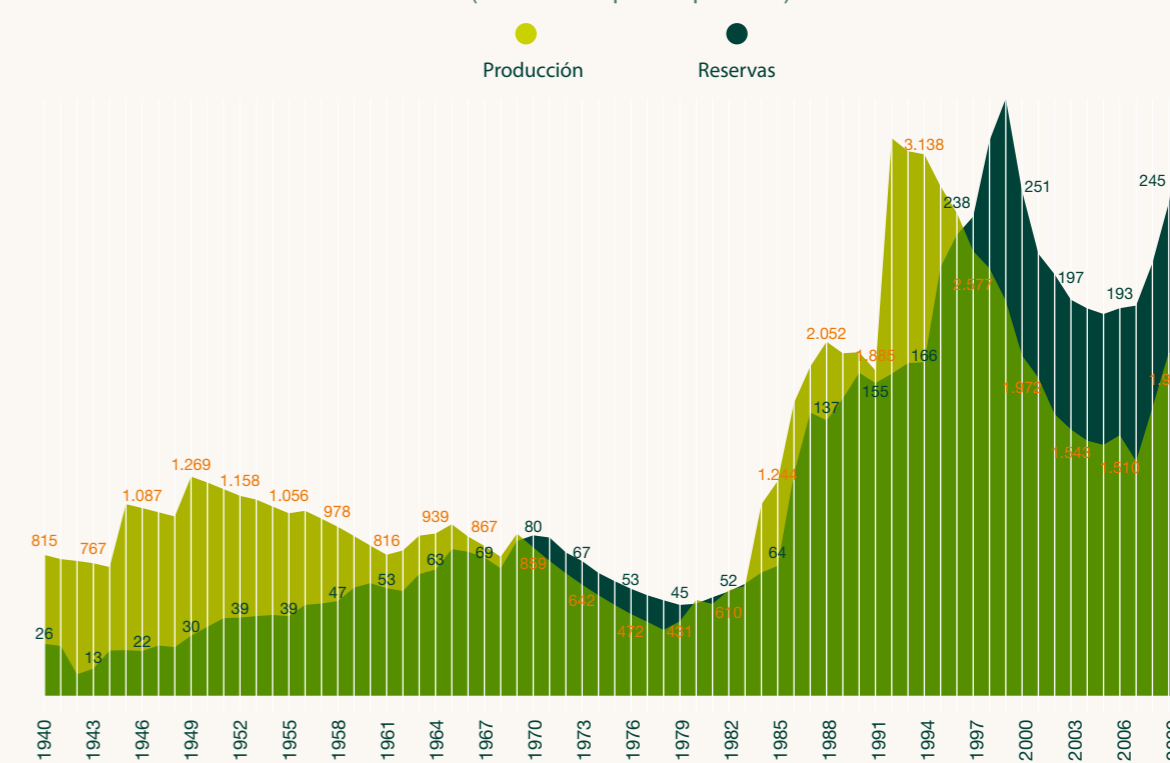
En el segundo período (1950 y 1978) se presentó el agotamiento de reservas y cubre los años 1950-1973, la era del precio del crudo barato, cuando este osciló en torno a us \$1,8 el barril; y la reactivación de la OPEP y los choques de precios de los años setenta, entre 1973 y 1978. Por efecto de la escalada de precios por estos choques, se inició la tercera etapa (1979-1992), marcada por los descubrimientos, primero de Orito y luego de Caño Limón, Cusiana y Cupiagua, y la recuperación de reservas que estos permitieron. Esta era de expansión terminó en 1992. A partir de 1993 y hasta 2006 se consumieron las reservas. Al impulso de los incrementos de precios internacionales de 2008, el país ha recuperado, en algo, las reservas perdidas, al tiempo que se eleva la producción.

La adición de reservas, así como la firma de contratos y las inversiones en exploración tienen una relación más directa con los precios mundiales y la trayectoria del mercado internacional, que con las medidas de política interna; con precios altos y buenas condiciones de materialidad, los Estados pueden exigir un alto porcentaje de regalías e impuestos (*government take*), siempre y cuando sea consistente con su competitividad internacional (Puyana y Dargay, 1997 y Puyana, 2009; Benavides en este volumen). Con la creación de fondos de inversión durante las épocas de ingresos altos es posible romper el carácter cíclico de las inversiones en exploración, pero en ningún caso se puede esperar que en una eventualidad de expectativas de precios bajos y altas tasas de interés, una empresa pública arriesgue el patrimonio en las cuantiosas inversiones que exigen la exploración y el desarrollo de campos. Hay que tener en cuenta que el tiempo de respuesta desde el momento en que cambian las políticas y se materializan las reservas es de varios años y está sujeto a la incertidumbre de los hallazgos. Cuando los riesgos son

5. Ver Alicia Puyana, et ál.2002 y Puyana et ál.(2009a).

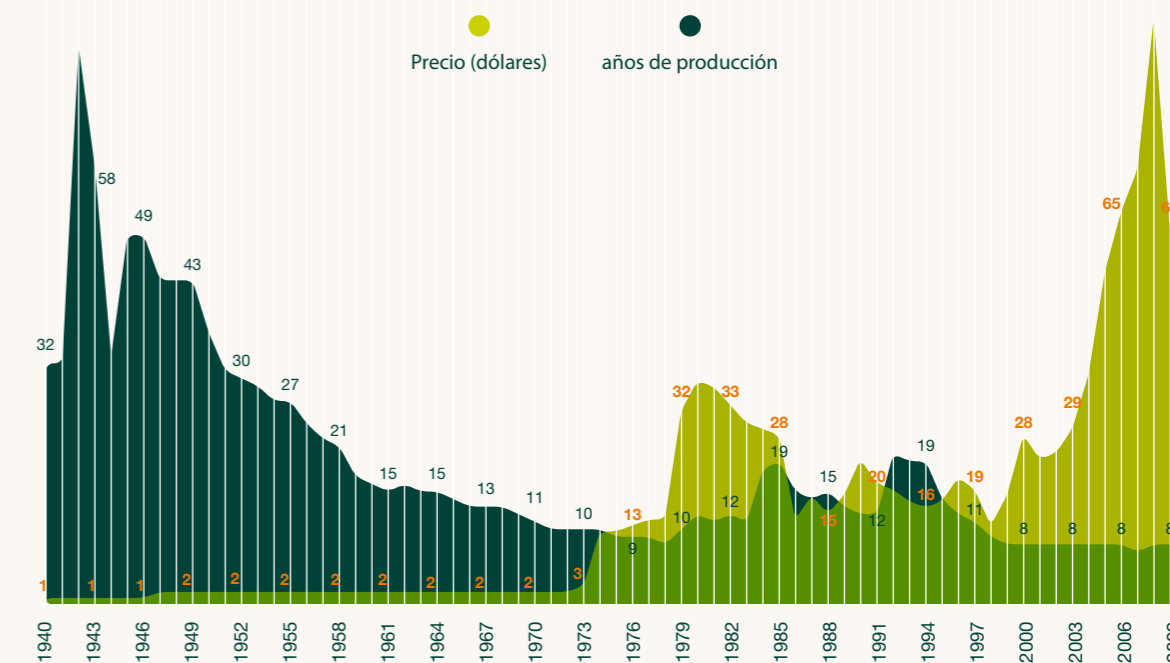
6. Algunos de los presidentes de la empresa plantean que el modelo previo fracasó por la inconsistencia de los parámetros del contrato de asociación con la realidad geológica y el conflicto de interés de Ecopetrol como empresa y reguladora sectorial.

Gráfico 1
Colombia: Producción anual de crudo y reservas remanentes 1921-2010
(número de pozos por año)



Fuente: la autora basada en Ecopetrol (Vicepresidencia de producción)

Gráfico 2
Vida útil de las reservas y precios internacionales del crudo 1921-2010



Fuente: la autora basada en Ecopetrol (Vicepresidencia de producción) y British Petroleum (2011)

muy grandes y la prospectividad moderada, las empresas pueden asociarse; de hecho, Ecopetrol lo hace pero bajo el nuevo régimen, en el que no tiene el control sectorial.

El aumento de las reservas se refleja en menor medida en la recuperación de los años de su vida útil, pues la producción creció más aceleradamente que la reposición de aquellas. En 2009, la vida útil de las reservas se ubicó en algo más de ocho años, un 81% por debajo de lo registrado en 1950 y un 60% de 1993, lo que permite sugerir que Colombia extrae crudo más aceleradamente que el resto del mundo, ya que su participación en la producción mundial es mucho mayor que en las reservas globales (ver gráfico 2, pág. 435). El incremento de la producción, que no se explica por incrementos en la demanda interna, la cual, desde 1997 registra un descenso continuado y en 2009 fue un 18% inferior a 1997, cuando la economía nacional demandó 272 mil barriles diarios, sugiere que se ha otorgado prelación a realizar el potencial petrolero en el presente.

Las perspectivas recientes de la Administración de Información Energética del Departamento de Energía de Estados Unidos (EIA, 2011), sugieren que si bien el petróleo enfrenta la competencia del gas no convencional y de las energías renovables, la demanda de crudo

crecerá entre 2011 y 2035 a una tasa anual del 1% para llegar a 110 millones de barriles diarios, mientras el gas y el carbón lo harán al 1,4% y 2,6% respectivamente. No obstante este contexto, en 2035 el crudo concentrará el 30% de la energía consumida y sus precios oscilarán entre un precio de referencia de us \$133 y uno alto de us \$207 constantes de 2008 el barril. Ante estas perspectivas, los grupos de interés, que prefieren el crecimiento, deben sopesar el valor de la opción de dejar los recursos petrolíferos en el subsuelo. Algunos autores sugieren que si se espera que los precios suban, y lo hagan a tasas superiores a las tasas de interés, no vender el crudo es una decisión racional. Esta posición se ha reforzado ante la evidencia del agotamiento de las reservas del “petróleo barato”, si bien hay voces opuestas. Las preferencias de los inversionistas privados por maximizar utilidades y recuperar inversiones en el menor tiempo posible y las presiones por expandir el gasto público y acumular reservas aceleraron la producción y la exportación en proporciones crecientes. En 2009 se exportó el 71,7% del crudo extraído, un nivel similar al de 1998, cuando Colombia produjo un 20,5% más que en 2009. Entre 2008 y 2009, las exportaciones crecieron al 21,6% anual, mientras la producción lo hizo al 5,8% y el consumo doméstico cayó en 2,4%.

Refinería de Barrancabermeja desde la ribera del río Magdalena.



Pozo RB 38. Campo Rubiales, 2011.

Con la reforma de 2003, el Gobierno delegó a las empresas mayor poder de decisión sobre cuánto producir, cuánto destinar al consumo interno y cuánto exportar; también sobre cuánto y en dónde invertir y cómo distribuir los rendimientos, decisiones importantes para la política macroeconómica (Goodwin et ál., 2009: 9). Los incentivos creados a partir de 2003 incrementaron la preferencia por exportar, evidente en el crecimiento de las ventas externas por arriba del registrado por el consumo interno y la producción total, en parte porque la capacidad de las refinerías estaba ajustada a un tipo de crudo. El resultado, a la fecha, es que no se ha mejorado la seguridad energética del país, medida por la vida útil de las reservas. Sin sacrificar las exportaciones es necesario considerar que al ampliar el flujo de divisas se intensifican las presiones a la apreciación del peso y sus conocidas secuelas, lo cual exige extremar el cuidado, especialmente en el manejo cambiario.

Los cambios en la política petrolera han afectado positivamente la dinámica de ciertas variables importantes de dicha actividad. En 2009 se elevó el número de contratos firmados a 69, cifra récord que tiene que ver con la tendencia observada y esperada de los precios internacionales y la reducción de la capacidad productiva no utilizada en los mayores productores de la OPEP. La naturaleza de la renovación de reservas puede requerir esfuerzos superiores; algunos analistas indican que, para mantener la vida de las reservas, se requiere invertir sostenidamente al menos el 25% del valor bruto de la producción (Hotelling, 1931; Auty, 1993; Puyana et ál., 2002b).

Durante 1978 y 2001, las inversiones directas de la empresa en exploración representaron en promedio el 17% del total de inversiones en este rubro, con un valor promedio de us \$36 millones. A partir de 2002, pero más intensamente desde 2003, en un viraje importante en la política tradicional de no asumir los riesgos de exploración, las inversiones directas de Ecopetrol ascendieron un promedio de us \$256 millones anuales, para representar el 55% de las totales. Este cambio en la estrategia de la empresa resultó en el crecimiento de las inversiones totales, las reservas añadidas y su tasa de reposición que, sin embargo, es menor que en períodos anteriores, cuando se redujo después de los grandes hallazgos de Caño Limón, Cusiana y Cupiagua. La tabla 1 (pág. 438) presenta la trayectoria de las inversiones, según las etapas marcadas por los diferentes contratos y algunos resultados en pozos perforados, reservas añadidas y costo unitario de pozos y reservas.

Se sugiere que en un mercado petrolero competitivo y libre de choques geopolíticos (no precisamente las características de este mercado) existe un valor de opción por esperar a mejores condiciones de explotación e inversión, tanto para los agentes privados como para los gobiernos. Las previsiones del Departamento de Energía de Estados Unidos al 2035 (EIA, 2011) y al 2030 de la Agencia Internacional de Energía (AIE, 2010) y la OPEP (2010), sugieren incrementos de la demanda y de los precios: hay presión de demanda por el crecimiento de la economía mundial, especialmente de países en vías de desarrollo cuya economía es intensiva en petróleo, y la capacidad subutilizada en los países de la OPEP no es amplia;⁷ parece que ni Arabia Saudita, ni otros de la OPEP, asumirán los costos de estabilizar el mercado, en la medida que lo hicieron en el pasado (OPEP, 2010). La capacidad no utilizada de Arabia Saudita no supera los 1,5 millones de barriles (EIA, STEO, 2011), que le otorgan algún margen para equilibrar el mercado ante choques moderados de oferta, como el ocasionado por la crisis de Libia. A largo plazo, dado el alto costo, se ha propuesto no tener más de dos millones de barriles de capacidad no usada, ampliar su capacidad de refinación y garantizar el suministro doméstico. Por otra parte, hay que matizar las presiones



7. La capacidad subutilizada es sensible a cambios a corto plazo en la demanda o en la oferta. El conflicto de Libia la redujo de los 4,5 millones de barriles en 2010 a solo 3,5 en 2011, y se espera que caiga a 2,7 millones de barriles en 2012 con la reactivación de la economía mundial (EIA, 2011). La capacidad que evite choques de precios se ubica entre el 8 y el 10% del consumo, muy superior a la actual y a la prevista.

por reducción de los gases de invernadero y la aparición en la escena mundial de gas no convencional, a la luz de los resultados de Copenhague, que algunos consideran un retroceso respecto a Kioto.

Los subsidios anuales para la energía nuclear, el gas no convencional y la producción de bioenergéticos y agroenergéticos que otorgan especialmente Estados Unidos y la Unión Europea, superan los us \$100 mil millones anuales: a los bioenergéticos va casi el 30% de este total (AIE, 2010). Que se mantengan depende de las políticas fiscales de los países en épocas de drástico ajuste, y de la rapidez con la cual estas fuentes renovables logren costos similares a los del petróleo. El panorama no es claro y, por lo pronto, tampoco lo es que los precios del petróleo no sigan la ruta de su agotamiento, porque los sustitutos los vayan a mantener a tope. Hoy se debate, en Estados Unidos y en Europa, la estrategia de construir plantas nucleares en respuesta a los altos costos de los combustibles fósiles, y se revaloriza la importancia de los combustibles fósiles, los renovables y los agroenergéticos. El presidente Obama, al presentar la estrategia de seguridad energética enfatizó la explotación responsable de gas y petróleo propios, en tierras bajo el dominio público y de biocombustibles a base de celulosa, y rebajó los planes de energía nuclear a raíz del tsunami en Japón. Justificó la necesidad de reducir al menos en un 30% las importaciones de crudo, por sus altos precios futuros y la inestabilidad política de los mayores proveedores (Obama, 2011). Ante expectativas de precios al alza y bajas tasas de interés, Colombia podría, como lo hace Arabia Saudita, contemplar la posibilidad de desacelerar la extracción y las exportaciones y obtener mayor renta por barril cuando el precio mundial de referencia se base en los crudos más pesados y costosos que los colombianos.

La renta petrolera

Además de las inversiones, las divisas por exportaciones y el empleo directo e indirecto, el aporte de la actividad petrolera a la economía se mide por los recursos fiscales y los efectos del gasto público, la puela de transmisión de la dinámica petrolera a la economía nacional. Los recursos fiscales incluyen la renta petrolera, un derecho que emana de la propiedad pública de los recursos del subsuelo y los impuestos por la producción, transformación y consumo. Cómo y hacia qué destinos se canalizan, marcan algunos aspectos de la economía política del petróleo. Colombia no es un país petrolero propiamente dicho, pues sus reservas son limitadas y los costos elevados, ni su economía es petrolera por el relativamente menor impacto del petróleo en el producto interno bruto (PIB) (desde 2000 no ha superado el 3,9% del PIB). Sin embargo, el petróleo tiene ahora mayor relevancia en las cuentas comerciales y en las fiscales, y ha afectado la creación y trayectoria de las instituciones, por ejemplo, la descentralización del gasto y las relaciones con las regiones.

Entre los riesgos más comentados de la disponibilidad de una elevada renta petrolera se han identificado: la revaluación de las monedas nacionales, por la irrefrenable tendencia a elevar el gasto público, y la petrolización de las cuentas fiscales, por los cambios en la política impositiva cuando se opta por la disminución de los impuestos, especialmente los directos y la expansión del gasto público. Entre 1984 y 2009 el peso de los aportes totales de Ecopetrol, por impuestos y transferencias, ascendió del 12,3% al 25,4% de los ingresos totales de la Nación. Pero estos aportes son mayores al compararlos con los ingresos corrientes y tributarios; la



Tanque de la refinería y, al fondo, la bahía de Cartagena, 2011.

actividad que en 2009 contribuyó con el 3,69% del PIB, provee una proporción de los recursos fiscales que es 4,7 veces mayor. Es un aumento sustancial que apunta a una fiscalidad cada vez más dependiente de la actividad petrolera, sujeta a los dictámenes del complejo e inestable mercado internacional del crudo. La emergencia del petróleo como un activo financiero en las bolsas de valores se ha identificado como fuente de inestabilidad y como una de las principales razones de los cambios de precios en 2008 y 2009, ya que los precios futuros se desvincularon de las variables fundamentales de oferta y demanda. De ahí que, en la reunión a nivel ministerial del *International Energy Forum* (IEF), se haya exigido su regulación para evitar la inestabilidad (IEF, 2010).

La tabla 2 (pág. 442) presenta las modificaciones a la estructura tributaria del país relacionadas con la renta petrolera y la política macroeconómica que configura el modelo de desarrollo actual del país. Es de notar, en primer lugar, la baja tributación, que en 2009 representó el 8,3% del PIB, cuando el nivel de desarrollo de Colombia bien podría representar entre el 15 o el 17%, lo que arroja un déficit impositivo cercano al 8% del PIB, es decir igual al ciento por ciento del recaudo (Perry et ál., 2006: 202); en segunda

instancia, el peso de los impuestos indirectos, especialmente el Impuesto al Valor Agregado (IVA), con el 5,1% del PIB o el 61% del total de impuestos. En 2009 el recaudo de impuestos indirectos (IVA más gravámenes a las importaciones) representó el 80,5% del recaudo tributario total, un aumento de 7,5 puntos porcentuales respecto de 2000. El aumento de los ingresos y recaudos por la extracción minera no disminuyó el peso del IVA en el total de impuestos, con lo cual hubiera cambiado el sesgo recaudador y poco o nada distributivo de la política fiscal. Por otra parte, los subsidios sobre los productos han disminuido.

La renta petrolera es un ingreso (cargado a la empresa petrolera pública, mientras fue empresa estatal, y a las empresas extranjeras asociadas) que tiene cero o bajo costo político doméstico, pues no grava el capital ni los ingresos de otras fuentes y actividades. Esta renta permite ejercer un gasto público más elevado que el que se derivaría de los impuestos y de la política fiscal astringente, característica de la macroeconomía colombiana. En principio, si no se dispara el consumo, con menores tasas de impuestos, habría mayor ahorro e inversión productiva. Se podría argumentar que las inversiones productivas

Tabla 1. Inversiones en exploración, pozos perforados y reservas añadidas (1987-2009)

Año	Inversión Exploración			Pozos A3	Reservas añadidas	Producción año MM/B	Tasa de reposición de reservas	Inversiones totales	
	Asociadas	Ecopetrol	Total					Barril*	Pozo***
1978-2009	177,9	79,3	257,1	35	187,6	160,1	160,7	2,7	10,5
1978-1989	142,3	36	178,4	40,5	202,3	79,6	263,9	2	4,5
1990-1994	223,1	34,6	257,7	28,6	391,2	161,3	243,8	2	12,5
1994-1999	240,5	40,2	280,8	20,9	224,8	205,9	132,5	3,7	18,1
1999-2003	151,1	39,5	190,6	16	72,2	235,3	32,1	1,4	13,7
2003-2009	155,1	227,7	382,8	55,1	170,1	204	84	3	7,3
2008-2009	115	484	599	85,5	139,8	229,7	58,8	6,4	7,2

* Dólares por barril añadido. ** Incluye las inversiones de la ANH. *** Millones de dólares

Fuente: la autora, basada en Ecopetrol (2005)



podrían dirigirse a ampliar la capacidad de la producción nacional para penetrar los mercados mundiales de los bienes en los que ya ha demostrado capacidad competitiva y en nuevos productos en los cuales se hayan generado nuevas capacidades. Así, el peso de Colombia en el mercado mundial y en el de sus socios comerciales más consolidados crecería, o por lo menos no retrocedería.

La revaluación, por su impacto sobre los costos de producción de los sectores intensivos en uso de factores domésticos, elimina total o parcialmente el efecto derivable de la menor tributación. En consecuencia se registra el descenso de los sectores transables, agricultura y manufactura, en la generación del PIB; y el empleo y estos dos sectores pierden capacidad de penetrar mercados externos. Este es uno de los impactos nocivos de las bonanzas externas, petroleras y de otros orígenes, como el café, las remesas o los flujos de capitales externos, por los cuales es necesario mitigar la apreciación de la tasa de cambio real (Krugman, 1987; Puyana et ál., 2002).

El peso se ha revaluado durante largos períodos, alterando la baja la relación entre los sectores transables y los no transables. En 2009 se calcula la apreciación del peso en un 20% respecto de 2000. Sumada a la caída de los aranceles, esta apreciación (discutida en el capítulo de Martínez en este volumen) ha minado la capacidad de competir en los mercados interno y externo, con impactos claros sobre el resto de la economía. La participación de los sectores transables (agricultura y manufacturas) cayó del 18,1% en 1998 (y del 14,5% en 2000) al 13,5% en 2009.⁸ La otra cara de la moneda es, por supuesto, el ascenso de los servicios al 67,2% del PIB en 2009. Según cálculos de la autora, en 2010 el índice de enfermedad holandesa (la diferencia en el peso

de los sectores transables registrados y los sugeridos por Chenery et ál. (1987)⁹ fue un 60% superior al registrado en 1998. Esta fractura en la estructura del PIB va acompañada de cambios en la estructura sectorial del empleo y por retrocesos similares en la productividad total de la economía y mermas sostenidas de la participación de las exportaciones colombianas en los mercados externos.

La exposición de la economía colombiana a la competencia externa

En 2009 las importaciones representaron el 18% del PIB (eran el 14% en 1960) y las exportaciones el 16%, para un coeficiente externo del 34% del PIB. Este valor es menor al registrado por Chile o México (70% y 61% respectivamente), por ejemplo. Colombia acumuló en esos años un déficit comercial que oscila entre el 5% y el 3% del producto, no obstante el aumento del volumen y el valor de las exportaciones de petróleo y carbón. Ese déficit está relacionado con la trayectoria de la revaluación cambiaria, mantenida por décadas como un instrumento antiinflacionario. La revaluación se ha eliminado, o reducido solo brevemente, a consecuencia de la crisis de 1998 o previamente a la reducción arancelaria años antes.

Los efectos distributivos de la tasa de cambio inducen intereses divergentes entre el trabajo y el capital y entre diversos segmentos de este. Estos intereses se expresan en la conformación de alianzas para ejercer presión. De la fortaleza del cabildeo de cada grupo depende el resultado.

La política cambiaria ha de resolver una permanente tensión entre estabilidad, flexibilidad y competitividad (Faia et ál., 2008). Por lo general, los países con episodios largos de hiperinflación (Argentina,

Páginas 440-441: atardecer en Caño Limón, 2010.

Detalle de las instalaciones de la estación El Porvenir, Meta, 2011.

Brasil) tienden a preferir la estabilidad, mientras los de mayor estabilidad (Colombia) opten por tasas de cambio flexibles. Los sectores exportadores, especialmente los relacionados con la agricultura, tienden a defender una tasa de cambio devaluada en contraposición a las actividades industriales, con alto componente importado, insumos y bienes de capital (Frieden et ál., 2000). Los orígenes de la revaluación son muy diversos y su efecto sobre los costos de producción afecta más aquellas actividades de uso más intensivo de los factores domésticos y en menor grado a los de mayor contenido importado. Por ello, la revaluación puede estimular, como en México, la sustitución de valor agregado y empleo nacionales, por importados (Puyana et ál., 2009). Desde esta óptica, los empresarios y los trabajadores vinculados a la producción de bienes importables y exportables, intensivos en mano de obra y tierra y otros factores domésticos, estarían interesados en mantener la tasa de cambio en nivel competitivo. Es probable que los pequeños y medianos productores agrícolas y manufactureros resientan la revaluación, pero no cuenten con la capacidad

organizativa para hacer oír sus reclamos. Los grandes productores que hayan diversificado su portafolio y tengan inversiones financieras pueden no estar interesados en apoyar una tasa de cambio más competitiva.

Las alianzas que se forman para presionar medidas que favorezcan o desfavorezcan determinada política dependen de la disponibilidad relativa de factores productivos y de los precios externos. Según Rogowski (1989), los factores abundantes se beneficiarían del libre comercio y de una tasa cambiaria que promueva las exportaciones; los factores escasos, de la protección y la apreciación cambiaria. Colombia es un país con abundante dotación relativa en mano de obra y limitada y concentrada de capital y tierra. En estas condiciones, siguiendo a Rogowski, los capitalistas y los grandes propietarios rurales se aliarían para defender posiciones proteccionistas y una tasa de cambio revaluada, en tanto el trabajo, y los pequeños productores, cerrarían filas en favor del libre cambio y una tasa de cambio competitiva.

Bates (1997) sugiere que desde los años cincuenta la Federación Nacional de Cafeteros se alió con la ANDI a favor de la protección del mercado nacional y de tasas

Tabla 2. Política tributaria en Colombia e ingresos petroleros (1998-2009)

	1990	1998	2000	2005	2009
Impuestos % PIB	10,38	9,44	7,18	8,03	8,34
Impuesto al valor agregado (IVA) % PIB	2,82	3,81	4,4	4,9	5,1
Derechos e impuestos sobre importaciones % PIB	0,8	1,34	0,99	1,32	1,63
Impuestos sobre los productos % PIB	2,81	2,56	2,47	1,8	1,8
Subvenciones sobre los productos % PIB	-0,37	-0,35	0,21	0,18	0,14
Impuesto al valor agregado (IVA) % total de impuestos	23,3	25,9	60,69	61,32	61,02
IVA e impuestos a las importaciones % total de impuestos	29,9	35,6	73,35	77,62	80,5
Renta petrolera % PIB	2,57	3,39	2,68	2,6	3,09
Transfers totos Ecopetrol % ingresos tot, nación	14,5	12,9	23,1	16,2	25,41
Transfers totos Ecopetrol % ingresos tributarios tot, nación	30	14,6	26,6	17,3	36,5

Fuente: la autora basada en información de Ecopetrol, Banco de la República, Ministerio de Hacienda

8. Entre 1998 y 2009 la participación de la agricultura y las manufacturas en el PIB descendió del 18% al 8,5% la primera, y al 13,5% las segundas.

9. La fórmula para el cálculo de la participación de los sectores transables en el PIB y el empleo totales de Chenery (1987) fue actualizada en Syrquin et ál. (1989).



de cambio múltiples. Con el desmonte del modelo sustitutivo, los intereses cambiaron y las alianzas se redefinieron, en la línea de Rogowski (1989). Hasta finales de la década de los ochenta, la Federación Nacional de Cafeteros, al contar con una tasa de cambio especial y por la existencia del Acuerdo Internacional del Café y del Fondo Nacional del Café, tenía interés en mantener precios internos elevados y no en una tasa de cambio competitiva; así evitó contradicciones con otros grupos de presión (Jaramillo et ál., 1999).

Con la liberalización y la finalización del Acuerdo Internacional del Café y del Fondo Nacional del Café, la tasa de cambio adquirió centralidad; pero ese interés varía si son campesinos medianos y pequeños, productores con deudas bancarias o comercializadores. El interés del sector financiero, ya que capta recursos en el mercado mundial y coloca crédito en el doméstico, se beneficia con la apreciación cambiaria. En el lado opuesto están aquellos productores de bienes transables que se financian en el mercado de capitales interno, por lo cual favorecen la devaluación en oposición a los que tienen deudas en moneda extranjera.

En parte por los efectos de revaluación y en parte por la ausencia de investigación y desarrollo en ventajas competitivas, la producción nacional ha retrocedido en los mercados nacional y externo. Ese retroceso puede informar sobre afectación de intereses de los productores de bienes intensivos en trabajo e insumos domésticos (flores, café, textiles...) y de aquellos que exportaron antes de la liberalización, al amparo de los estímulos de la sustitución de importaciones. Mucho se ha comentado y es ejemplar de lo que se ha expuesto: el retroceso de Colombia en el mercado mundial del café. Pero el decaimiento no se limita al café: en 1960 Colombia concentró el 0,3 del total de las exportaciones mundiales y el 0,04 del intercambio global de manufacturas; en 2009 esa participación había descendido en un 33% en el caso del intercambio total y en el 25% en el de manufacturas.¹⁰ El decaimiento se agudizó después de 1986, cuando el retroceso de las exportaciones mundiales en el intercambio global de textiles y confecciones es importante, si bien se parte de cifras considerablemente inferiores a la unidad, como se ve en la tabla 3 (pág 448). La valoración de esta evolución ha de considerar si los factores (tierra, mano de obra y capital) que salen de estas actividades se trasladan o no a otras más eficaces, e indagar en qué medida la escalada de los costos de producción es atribuible a la revaluación cambiaria resultante del manejo de los ingresos mineros y de otros, como las remesas, o a factores internos como el pleno



empleo de la tierra y de la mano de obra destinables a los bienes exportables intensivos en estos. Parte de la renta petrolera podría dedicarse a desarrollar actividades productivas eficaces y de elevada intensidad en el uso de la mano de obra. Para efectos de la equidad y la reducción de la pobreza importan no solo las tasas de crecimiento, sino también el tipo de crecimiento y la intensidad laboral de los sectores que lo jalonen. El sector agrícola tiene elevada intensidad laboral y potencial de crecimiento de la productividad, siempre que se estimulen tanto la absorción de trabajo como el crecimiento de la productividad. En este sentido, estudios del Banco Mundial sugieren que en Colombia habría más crecimiento y mayor reducción de la pobreza si se privilegiara

Detalles de las instalaciones de la estación El Porvenir, Meta, 2011.

10. Cálculos de la autora basados en Banco Mundial (s. f.).

Tanques y llama de seguridad de la estación El Porvenir, Meta, 2011.

el mayor crecimiento del sector agrícola y se redujera el sesgo urbano de las políticas macroeconómicas y el gasto público (Perry et ál., 2006: 100-101, gráfico 5.8.).

Las importaciones colombianas totales en los rubros indicados ganaron terreno en el intercambio mundial, con lo que se sugiere avances en el contenido importado del abastecimiento de la demanda interna y posiblemente desplazamiento de mano de obra. En trabajos anteriores¹¹ se probó que el retroceso de casi todas las exportaciones colombianas en el mercado estadounidense era muy marcado, inclusive en productos que disfrutaron de importantes estímulos para crear ventajas comparativas dinámicas, como las flores, de acuerdo con una política exitosa de “suministro de insumos públicos”, señalada como ejemplo por Hausman et ál. (2003). El suministro de “insumos públicos” es una política sugerida por el Banco Mundial como requisito para fortalecer el sector privado y estimular las inversiones, particularmente las externas, que requieren apoyos especiales por su falta de familiaridad con el ambiente.

Esta acción es particularmente importante para contrarrestar lo que estos autores denominan el colapso del crecimiento generado por la caída de las ventas externas

de recursos naturales, a lo cual pueden responder mejor los países como Colombia, Bolivia o Malasia, con “selva abierta”, es decir, con posibilidades (tierra y humanos) de abrir frontera agrícola o de incentivar actividades de exportación intensivas en mano de obra (Hausmann y Rodrik, 2006). Estas recomendaciones recuerdan la famosa propuesta de Lewis conocida como *vent of surplus*, que permite expandir la oferta exportable sin incurrir en inflación por el uso de recursos productivos desempleados o parcialmente empleados. Actualmente los mayores excedentes de mano de obra de Lewis se encuentran en la economía campesina y en el sector informal urbano, el cual, dependiendo de la definición adoptada, oscila entre el 51% y el 60% de la fuerza laboral empleada (Flórez, 2003).

Uso y destinos de la renta petrolera. Un vistazo a lo ocurrido entre 1983 y 2010

La distribución de las regalías, que son parte de la renta petrolera, refleja la presión de los gobiernos y la fuerza de los grupos de opinión a favor de una



11. Ver Puyana (2001) y Puyana et ál. (2002).

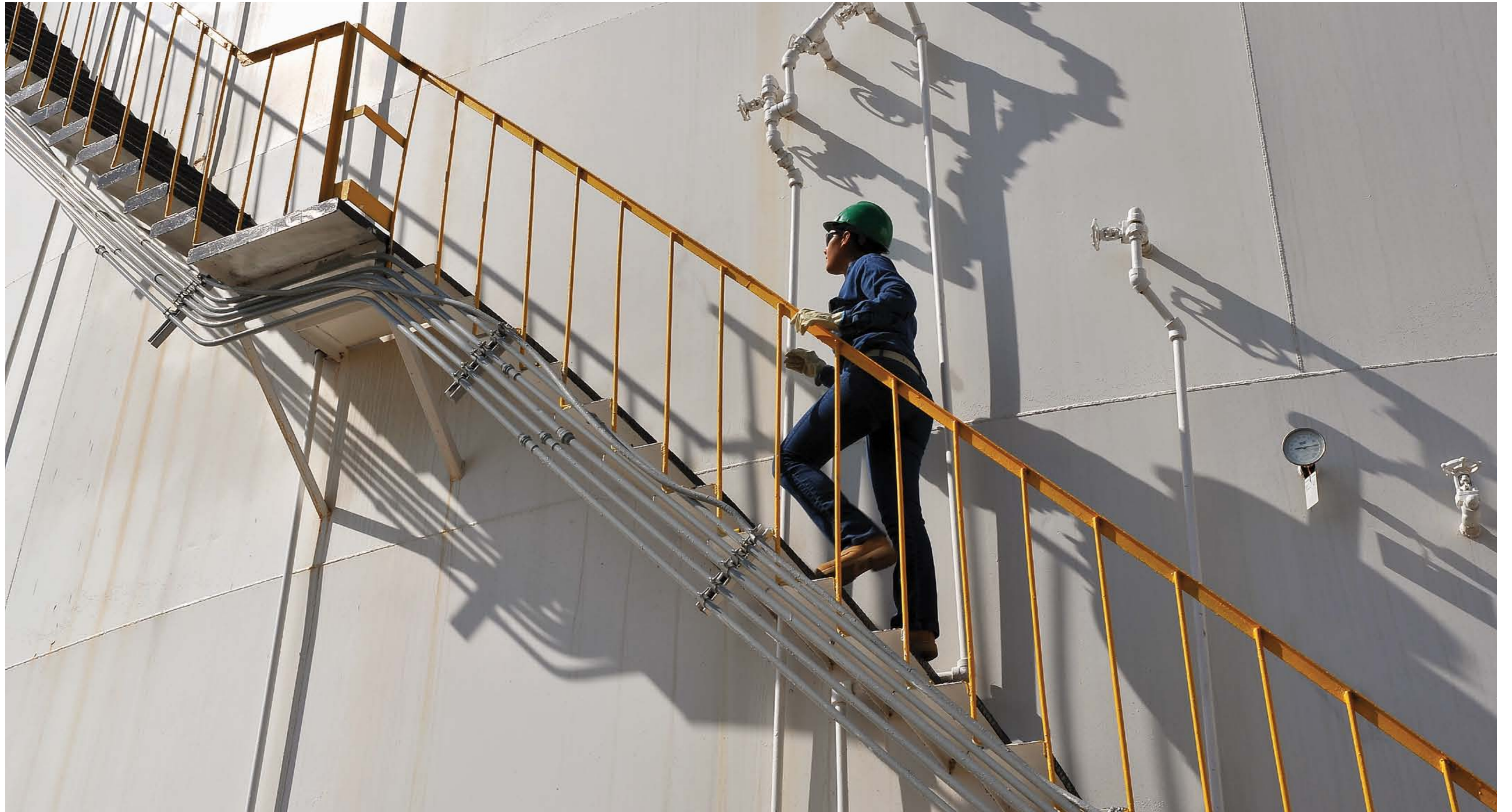


Tabla 3. Cambio en la participación de Colombia en el intercambio mundial (1980-2009)

	Agricultura	Alimentos	Manufactura	Textiles	Confecciones
Exportaciones	-49,5	-61,2	-14,5	-14,5	-35,8
Importaciones	44,9	42,3	6,8	241,9	25,7

Fuente: la autora basada en OMC (2011)

monetización acelerada de las regalías y por su distribución en contravía del carácter de bien público de los recursos del subsuelo, que dictaría una distribución de las regalías per cápita. Lo que se había anotado como una gran ventaja y un acierto de economía política, sacar las regalías del presupuesto nacional para ser transferidas directamente a las regiones por Ecopetrol, la entidad recaudadora, parece haber perdido lustre y es hoy severamente criticado por lo que se considera el gasto ineficaz, cuando no corrupto, de estos recursos por las autoridades locales, como se explica en la exposición de motivos del proyecto de acto legislativo No. 013 de 2010 (*Gaceta del Congreso* 577 de 2010).

Hoy, el 68% de las regalías se distribuye a las regiones, privilegiando la ubicación de los campos petrolíferos en producción y solo el 32% se destina al fondo de regalías, para asignarlo a los departamentos que no tienen ni producción, ni oleoductos, ni puertos de exportación. El Fondo de Regalías no se concibió como fondo de estabilización para convertir un ingreso temporal en permanente y así amortiguar los efectos de las variaciones de los precios externos en la economía nacional, especialmente en las finanzas públicas locales y centrales y en la capacidad de gasto del Gobierno.

El proyecto de acto legislativo No. 013 de 2010 propone subsanar esta falla con la creación de un Fondo de Estabilización a la chilena, cuya finalidad es absorber las fluctuaciones en el precio del petróleo y demás minerales para amainar sus efectos sobre los ingresos de las regiones. El nuevo Sistema General de Regalías está compuesto por el Fondo de Ahorro y Estabilización y el de Competitividad Regional, este último integrado a su vez por el Fondo de Compensación Regional y el de Desarrollo Regional, con los cuales se intenta reducir las desigualdades en ingreso y necesidades básicas que existen entre las regiones y dentro de estas.

La actual distribución de las regalías señala un sesgo desproporcionado a favor de las regiones asiento de los yacimientos de crudo, sin examinar

sus capacidades institucionales o productivas. Estas regiones tienen baja densidad de población y limitado desarrollo económico e institucional, condiciones propicias para que aparezcan en las localidades los efectos de la enfermedad holandesa, que se tratan de prevenir a nivel nacional y para que no constituyan un factor que distorsione y retarde su desarrollo económico. De la tabla 4 (pág. 450), que presenta la distribución por departamentos de las regalías y por concepto del Sistema General de Participaciones, se desprenden algunas conclusiones importantes. En primer lugar, la disparidad entre la participación de cada departamento en la población total y en las transferencias totales por la actividad petrolera, es decir las regalías a los municipios y las transferencias a los departamentos: mientras Antioquia concentró



Páginas 446-447: operaria de Ecopetrol sube a un tanque de la refinería de Cartagena, 2011.

Detalle de maquinaria en el pozo 30. Campo Rubiales, 2011.



Instalaciones de tratamiento de crudo CPF2. Campo Rubiales, 2010.

12. Para Casanare la razón es 18,2/0,7 y arroja un valor de 26, que indica en cuánto exceden las transferencias de aplicarse una distribución per cápita uniforme, libre de consideraciones distributivas o compensatorias. En Arauca y Meta son 14,4 y 6,8 mayores, respectivamente.

en 2009 el 13,3% de la población, percibió el 2,9% de las transferencias giradas al departamento y a sus municipios; en el otro extremo se ubica Casanare, con el 0,7% de la población y el 18% de las transferencias. El desequilibrio en otros departamentos productores es menor, pero igualmente importante.

Los departamentos petroleros y los de tránsito y puertos concentraban el 15,51% de la población, y percibieron el 54,23% de las transferencias totales acumuladas entre 1983 y 2010, un gran desequilibrio y punto focal de ineficacias e inequidad. Ese sesgo refleja el peso político y la sobrerrepresentación en el legislativo otorgada a estos nuevos departamentos en la Constitución Política de 1991 y, en opinión de la autora, responde más a motivaciones políticas que a un buen manejo de las regalías en el cual se combinen y equilibren los objetivos de equidad, eficacia y desarrollo a largo plazo. Una distribución equitativa

de un recurso nacional debería igualar la participación porcentual en las transferencias con la registrada en la población, de suerte que el cociente de las dos participaciones fuera igual a la unidad.

Ese balance no se ha logrado, como se ve en la línea 5 de la tabla 4 (pág. 450): en Casanare las transferencias son 26 veces mayores que las que resultarían de igualar las dos participaciones.¹² Las regiones productoras, y las de asiento de oleoductos y puertos, podrían recibir transferencias un tanto mayores que las sugeridas por su participación en la población nacional, para compensar el daño ecológico, reducir el rezago social y acelerar el crecimiento. Cuánto más es punto de debate. El nuevo sistema de regalías se propone reducir este sesgo regional y procurar mayor equidad, y para ello modifica los criterios de asignación y otorga mayor peso a la población y a la reducción de la pobreza y la desigualdad.

El Sistema General de Participaciones: ¿un mecanismo equilibrante?

La valoración de la economía política del petróleo y el efecto de las transferencias sobre el desarrollo socioeconómico nacional y regional han de considerar la política macroeconómica nacional (tema del capítulo de Martínez en este volumen), particularmente la política fiscal, de impuestos y de gasto y las transferencias. La política fiscal del país es deficiente en términos del monto recaudado como proporción del PIB, lo que sugiere que la renta petrolera no aumentó la capacidad de gasto del Gobierno, sino que redujo la presión impositiva, especialmente los impuestos directos. La disponibilidad de las regalías, en general de la renta petrolera, ha desalentado el esfuerzo fiscal, con consecuencias negativas para el Sistema General de Participaciones (SGP), ya que se reducen las transferencias que la Nación hace a los departamentos por este concepto y se restringe su capacidad de inversión para estimular la economía y superar, por ejemplo, las deficiencias en educación y capacitación de la fuerza laboral y en infraestructura física.

Si bien Colombia ha avanzado notoriamente en aspectos clave para el crecimiento económico y el desarrollo social como, entre otras, la escolaridad promedio de la población, el número de científicos dedicados a la investigación por millón de habitantes, y los kilómetros de carreteras pavimentadas, otros países

de similar nivel de desarrollo lo han hecho a mayor ritmo, por lo cual, según cálculos, en los últimos quinquenios la brecha ha crecido.

Las mediciones de este trabajo sobre la concentración de las transferencias por participaciones a los departamentos, ilustrados en las líneas 3, 6 y 7 de la tabla 4 (abajo), sugieren un limitado efecto compensatorio de las participaciones, que si bien reduce en algo la concentración registrada en las regalías, no la compensa totalmente. Por ejemplo, Antioquia y Nariño acusan un déficit importante en SGP respecto a su población, el cual permanece aún al sumar regalías y participaciones, como se ve en la línea 7 de la citada tabla. Resultados similares presentan los Ministerios de Hacienda y Crédito Público y de Minas y Energía (2010). En este panorama, no se han reducido las disparidades en desarrollo entre los departamentos del país.

Otro aspecto de la economía política general, y de la del petróleo, al ser componente de esta, es el efecto en la calidad de vida de la ciudadanía, la cual está ligada a la percepción de igualdad económica y social. La exclusión social creada por la desigualdad tiene, como la pobreza, efectos negativos sobre la estabilidad sociopolítica y sobre el crecimiento.¹³ Se ha probado que a mayor desigualdad, mayores son las tasas de crecimiento necesarias para reducir la pobreza por efecto del goteo de los sectores líderes al resto de la economía. También se ha aceptado que la pobreza restringe el crecimiento, creándose un círculo vicioso

	Antioquia	Arauca	Casanare	Bogotá
% de población	13,27	0,49	0,6	15,41
%regalías	2,88	10,2	26	0
%SGP	9,41	0,94	1,2	18,46
%reg+SGP	7,72	3,34	7,6	13,67
%reg/%pob	0,22	20,87	40,4	0
%SGP/pob	0,71	1,92	1,9	1,2
(%reg+SGP)/%pob	0,58	6,84	11,9	0,89
	Chocó	Meta	Nariño	Valle
% de población	1,1	1,7	3,6	9,9
%regalías	0	18,5	0,4	0
%SGP	1,7	1,8	3,8	6,5
%reg+SGP	1,3	6,1	2,9	4,8
%reg/%pob	0	10,6	0,1	0
%SGP/pob	1,5	1	1	0,7
(%reg+SGP)/%pob	1,1	3,5	0,8	0,5

Fuente: la autora, basada en Ecopetrol y DANE, Censos de Población

13. Así lo enfatizaron, al lanzar sus políticas sobre cohesión social para prevenir conflictos políticos, tanto el Consejo Europeo (Council Of Europe 2008 a y 2008b) como el gobierno británico en su informe sobre Comunidades y Gobiernos Locales (2009).



Detalle de maquinaria. Campo Rubiales, 2011.

14. Cálculos de la autora basados en Organización Mundial del Comercio, 2011; y Encuestas de Hogares del DANE (Encuesta Continua de Hogares 2002-2005 empalmada por MESEP y Gran Encuesta Continua de Hogares 2008 y 2009).

que se haya aprovechado plenamente esa posibilidad. El índice Gini de concentración del ingreso ascendió del 46% en 1892 al 57% en 2009.¹⁴

Las regalías per cápita

Las regalías distribuidas per cápita y acumuladas entre 1983 y 2010 a los departamentos del país repiten el sesgo antes mencionado, con repercusiones importantes en el uso de estas. Entre 1985 y 2010 el total acumulado de regalías per cápita, percibidas por cada habitante del país, equivalieron a \$42 millones constantes de 2009. Las regalías per cápita promedio en Arauca ascendieron a \$9 millones (una cifra 89 veces superior a la percibida por Antioquia). Esta concentración de las regalías en unos pocos departamentos con muy escasa población puede tener un efecto negativo en la concentración del ingreso, ya de por sí elevada, sin ser claro el efecto en términos de crecimiento del PIB no petrolero o de los indicadores sociales.

¿Cuáles son los municipios más beneficiados? Para un mejor entendimiento de la concentración de las regalías, se ha realizado un ejercicio similar al anterior a nivel municipal. En el país hay 189 municipios receptores de transferencias por petróleo, los cuales concentraron el 23% de la población de 2009 y el 25% de las regalías distribuidas, de lo cual se puede concluir que en estos no radica la concentración e inequidad de la política de transferencias. Se dividió el universo de los 189 municipios en dos conjuntos: aquellos que concentran una proporción de regalías superior a la de su población, un total de 81 municipios que se denominan “superavitarios”, y los 108 restantes que se denominan “deficitarios”, con participación en regalías inferior a su participación en población. (Ver tabla 5, pág. 452).

En el conjunto de los 81 municipios superavitarios es notorio el desequilibrio entre la población: 2,3 millones de habitantes (o el 5,0% de la población nacional) y su participación en las regalías, \$6,27 miles de millones (o el 17,5% de las regalías nacionales). Estos municipios, con el 21,6% de la población de los municipios petroleros, recibieron el 81,4% de las regalías a estos giradas; el resto de los municipios productores acusan un desequilibrio a nivel nacional y en el conjunto de los productores. Castilla la Nueva, que en 2010 tuvo una población de 8.200 habitantes, percibió un total de regalías por \$275 mil millones constantes de 2009. Este total acumulado implica que, de transferirse las regalías directamente

a los habitantes, cada ciudadano hubiera recibido un total de \$33,26 millones constantes de 2009, es decir unos \$13'300.000 anuales, lo que resulta en transferencias casi seis veces superiores al PIB per cápita nacional de ese año, dato importante que ratifica el sesgo en los criterios de transferencias. Al igual que lo registrado para los departamentos, las participaciones a los municipios no eliminan la concentración presentada en la tabla 5 (pág. 452).

Los efectos redistributivos de la puesta en bolsa de acciones de Ecopetrol

Si bien el objetivo principal de la venta del 10,1% por ciento del valor accionario de la empresa fue pasarla a la normatividad del derecho privado, esta medida tiene efectos administrativos y distributivos importantes. Además de las mejoras en los indicadores de desempeño en exploración antes mencionados, se evidencian mejoras en la relación costos/producción y entre el total de pasivos a activos, así como en las utilidades antes y después de impuestos (Puyana, 2009), pero lo más notorio es la gran rentabilidad y utilidades para aquellos que invirtieron en acciones. Como no existió reserva alguna que fijara un límite temporal para la reventa de estas, tan solo en las primeras 48 horas se vendieron acciones con una utilidad del 48%. El precio de cierre más elevado por acción (\$4.650) se registró el 11 de noviembre de 2010, el cual arroja una utilidad del 77%, calculado

sobre el precio inicial, según algunos analistas ampliamente subvaluado.¹⁵ El 2 de abril de 2011, la rentabilidad anual sería de un 59% aproximadamente, según datos de Ecopetrol (2011b), lo cual ubica a la empresa como la más rentable del país.¹⁶ Los accionistas han recibido beneficios a tasas más altas que las correspondientes al crecimiento de las regalías y de las transferencias totales de Ecopetrol, como proporción del PIB o de los ingresos totales de la Nación. Si a esta valorización de las acciones se añaden los dividendos, también al alza, se puede visualizar la importante ganancia de esa proporción de ciudadanos que adquirió acciones, las transó o se limita a percibir dividendos.

Conclusiones

Sin ser Colombia un país petrolero ni estar petrolizada su economía, sí ha disfrutado de grandes recursos generados por la explotación de yacimientos petroleros que han contribuido a las arcas públicas y han aportado divisas y recursos de acumulación de capital para el crecimiento de la economía. No obstante, se perciben síntomas de los reconocidos nocivos efectos de poseer riquezas mineras que generan rentas a la Nación y centrar el desarrollo del país en torno a estas. Los peligros son el exceso de gasto y el descuido de otras fuentes de empleo e ingresos, los cuales se agudizan por la inestabilidad de los precios y el carácter finito de las reservas. La economía política de los recursos mineros

*Página opuesta:
Refinería de Cartagena,
2010.*



15. Puyana (2009) sintetiza la discusión en torno a este punto.

16. Lamentablemente no fue posible obtener información sobre la estructura de la propiedad de las acciones que permita estimar si se ha concentrado o no. Entre los accionistas no controladores figuran fondos de pensiones y otras instituciones de amplia membresía.

Tabla 5. Distribución de las regalías y de la población en los municipios productores (1983-2010) en miles de pesos de 1994 y habitantes

Municipios productores		
	Regalías (millones)	Población
Total municipal	7.704.593	10.540.423
Total nacional	35.898.255	45.508.205
Municipios con superavit* (81)		
Acumulado	6.270.417	2.274.037
% Del total municipal	81,39%	21,57%
% Del total nacional	17,47%	5,00%
Municipios con déficit* (108)		
Acumulado	1.434.177	8.266.386
% Del total municipal	18,61%	78,43%
% Del total nacional	4,00%	18,16%



*Página opuesta:
Plataforma en la
terminal de Coveñas,
2010.*

debe conciliar los intereses a largo plazo de la Nación y evitar que las medidas a corto y mediano plazos, necesarias para el desarrollo del petróleo, contradigan los requerimientos más permanentes del desarrollo.

En opinión de la autora, la política pública originada en el petróleo debe atender, teniendo en mente las circunstancias particulares de su potencial en hidrocarburos, como son modestas y relativamente costosas reservas, los siguientes frentes: 1) mantener la vida útil de las reservas; 2) evitar el deterioro de los sectores transables y las oportunidades de empleo e ingreso de la población; 3) consolidar la capacidad de su aparato productivo de competir en los mercados nacional e internacional; y 4) reducir la desigualdad y la pobreza, como factores que afectan negativamente la estabilidad sociopolítica y el crecimiento económico. Según los resultados obtenidos en este estudio, si bien se ha avanzado en la primera tarea, no se han superado aún los efectos de los años durante los cuales se agotaron las reservas. En cuanto a las tareas de los numerales restantes, hay aún mucho por hacer. De todas formas, es necesario enfatizar que la economía política del petróleo actúa en un marco económico general, y que estos resultados no pueden ser, por lo tanto, atribuidos exclusivamente a la disponibilidad de petróleo ni a sus esporádicas bonanzas.

Hay un marco general que apunta a, por ejemplo, privilegiar la estabilidad del crecimiento y al Estado pequeño, con sus secuelas de baja tributación y limitada capacidad de impactar en los factores que obstaculizan el desarrollo. La evolución del índice Gini de concentración del ingreso sugiere que, no obstante la voluntad política para reducir las desigualdades, implícita en los compromisos derivados de la Constitución de 1991 y de las decisiones de las Cortes en el reconocimiento de derechos ciudadanos, muy poco o nada se ha logrado en esa dirección a pesar del aumento del gasto social y la política de distribución territorial de las regalías. A pesar de los elementos expansionistas de la Constitución de 1991, en 2009 el gasto en consumo final del Gobierno representó el 15,6% del PIB, una proporción moderada, menor a la de Brasil, Argentina, Corea y Estados Unidos, y similar a la de Chile. Por otra parte, a pesar de la relativa mayor estabilidad de la economía, Colombia no ha reducido la brecha en desarrollo, medida por el PIB per cápita, que la separa tanto de países desarrollados como Argentina, Brasil, Chile, México y Perú. Entre 1980 y 2010, la distancia en PIB per cápita de Colombia se amplió en un 60% respecto al de Estados Unidos, en un 126% en relación con Chile y, en proporciones menores pero importantes, en relación con Brasil, México y Perú.

Bibliografía

- Auty, R.** 1993. *Sustaining development in mineral economies: the resource course thesis*. Routledge. Londres.
- Banco Mundial.** 2005. “Estudio comparativo sobre la distribución de la renta petrolera en Bolivia, Ecuador y Perú”. Programa de asistencia a la gestión del sector de la energía. Agosto. Washington, D. C.
- Bates, R.** 1997. *Open-economy politics: The political economy of the world coffee trade*. Princeton University Press Princeton, NJ.
- Brisdale, N.** 2003. The World is Not Flat: Inequality and Injustice in our Global Economy, WIDER. Annual Conference (Recuperado de http://www.wider.unu.edu/publications/annual-lectures/en_GB/AL/).
- Ecopetrol.** 2005. (Estadísticas de la Industria Petrolera).
- Faia, E. M y Giuliodori and M. Ruta,** 2008, “Political pressure and exchange rate stability in emerging market economies”, *Journal of Applied Economics* 11, 1-32
- Frieden, J., P. Ghezzi y E. Stein** (2000); “Politics and exchange rates in Latin America”, 2000 Inter-American Development Bank Research Network. Working Paper No. R-421. Washington, D. C.
- Flórez, C. E.** 2003. “Migration and the urban sector in Colombia”. Trabajo presentado en la Conferencia sobre Migración Africana en Perspectiva Comparativa.
- Fontaine, G.** 2010. *Petropolitica. Una teoría de la gobernanza energética*. Flacso. Ecuador. Instituto de Estudios Peruanos (IEP). Lima
- Fontaine, G. et ál.** 2007. “Introducción”. En Fontiane y Puyana. *La guerra del fuego*. Flacso. Quito.
- Frieden, J.** 1991. *Debt, Development, and Democracy*. Princeton University Press. Princeton, NJ.
- Goodwin, N. et ál.** 2009. *Macroeconomics in context*. ME Sharper. New York-Londres.
- Hausmann, R. et ál.** 2003. “Economic Development as Self-discovery. *Journal of Development Economics*. Vol. 72: 603-633. 2 de diciembre.
- Hotelling, H.** 1931. “The Economics of Exhaustible Resources”. *The Journal of Political Economy*, volumen 39, No 2, abril 1931.
- International Energy Forum** (IEF). 2010. “Ministerial Declaration” (Recuperado el 17 de abril de 2010 en <http://www.ief.org/Events/Documents/CANCUN%20MINISTERIAL%20DECLARATION.pdf>).
- Jaramillo, J., R. Steiner y N. Salazar.** 1999. “The Political Economy of Exchange Rate Policy in Colombia.” IADB Working Paper R-366. Washington, D. C.

- Kart, T. L.** 1997. *The Paradox of Plenty*. University of California Press. London.
- Krugman, P.** 1987. “The Narrow Moving Band, the Dutch Disease and The Competitive Consequences of Mrs. Thatcher on Trade in the Presence of Dynamic Scale Economies”. En *The Journal of Development Economics*. Vol. 27: 41-55.
- Ministerios de Hacienda y Crédito Público y de Minas y Energía.** 2010. Proyecto de Acto Legislativo “Por el cual se constituye el Sistema General de Regalías, se modifican los artículos 360 y 361 de la Constitución Política y se dictan otras disposiciones sobre el régimen de regalías y compensaciones”.
- O’Connor, H.** 1962. *World Crisis in Oil*. Monthly Review Press. New York.
- Obama, B.** 2011. “Barack Obama and Joe Biden: New Energy for America”. (Recuperado el 10 de abril de 2011 en: http://www.barackobama.com/pdf/factsheet_energy_speech_080308.pdf).
- Orihuela, C. et ál.** 2011. *The Political Economy of Managing Extractives in Bolivia, Ecuador and Peru*. Manuscrito suministrado a Puyana, A. por los autores.
- Palacios, M.** 2003. *Colombia. Entre la legitimidad y la violencia*. Grupo Editorial Norma. Bogotá.
- Perry, G. et ál.** 2006. *Reducción de la pobreza: círculos virtuosos y círculos viciosos*. Banco Mundial y Mayol Editores. Washington-Bogotá.
- Puyana, A.** 2011. Crecimiento económico, desigualdad y pobreza en América Latina ¿una historia de nunca acabar? En imprenta en Barba Carlos, 2011. *Las transferencias monetarias condicionadas y los derechos ciudadanos en América Latina*. Clacso. Fundación Carolina.
- Puyana, A.** 2009a. ¿Qué pasa con el petróleo colombiano? *América Latina Hoy*. Vol. 53: 15-42. Diciembre.
- Puyana, A. et ál.** 2009b. *México, de la crisis de la deuda al estancamiento económico*. Colmex. México.
- Puyana, A. et ál.** 2002a.-“Colombia prospects for the Oil Industry”, *Cambridge Energy Research Associates, cera*, Estados Unidos, agosto 2002.
- Puyana, A. et ál.** 2002b. *La economía política de las expectativas petroleras*. Unal, Flacso, Tercer Mundo editores. Bogotá.
- Puyana, A.** 2001. “El comercio exterior colombiano. ¿Se lograron niveles superiores de competitividad?”. Trabajo elaborado para el Departamento Nacional de Planeación. Bogotá.
- Puyana, A. y J. Dargay.** 1997. Competitividad del Petróleo Colombiano. Una revisión de factores

externos. CRESET-COLCENCIAS, Bogotá, Segunda Edición.

Rogowski, R. 1989. *Commerce and Coalitions: How Trade Affects Domestic Political Alignments*. Princeton University Press. Princeton, NJ.

Shaffer, E. H. 2006. “Canada’s Oil and Imperialism”. *Journal of Political Economy*. 35(2).

Syrquin, M. y Chenery, H. 1989. “Three Decades of Industrialization”. *World Bank Econ Rev.* 3(2): 145-181.

Consultas por internet

Banco de la República. “Producto interno bruto trimestral a precios constantes de 2000, Grandes Ramas de Actividad Económica” (Recuperado el 15 de enero de 2011 de http://www.banrep.gov.co/estad/dsbb/srea5_001.xls).

Banco Mundial. (s. f.). “World Development Indicators” (Recuperado el 15 de febrero de 2011 en <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do?Step=3&id=4>).

British Petroleum. 2011. *Statistical Review of World Energy* (Recuperado en: <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>).

Butler, N. 2011. “How we can end Europe’s energy squeeze?”. *The Financial Times*. (Recuperado el 6 de enero de 2011 de <http://www.ft.com/cms/s/0/425d52cc-19cd-11e0-b921-00144feab49a.html#ixzz1BgMHn3MN>).

Communities and Local Government. 2006. *The State of the English Cities. Report and Data Base*. Cap. 5, pp. 109-154. Marzo (Recuperado el 26 de marzo de 2009 en <http://www.communities.gov.uk/archived/general-content/citiesandregions/publicationscities/state/>).

Council of Europe. 2008a. “31e Report Of High-Level Task Force On Social Cohesion Strasbourg”. 28 de enero de 2008. Consejo de Ministros de la de la UE (Recuperado en http://www.coe.int/t/dg3/default_en.asp).

Council of Europe. 2008b. “Well-being for all-Concepts and tools for social cohesion”. *Series Trends in Social Cohesion* 20. (Recuperado el 30 de marzo de 2010 en http://www.coe.int/t/dg3/socialpolicies/socialcohesiondev/trends_en.asp).

DANE. Encuesta Continua de Hogares 2002-2005 empalmada por MESEP y Gran Encuesta Continua de Hogares 2008 y 2009. (Recuperada el 28 de 2010

en: <http://www.dnp.gov.co/PortalWeb/LinkClick.aspx?fileticket=XRlu7vWhAcE%3D&tabid=337>).

Doran, P. 2009. “Collective Energy Security: A New Approach for Europe”. *Journal Of Energy Security*. 19 de febrero de 2011. (Recuperado en http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=section&layout=blog&id=20&Itemid=341).

Ecopetrol. 2005. Vicepresidencia de Producción. Recuperado en <http://www.ECOPETROL.com.co/especiales/estadisticas2005/exploracion/inversiones-ECP-explor-directa.htm>

Energy Information Administration (EIA). 2011. “International Energy Outlook” (recuperado el 29 de enero de 2011 en <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>).

Energy Information Administration (EIA). 2011. “Short Term Energy Outlook”. 12 de abril de 2011 (Recuperado el 17 de abril de 2011 en <http://www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/>).

Energy Information Administration (EIA). 2010. *International Energy Outlook 2010*, recuperado en: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>).

Hausmann, R. et ál. 2006. “Doomed to choose. Industrial Policy as Predicament”. (Recuperado en http://www.hks.harvard.edu/var/ezp_site/storage/fckeditor/file/pdfs/centers-programs/centers/cid/growth/events/20060909/hausmann_doomed_).

Ministerio de Hacienda y Crédito Público. 2010. “Exposición de Motivos” (Recuperado el 23 de marzo de 2011 en: <http://www.minhacienda.gov.co/portal/page/portal/MinHacienda/ARTICULADO%20Y%20EXPOSICION%20DE%20MOTIVOS%20DE%20PROYECTO%20DE%20SOSTENIBILIDAD%20FISCAL.pdf>).

OPEP. 2010. *World Oil Outlook 2010*. (Recuperado el 3 de marzo de 2011 en: http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO_2010.pdf).

Organización Mundial del Comercio (OMC). 2011. “Estadísticas de comercio mundial”. (Recuperado el 3 de marzo de 2011 en: <http://stat.wto.org/StatisticalProgram/WSDBStatProgramSeries.aspx?Language=E>).

Sachs, J. D. et ál. 1995. “Natural resource abundance and economic growth”. NBER Working Paper. No. 5398.

Sismondi, J. C. L. S. 1815. *Political Economy* (Recuperado el 2 de enero de 2011 en <http://socserv.mcmaster.ca/~econ/ugcm/3ll3/sismondi/poliec>).





*Páginas 458-459:
amanecer en la refinería
de Barrancabermeja,
aspecto parcial, 2011.*

*Detalle del complejo
petrolero de
Barrancabermeja,
2011.*

CAPÍTULO 10. AUGE Y LEGADO DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN

Rodolfo Segovia

Expresidente de Ecopetrol y exministro de estado.

El entorno inicial

Con el fin de la Segunda Guerra Mundial comenzó en los grandes países productores de petróleo la agitación por la participación en las rentas del recurso y por el control de su explotación. En 1960 se fundó la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). El eco en Colombia inspiró el diseño del contrato de asociación con Ecopetrol como fideicomisario del subsuelo desde 1969. Gradualista, como tantas otras cosas en el país, marcó el tránsito del sistema de concesión hacia un mayor control de los hidrocarburos y un mayor porcentaje de la renta. Ambas cosas, mayor injerencia y mayores ingresos, eran aspiraciones sentidas. El contrato constituyó un hito en la historia de las relaciones con las compañías petroleras internacionales (IOC). Recogió dispersos elementos de legislación y contratación, propios y ajenos, y los volcó en un sencillo contrato de adhesión.

Tanto la suscripción de los contratos como su clausulado fueron desde el principio competencia exclusiva, con el natural telón de fondo político y la aprobación proforma del ministerio de Minas y Energía, de la junta de Ecopetrol y no estuvieron sujetos a condicionamientos administrativos por parte del alto gobierno o de los legisladores. A través de los años se introdujeron cambios al contrato, pero estos tuvieron que ver, no con su esencia, sino con modificaciones en las cláusulas económicas para acomodarlas a las coyunturas del negocio petrolero o al imaginario que del negocio tenían los colombianos.

En plena Guerra Fría y en medio de vehementes exigencias de nacionalización por las izquierdas y clamor por incrementar la tajada de la renta petrolera, el ministro de Minas y Petróleos, Carlos Gustavo Arrieta, escogió un camino que había madurado largamente¹. La ley que tramitó ante el Congreso a finales de 1969 nació como la respuesta colombiana a las relaciones de las IOC con los países anfitriones.²

Eventos como la expropiación mexicana de la industria petrolera en 1938 y, sobre todo, la ley venezolana de petróleos de 1943 (con sus ramificaciones en Oriente Medio) que estableció la división de la renta por mitades entre la nación y las compañías, fueron referentes para el contrato de asociación. México inspiró la agitación sindical que precedió la constitución de Ecopetrol entre 1947 y 1951, al revertir la Concesión de Mares. El ejemplo de Venezuela condujo a estudiar más a fondo la contribución de las concesiones petroleras a la economía colombiana y a experimentar por caminos jurídicos los medios para incrementar la participación nacional, sin desestimar la búsqueda de hidrocarburos.

No es del caso recontar aquí en detalle los pintorescos y revolucionarios eventos petroleros en el mundo previos al contrato de asociación. Baste señalar que con la irrupción de la cultura del petróleo, los países dueños del recurso pusieron en jaque a las naciones más poderosas y ricas del universo y lograron capturar casi la totalidad de la renta proveniente de los hidrocarburos. Las IOC, que habían sido amas del negocio, se vieron obligadas a abandonar el unilateralismo impuesto a países aislados.

1. Fue ministro desde septiembre de 1965 hasta agosto de 1970, el titular que más largamente ha permanecido frente a la cartera

2. Para la historia del petróleo desde 1859, ver el excelente estudio de Yerguin, Daniel, *The Prize*, Nueva York, 1991.



“El precio del petróleo en Medio Oriente... y el del café en América Latina”, caricatura de Peter Aldor, 1977.

Del ambiente de pugnacidad entre grandes productores y consumidores nació una oportunidad para geografías donde el petróleo no era obvio. El productor de petróleo de bajo costo cedió terreno ante el suministrador seguro, aun si había que buscar petróleo debajo del mar del Norte, en la tundra de Alaska o en las junglas de Suramérica. El potencial petrolero colombiano adquirió un modesto relieve. Esta coyuntura fue un crisol próximo para la aceptación y el éxito relativo del contrato de asociación.

Internamente, la marginalidad petrolera colombiana no era percibida con claridad o agrado. Hasta 1969, la relación de hallazgos comerciales a pozo exploratorio había sido en Colombia de 1 a 13, proporción

mediocre para un país tercermundista, que además, tampoco se distinguía por sus grandes depósitos. En 50 años se descubrieron un gigante en De Mares y tres yacimientos significativos con más de 200 millones de barriles de reservas en Casabe, el Catatumbo y al final del período en el Putumayo.³

La proximidad de Venezuela, con sus abundantes reservas petroleras, complicaba la percepción. Los colombianos deseaban que en su patria apareciera tanto crudo como donde los vecinos y no entendían que, por la subducción de las placas tectónicas en las paleofronteras marinas del país y la orogénesis de sus tres cordilleras andinas, el ambiente geológico era distinto y menos favorable.

3. El libro de Yerguin no contiene referencia alguna a Colombia.

Carlos Gustavo Arrieta, ministro de Minas y Petróleos de Carlos Lleras Restrepo, tramitó ante el Congreso la Ley 20 de 1969 sobre la contratación y manejo de las reservas petrolíferas del país.

La difundida noción de que, dentro del reparto universal de los grandes actores de la industria, Colombia era un país de reserva petrolera, nacía de exageradas nociones sobre la riqueza de sus entrañas. La laxa normatividad del régimen de concesiones que permitía la congelación de extensos territorios sin taxativas obligaciones exploratorias reforzaba la idea. La realidad imaginada era más halagüeña que la del tacaño rendimiento del subsuelo. Colombia no era tanto un país de reserva como un país, a los precios por barril de entonces, petroleramente inconsecuente.

El petróleo en Colombia, como en tantas partes, fue materia de controversia desde antes de su descubrimiento en el pozo Infantas 2 (Concesión de Mares) de 1918. Visibilidad, rentabilidad y peso estratégico lo hacían escenario de confrontación de potencias y vehículo de aspiraciones sindicales e ilusiones políticas. Desde el principio, el reto consistió en trazar la delicada frontera entre el estímulo a la exploración y el posible regalo innecesario del bien, teniendo en cuenta que cualquier arreglo con los recursos naturales, por bueno que sea, siempre es susceptible de ser mejor. En un ambiente tan contestatario nunca fue fácil balancearse en la cuerda floja entre lo posible y lo deseable.

El cálculo de rentabilidad en la búsqueda de petróleo dependía, y depende, no solamente de los términos ofrecidos por el país anfitrión, sino también

de la probabilidad de encontrarlo, del tamaño de los reservorios, la calidad del crudo, la inversión de riego requerida y, en general, de su proximidad al mar y su profundidad en la tierra. ¿Pero cómo ajustar las percepciones a la realidad? ¿Quién convencía a los colombianos de hace cuatro décadas acerca de las limitaciones de su subsuelo en las condiciones tecnológicas y económicas de la época? ¿Y cómo se hacía para desterrar los determinantes ideológicos o los elementos demagógicos del debate?

El ministro de Minas y Petróleos⁴ Enrique Pardo Parra encarnó la posición nacionalista. Abogaba por “colocar a Colombia a la altura de otros pueblos que también son productores de petróleo”,⁵ unos años antes de que las condiciones para un viraje estuvieran maduras. Entendía que expropiar el petróleo conducía “a lo sumo a una autarquía petrolera que no es, desde luego, el ámbito en que negocios de esta dimensión se pueden mover”, pero su retórica y pugnaz insistencia en mantener una tasa de cambio irreal para los dólares provenientes del petróleo agudizaron, al desestimar la exploración, el amargo período de importación de crudos que vivió Colombia entre 1975 y 1985. Empero, muchas de las observaciones del ministro se anticiparon a lo que Colombia exigiría una vez dejó de existir la superproducción petrolera mundial.



4. Abril de 1963 a septiembre de 1965.

5. De aquí en adelante, si no se especifica otra cosa, las comillas corresponden a las Memorias al Congreso de los ministros de Minas y Petróleos respectivos o sus separatas.

Pardo Parra atribuía la acumulación de concesiones por las multinacionales y su falta de diligencia en la exploración a una conjura de los poderosos para relegar a Colombia a país de reserva que llevaba a un ritmo de exploración “notoriamente lento en comparación con la potencialidad petrolífera del país”. Interpuso correctivos para paliar la congelación de tierras en las concesiones, que luego, en circunstancias más propicias, se incorporaron a los contratos de asociación. También insistió en que se organizaran y controlaran las cuentas del capital petrolero traído al país. La monetización de ese capital, más las regalías y el impuesto a la renta de la IOC eran la compensación que el país recibía por las concesiones. El ministro quería saber si las inversiones y sus intereses ya se habían amortizado para estimar la verdadera rentabilidad de las compañías y del país. Ese concepto de recuperación de la inversión se convertiría mucho más tarde en uno de los elementos de los contratos de asociación.

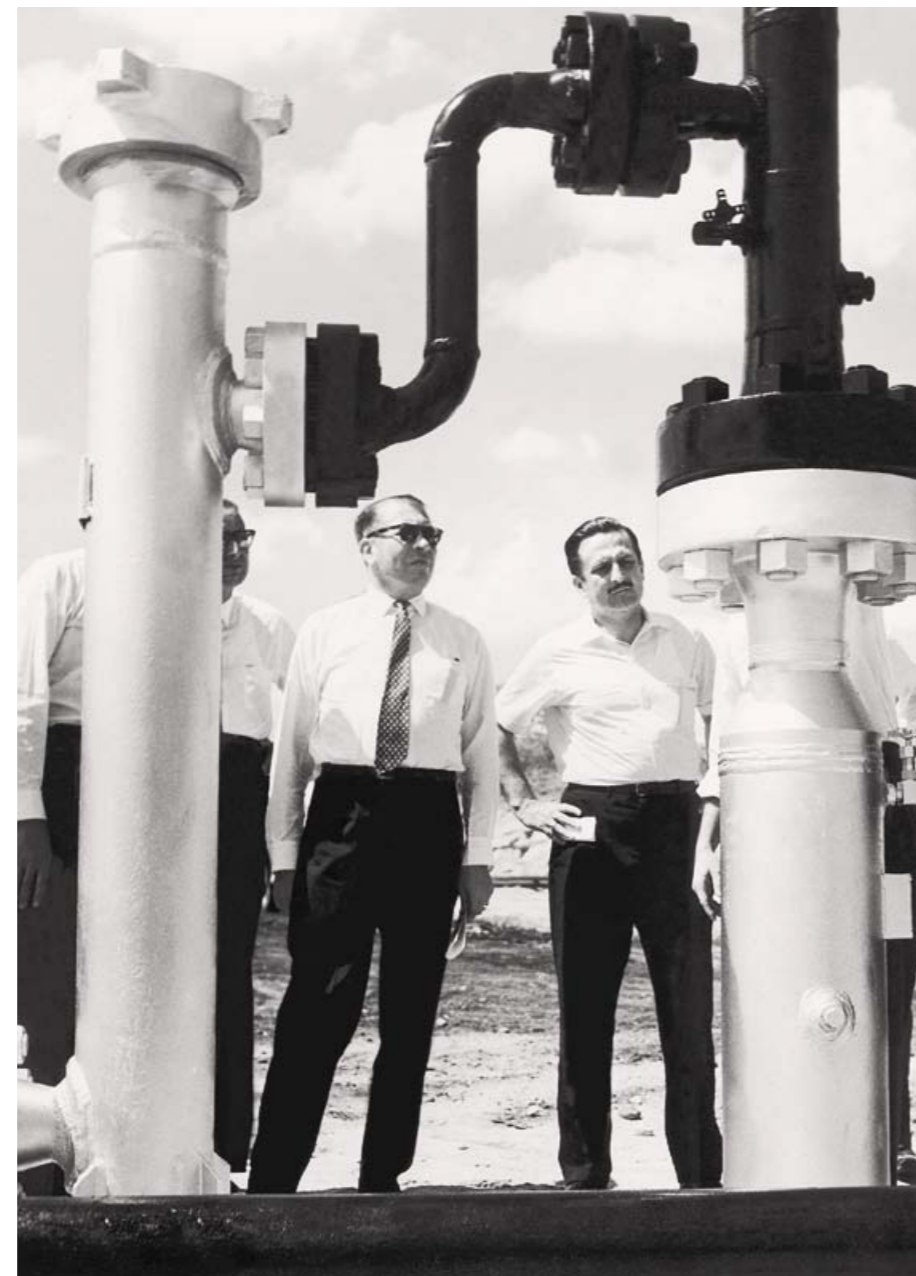
En 1964 se produjeron 171.027 barriles por día de petróleo, la cifra más alta en la historia del país hasta ese momento, de los cuales aproximadamente el 50% se consumía internamente. Como el petróleo descubierto en concesión dejaba de pertenecer a la nación, Ecopetrol se veía obligado a adquirir de los concesionarios las necesidades internas de refinación (a precios de referencia en los Estados Unidos, superiores a los del mercado mundial y pagando el 75% de su costo en dólares escasos). Pero la mayor inconformidad provenía de la participación del Estado en la renta petrolera. La cifra oficial del gobierno, incluyendo todos los impuestos pagados por las compañías, era del 39%.⁶ Los cálculos más contestatarios la reducían al 19%. Debe recordarse que para esta época los grandes países productores ya recibían más del 50%.

Hacia 1967 la situación de las reservas petroleras colombianas se había tornado angustiante. Era de prever que los 867 millones de barriles de reservas condujeran a que, con un crecimiento de la demanda estimado en el 6%, el país se viese abocado a importar a partir de 1973, a menos que se descubrieran y explotaran nuevos yacimientos. Cómo hacer, no siendo un país de bajo costo, para intensificar la búsqueda de crudos en cuencas sedimentarias inhóspitas y lejanas, sin amarrarse a los términos ‘según sus críticos’ excesivamente generosos de las concesiones.

En un intento por incentivar la búsqueda de crudos se modificaron normas del recién expedido Estatuto Cambiario (1967): se trasladaron las divisas por exportación de petróleo a la categoría de no reembolsables,

incluyendo el 75% del crudo que adquiriría Ecopetrol para refinación interna y, al mismo tiempo, más que se dobló el valor del dólar petrolero con que la Empresa pagaba el otro 25%. Se aplicaba esa misma tasa de cambio a los dólares que las IOC traían para sus inversiones en Colombia. A pesar de esos estímulos el número de pozos exploratorios anuales descendió a 17, total estadísticamente inadecuado para mantener la autosuficiencia.

Se propuso entonces que Ecopetrol explorara por su cuenta no solo para contribuir a la imprescindible búsqueda, sino también para consolidarse como compañía petrolera aguas arriba. Su plan quinquenal se centraba, sin embargo, en refinación y petroquímica,



6. El ministro, como muchos otros colombianos, consideraba particularmente flagrante la antitécnica deducción por agotamiento, que reducía la carga tributaria de las compañías. Ese subterfugio formaba parte del delicado equilibrio entre el estímulo y el regalo del recurso.

Página opuesta: el ministro de Minas y Petróleos, Enrique Pardo Parra, y el gobernador de Santander, Enrique Barco Guerrero, visitan las instalaciones de Ecopetrol en Barrancabermeja, 1964.

El presidente de la República, Carlos Lleras Restrepo, el presidente de Ecopetrol, Mario Galán Gómez, y el obispo de Barrancabermeja, Bernardo Arango Henao, en visita a la refinería.



por considerar más rentables y de menor riesgo esas inversiones. En exploración, la Empresa no había incursionado por fuera de la Concesión de Mares, si bien el marco legal la facultaba para adquirir, sin preferencias, concesiones en cualquier esquina del país. Ecopetrol intentó gestionar decretos que la favorecieran y facilitaran su presencia en todas partes. Las compañías que dominaban el panorama petrolero colombiano, como la Exxon o la Texaco, optaron a su vez por multiplicar las solicitudes de concesión, sin acelerar la exploración.

La Ley 20 de 1969

Era debatible que Ecopetrol estuviera técnica y financieramente en capacidad de acometer una campaña exploratoria propia de gran envergadura. Jurídicamente, además, sin un sustento legal más sólido era imposible favorecer a Ecopetrol en la distribución de zonas prospectivas. Para robustecer la base legal, se consideró la posibilidad de introducir un artículo en un decreto de reorganización de la administración pública, pero se descartó al estimar que podrían surgir dudas y pleitos acerca de aplicabilidad de esas facultades extraordinarias al petróleo. El ministro Carlos Gustavo Arrieta advertía “sobre el peligro de

montar una política en materia tan delicada como la petrolera sobre una base jurídica inestable”.⁷ Se resolvió entonces incluir un artículo específico que robusteciera la posición de Ecopetrol dentro un proyecto de ley sobre cuestiones mineras.

La entrecerrada tipología del subsuelo colombiano era lo que era y su presencia ínfima en el concierto petrolero universal difícilmente la facultaba para liderar reclamos con el propósito de obtener una mayor participación de la renta petrolera, pero los tiempos estaban cambiando. La brecha mundial entre oferta y consumo de crudo se cerraba. El entorno comenzaba a ser favorable para retomar las inconformidades del ministro Pardo Parra sobre el retraso porcentual de Colombia en la captura de la renta petrolera.

La primera redacción de los artículos de una nueva ley que permitiría a Ecopetrol negociar directa y ventajosamente en las áreas que escogiese fue considerada por su junta directiva el 3 de octubre de 1968. El 22 de septiembre de 1969, el presidente Carlos Lleras Restrepo y su ministro de Minas y Petróleos firmaron la Ley 20, instrumento jurídico que abrió la puerta para que el contrato de asociación petrolera sustituyera al régimen de concesión. Los artículos 12 y 13 se ocupaban directamente de los hidrocarburos:

Artículo 12. El Gobierno podrá declarar reserva nacional cualquier área petrolífera

del país y aportarla, sin sujeción al régimen ordinario de contratación y de licitación, a la Empresa Colombiana de Petróleos para que la explore, explote o administre directamente o en asociación con el capital público o privado, nacional o extranjero.

Lo dispuesto en el inciso primero de este artículo no afecta las expectativas de derecho creadas por propuestas formuladas con anterioridad a la providencia que declare la reserva de la zona respectiva.

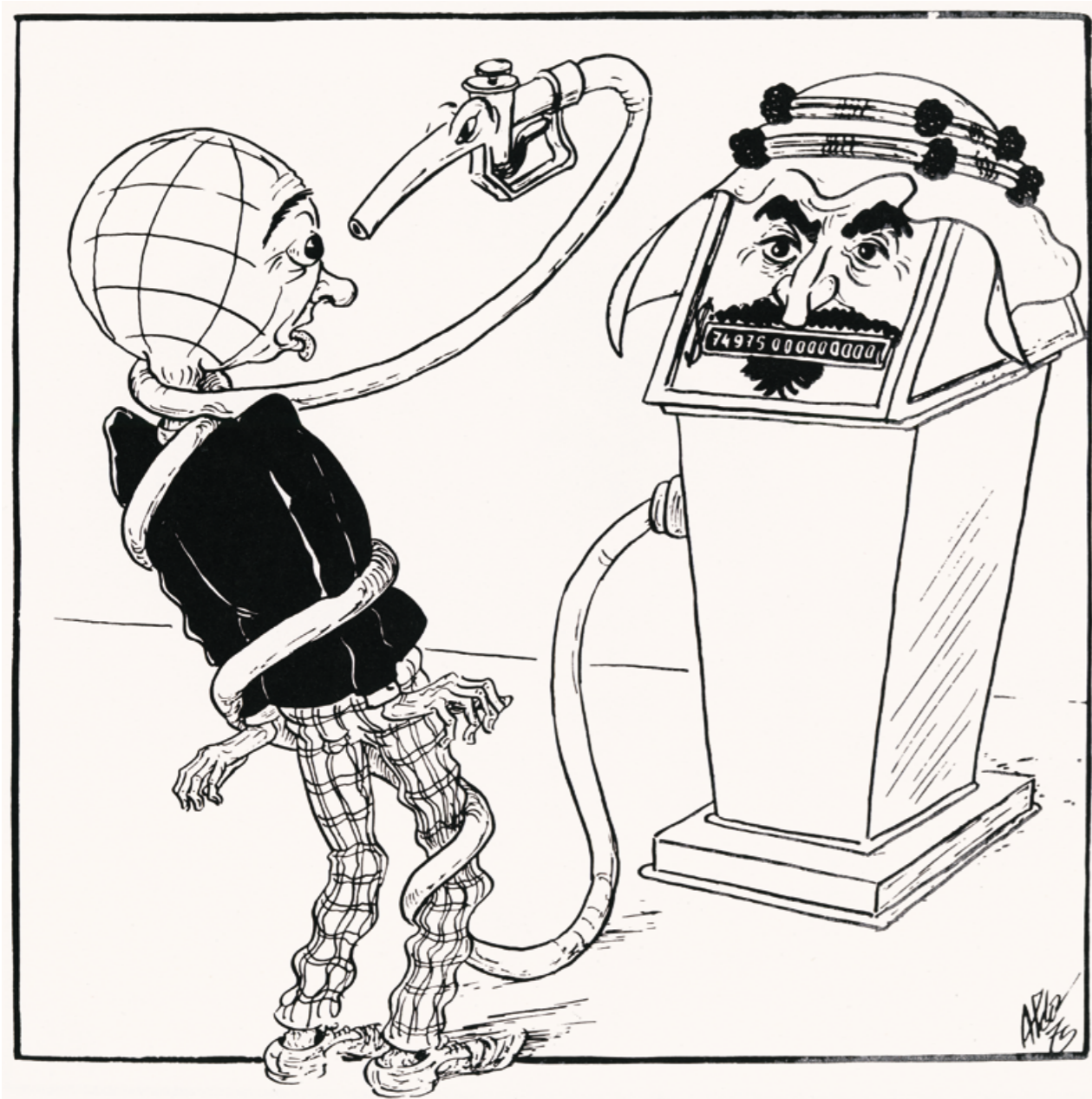
Artículo 13. Las normas contenidas en el artículo 1º de esta ley se aplicarán también a los yacimientos de hidrocarburos (Artículo 1º:

Todas las minas pertenecen a la Nación, sin perjuicio de derechos constituidos a favor de terceros. Esta excepción, a partir de la presente ley, solo comprenderá las situaciones jurídicas subjetivas y concretas debidamente perfeccionadas y vinculadas a yacimientos descubiertos).

Estos dos artículos sustentaron el contrato de asociación como instrumento jurídico. Otorgaron preferencias a Ecopetrol para negociar la búsqueda y explotación de hidrocarburos durante 34 años y sustentan todavía la mayor parte de su extracción en Colombia. Comenzaría a suscribirse a partir de 1970.

El artículo 1 de la Ley 20: “Todas las minas pertenecen a la Nación...”, reiteró y aclaró de una vez por

“Si me estrangulas, ¿quién va a comprar tu petróleo?”, pregunta de Occidente a la OPEP, en esta caricatura de Peter Aldor sobre la crisis energética.



Una de las zonas de la ampliación Kellogg de mediados de la década de 1960.

todas un principio frecuentemente puesto en duda a lo largo del siglo xx, pero preservó la vigencia tanto de las concesiones existentes como las de las “expectativas de derecho” sobre concesiones solicitadas. Ese era su alcance, tal como lo expresó el ministro Arrieta en la junta de Ecopetrol del 23 de enero de 1969:

“...se busca ir eliminando, en la medida que las circunstancias lo permitan, el sistema de concesión, para llegar a un régimen jurídico a través de la Empresa para que ella pueda contratar las exploraciones y explotaciones de petróleo en el país...”.

Añadió, en clarísima expresión de una política, que todo lo que atañese al petróleo debía estar a cargo de Ecopetrol “que lo maneja con criterio netamente comercial”.⁸ Al mismo tiempo señaló límites, puesto que estaban de por medio las solicitudes de concesión formuladas al ministerio por las compañías privadas. En Colombia se había consagrado el principio según el cual la sola presentación de la solicitud, así fuese necesario después corregirla por errores⁹ voluntarios o involuntarios, congelaba el área a favor del proponente. El ministro, en su condición de jurista íntegro,

rechazaba hasta para la mera sospecha de vulnerar derechos adquiridos y, además, pesaba en su ánimo lo que se haría público en actas de Ecopetrol: “las disposiciones colombianas se acomodan a la mentalidad un tanto evolutiva del país, manteniendo buenas relaciones con las compañías privadas...”.

Expedida la Ley 20 y durante un tiempo todavía, las IOC continuarían haciendo uso de los resquicios que les dejaba la normatividad. A Ecopetrol se la eximía de someterse a los trámites ordinarios siempre y cuando las extensiones que deseara no tuvieran “novio”. La prudencia aconsejaba evitar confrontaciones con socios potenciales que resultaban indispensables para tratar de neutralizar el espectro de las importaciones de petróleo. Estas eran inevitables a pesar de que, gracias a los nuevos yacimientos de Orito en el Putumayo, Colombia produjo en 1971 un total de 214.400 barriles por día, el volumen más alto de su historia hasta la iniciación de la exportaciones de Caño Limón en 1986. Carlos Gustavo Arrieta seguramente se hizo la reflexión de que lo mejor es, con frecuencia, enemigo de lo bueno.

Para el día a día había que considerar empero algo que el ministro Arrieta conocía muy bien: desde la

8. Acta de octubre 3 de 1968.

9. Hasta Ecopetrol incurría en errores en la solicitud de sus concesiones. En 1966, el ministerio rechazó una solicitud de la Empresa para un área en los Llanos por equivocaciones en la presentación de la propuesta (Acta de agosto 8 de 1966).



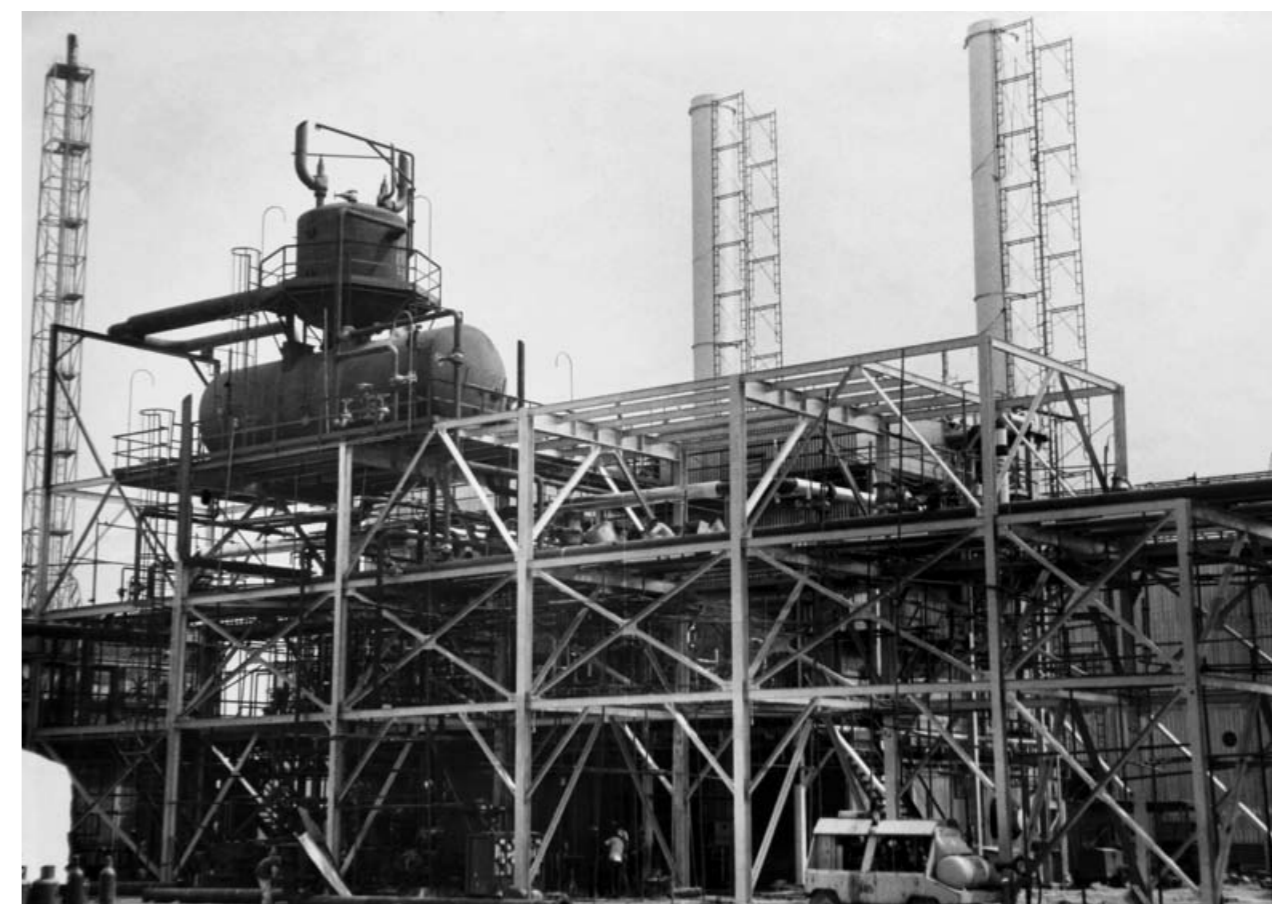
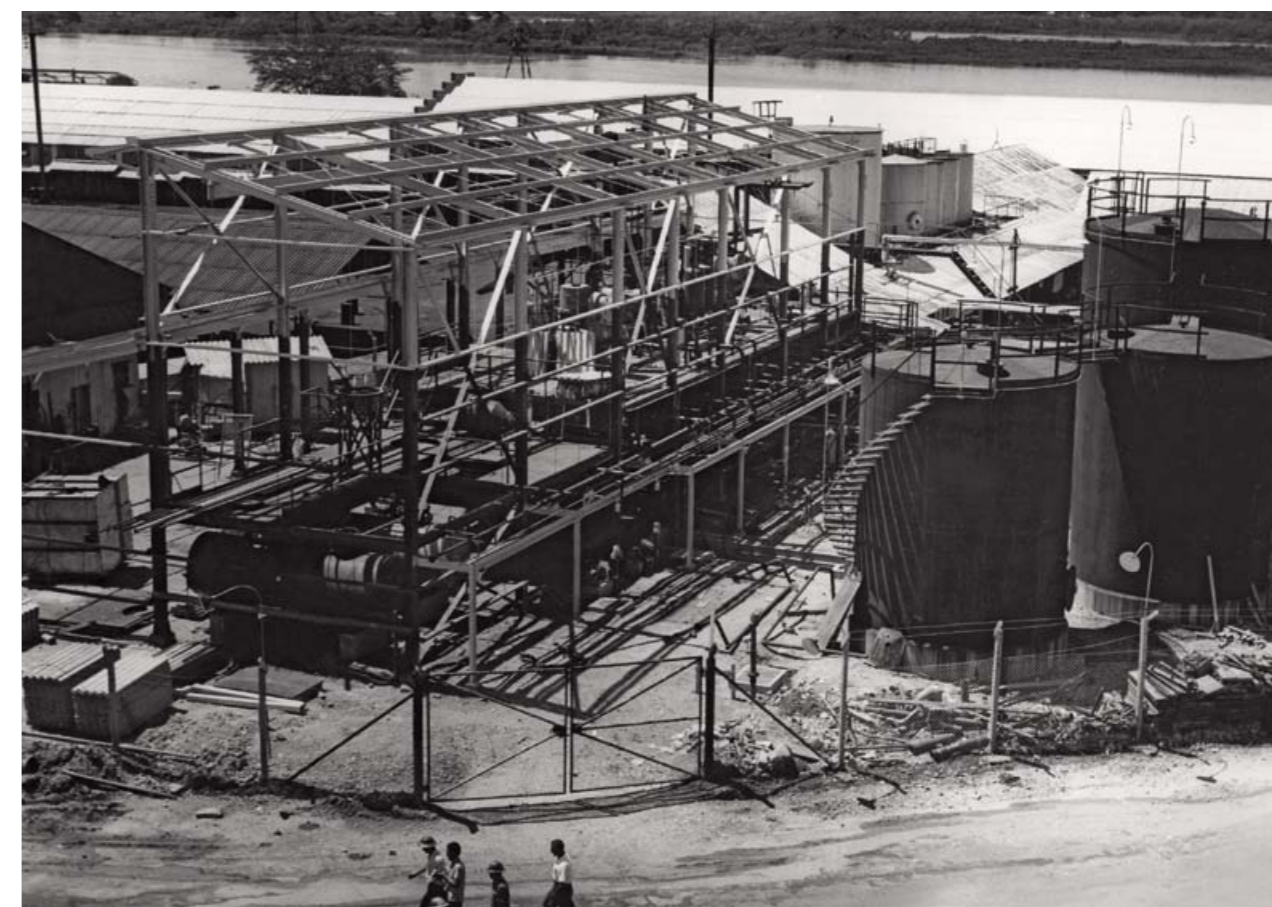
*Cuatro aspectos
de la refinería de
Barrancabermeja en la
década de 1970.*

*Página opuesta, arriba:
ensanche de la planta
Agua Vieja U-800.*

*Página opuesta, abajo:
tuberías de parafina
frente de la caldera
Peerless en la refinería
de Barrancabermeja.*

*Construcción de la
planta Grasa Nueva.*

*Uno de los ensanches
de la refinería.*



Concesión de Mares (1905), y sobre todo después de su traspaso a la Tropical Oil Company¹⁰ y su vigencia de 30 años para efectos de reversión (1921), el ministerio de Obras Públicas primero, y el de Minas y Petróleos (creado en 1940), habían hecho gala de singular inoperancia en materia de manejo de solicitudes de concesión. La lentitud de los trámites era desesperante, en parte por incompetencia y en parte por miedo. Como no apremiaban las respuestas y como el país era exportador de petróleo, las verificaciones topográficas y demás requisitos se movían con parsimonia. Esa era una realidad que favorecería a Ecopetrol y su contrato de asociación. Las IOC agrupadas en la Asociación Colombiana del Petróleo (ACIP) recibieron con moderado beneplácito la Ley 20.

La nueva ley no inventó el contrato de asociación. Este había sido exitosamente ensayado por Ecopetrol 15 años antes (1955) para la prospección y explotación de yacimientos en Las Monas, Santander, con Cities Service Petroleum Corporation que, como operador, asumió la mayor parte del riesgo exploratorio. Hubo otros ensayos menos fructíferos, entre ellos un contrato de “operación conjunta” en 1964 con Tennessee Colombia S. A., que preveía reparto del petróleo por mitades después de regalías.

Los nuevos acuerdos después de 1970 serían enteramente contratos de riesgo, en los que el asociado corría por su cuenta con la totalidad de los gastos de exploración. Ecopetrol solo entraba a hacerse cargo de inversiones de desarrollo una vez ocurriera un descubrimiento comercial. La Empresa hacía valer su condición de única depositaria del recurso potencial, lo que la facultaba para remunerar al asociado según su conveniencia, con la limitación obvia de que era primero imprescindible atraerle dado que los cálculos de rentabilidad de las IOC incluían un significativo ponderador por riesgo exploratorio.

Los primeros años

Experimentados juristas al servicio de Ecopetrol¹¹ dieron forma al contrato de asociación. Se partía de que la Nación era la dueña del subsuelo y Ecopetrol, empresa del Estado, su intermediario. Se redactó lo que era en esencia un contrato de adhesión, en el que lo único negociable eran las obligaciones del inversionista durante la etapa de exploración y que perseguía mayor participación nacional en la renta y mayor

Tanques de almacenamiento de combustible, con el río Magdalena al fondo. Barrancabermeja.

10. Compañía con domicilio canadiense que pertenecía a la Standard Oil of New Jersey, hoy Exxon.

11. Los doctores José Chalela y Gabriel Cerón.



Refinería de Ecopetrol en Barrancabermeja, década de 1970.

control. Fue tan acertado su clausulado y tan simples sus principios que después de haberse suscrito por centenares se presentaron poquísimas reclamaciones derivadas de su interpretación, situación que contrasta con la agitada vida jurídica del régimen de otorgamiento de concesiones, que sobrevivió hasta 1974.

La junta directiva de Ecopetrol autorizó el primer contrato de asociación en febrero de 1970 con Sopetcol y regalías del 17%. Socios Petroleros Colombianos (Sopetcol) estaba integrado por compañías de escaso renombre en el ámbito petrolero (Grupo Herrera International, Andian Alpine Oil, Monoil, Horn Silver Mine).¹² Cumplieron con la perforación en una zona del Magdalena Medio devuelta Cities Service de los pozos Tigrera-1 y Bajo Río-1, ambos no comerciales en parte por no encontrar clientes para el gas descubierto. Del segundo de los pozos Ecopetrol obtendría más tarde una modesta producción. Carente de resultados, el contrato fue eventualmente devuelto pero se recuerda como un primer ejemplo de flexibilidad por parte de la Empresa: dado el positivo desempeño de Sopetcol se otorgó al asociado una prórroga de seis meses para cumplir sus compromisos de exploración.¹³

En junio de 1970, la junta directiva de Ecopetrol examinó las bases para ofrecer 10 grandes bloques en los Llanos Orientales, que sería a la postre la más prolífica cuenca sedimentaria en la historia del contrato. Se preveía un período de exploración inicial de tres años con inversiones anuales de us \$500 mil más prórroga por dos años con inversiones de us \$750 mil. De persistir, se concedía al asociado hasta tres años más

con inversiones de us \$1 millón por año. En caso de renuncia al contrato, el asociado versaría a “Ecopetrol la diferencia entre lo pactado y lo gastado”.

El esquema estudiado estipulaba la devolución del 50% del área del contrato al final del sexto año, del 50% de lo restante al final de octavo año y al término de diez años la conservación únicamente de los yacimientos productivos. Las regalías serían de no menos del 16% sobre los primeros 50 mil barriles, y con ese “no menos” se introducía por primera vez en Colombia un elemento de competencia en la adjudicación de extensiones con potencial petrolero. Terminado exitosamente el período de exploración, Ecopetrol entraba a compartir por mitades las inversiones en explotación durante 25 años y recibía el 50% de la producción después de regalías. Con esta propuesta la junta delineó los puntos económicos esenciales de la contratación asociada. La experiencia conduciría a futuros ajustes en un proceso de afinamiento tentativo. El componente de licitación, por ejemplo, sería descartado cuando aperturas para otras zonas encontraron poca acogida¹⁴.

La primera convocatoria fue un éxito. Concurrieron pesos pesados, si bien las IOC prefirieron no competir entre ellas por los mismos bloques. Concurrieron International Petroleum (Colombia) Ltd., Intercol, filial de Exxon, Continental Oil y Shell, BP, Superior Oil y Sun Ray Colombia Oil, Sun Oil y Arco. Siete de los diez sectores ofrecidos se adjudicaron a los cuatro primeros proponentes mencionados, que contrataron una extensión aproximada de 1'300.000 hectáreas. Tendría mucha significación para el futuro del contrato el que Exxon (Intercol), la compañía internacional más veterana en Colombia, propusiera el 20% de regalía fija cualquiera que fuese el volumen de producción y aceptara la participación de Ecopetrol con el 50% de la explotación y sus beneficios después de regalías. Otras compañías ofrecerían regalías variables a partir del 16 y hasta el 30%.¹⁵

Ninguno de los adjudicatarios encontró petróleo comercial en su bloque de los Llanos, en parte por dificultades mecánicas en las perforaciones (Intercol, Charte-1; Continental, San Pedro-1),¹⁶ problemas similares a los que por esas mismas fechas experimentaba Ecopetrol en su pozo Tauramena (Cusiana). En marzo de 1973, Continental devolvería los bloques 2 y 8 después de invertir us \$8 millones.¹⁷

Durante esos primeros años la experiencia decantaría los componentes económicos del contrato. Se establecería un plazo de 31 años con un máximo de seis para





*Páginas 472-473:
embarcadero de Puerto
Asís, antiguo distrito
sur. 1980.*

*Machines de campo
Teca en puerto Nare,
Antioquia.*

exploración, aunque ya se comenzaba a contemplar la posibilidad de reducirlo a 28 años totales. Se aceptaría retribuir al asociado los pozos exploratorios que se convirtieran en productores y habría la obligación de responderle en no más de 60 días de proponer este comercialidad, momento en el cual Ecopetrol comenzaría a participar financieramente. Se confirmaría la libertad del asociado para contratar personal, dentro de las leyes colombianas. Toda la información exploratoria debía entregarse casi en tiempo real a Ecopetrol, que se comprometía a la confidencialidad. No habría por el momento regalía diferencial para el gas, libre o asociado, como petróleo equivalente convertido a seis mil pies cúbicos por barril.

Sería sintomático como muestra de flexibilidad que la junta directiva de Ecopetrol autorizara la reducción del compromiso de exploración de Intercol para su bloque del Casanare, en vista de que si bien llevaba tres años de búsqueda infructuosa, deseaba, empero, prolongar los trabajos.¹⁸ Fue un norte de la contratación asociada contribuir a que los socios serios siguieran adelante en el afán de encontrar hidrocarburos mientras demostraran erogaciones en el campo. Se deseaba que continuaran hasta cuando los hallaran o, como sucedió las más de las veces, hasta cuando no los hallaran.

En diciembre de 1972 se firmó el contrato de asociación por 38 mil hectáreas con Texaco en la Guajira con

el 20% de regalías y obligaciones exploratorias. Casi un año después, en septiembre de 1973, Texaco ofreció renunciar a concesiones y propuestas de concesiones contiguas y costa afuera, a cambio de que se incorporasen al Contrato de Asociación Guajira de 1972. A fines de 1973, Texaco encontró gas (nueve a diez millones de pies cúbicos diarios) en tres de cuatro pozos perforados dentro de su concesión.¹⁹ La negociación culminó en abril de 1974 sobre 1'176.000 hectáreas, de las cuales 761.110 formaban parte de concesiones. Texaco se comprometió a exploraciones adicionales incluyendo pozos que implicaban, por primera vez en Colombia, una plataforma de perforación submarina.²⁰ La negociación tendría enorme impacto. El descubrimiento de cuantiosas reservas de gas se constituiría en el primer gran éxito bajo la contratación asociativa.

En la decisión de Texaco influyó su aspiración de adquirir rápidamente áreas que consideraba muy prospectivas y acelerar exploración. La parsimonia del Ministerio de Minas y Petróleos era un aliciente para entenderse con Ecopetrol, que daba muestras de agilidad. Consideraciones similares, a las que había que añadir mala calidad (crudos muy pesados y contaminación metálica) y aislamiento de los hallazgos indujeron a Chevron a desprenderse del petróleo que había encontrado en su concesión Cubarral (Meta) para suscribir el contrato del mismo nombre en 1973. Mediando algunas

18. Acta de julio 17 de 1973.

19. Acta de enero 18 de 1974.

20. Actas de diciembre 14 de 1972, septiembre 28 de 1973 y abril 18 de 1974.

*Vista aérea de
la refinería de
Barrancabermeja,
a finales de la década
de 1970.*



compensaciones, Ecopetrol recibió como aporte las reservas descubiertas por los pozos Castilla y Chichimene en una asociación con vigencia hasta el 2000.²¹

Los contratos de Texaco y Chevron contribuyeron a paliar la emergencia cambiaria y fiscal provocada por la importación de crudos a partir de 1974, cuando coincidentemente se desbordaron los precios internacionales. Con gas de la Guajira disponible una vez que se completó el gaseoducto a Barranquilla y Cartagena en 1977, se pudo liberar combustóleo (*fuel oil*) para exportar en vez de dedicarlo al consumo nacional. Igualmente, el crudo Castilla, a pesar de no poder refinarse entonces en Colombia, se mercadeó como sustituto del *fuel oil* para quemar en calderas industriales. Con él se alcanzaron a sustituir hasta 15 mil preciosos barriles diarios cuando más se necesitaban.

Por otra parte, la relativa eficacia de Ecopetrol motivó a otros a seguir la misma senda de convertir concesiones (o solicitudes) a contratos de asociación, que la Empresa fue aceptando en los años siguientes, cada caso con sus peculiaridades y sujeto a negociación, pero sin vulnerar la esencia del contrato. Muy significativo fue el caso de Colbras (más tarde Petrobras), que entregó en 1975, mediando compensaciones monetarias, las desarrolladas concesiones Neiva, Tello y Carnicerías para un contrato especial de explotación en términos equivalentes a los de

un contrato de asociación.²² El acuerdo afianzó las nascentes perspectivas de la nueva provincia petrolera del Alto Magdalena, cuyo desarrollo despegó al sustituirse el acarreo en camiones por el oleoducto Dina-Puerto Salgar en 1983.

Otros vientos

A principios de 1974, la delicada frontera de medida discernida por el ministro Arrieta, la del equilibrio entre el estímulo al inversionista y la participación en la renta, se estaba desplazando a favor de Colombia y aceptaría límites más dilatados. Los precios jugaban a su favor, aún sin perder de vista que Colombia poseía más estabilidad jurídica que prospectividad geológica.

La superproducción mundial del petróleo había dejado de existir desde principios de la década de los setenta. En Libia, el triunfo del recién llegado (1969) coronel Gaddafi sobre la vulnerable Occidental de Armand Hammer, sometida a negociar bajo la amenaza de expropiación, obligó a todas las IOC en Oriente Medio a ceder participación adicional de la renta petrolera y, lo que era comprometedor, a entenderse directamente con la OPEP. El mundo de la integración desde el pozo de petróleo hasta la bomba de gasolina, personificado por las Siete Hermanas,²³ hacía agua.



Los grandes países productores reclamaban no ya una mayor renta, sino la propiedad de sus recursos. Gradualmente comenzaron a obtenerla.

Aún no existía un mercado abierto y transparente para el petróleo, pero iba a llegar. En 1973, desapareció el sistema de cuotas de importación de crudos que mantenía artificialmente alto el precio en los Estados Unidos. Se archivaría el precio de lista²⁴. Más importante aún: el día del Yom Kippur (octubre 6) de 1973 tropas egipcias cruzarían el canal de Suez. El 20 de octubre, mientras Israel contraatacaba, un concierto de países árabes liderados por Arabia Saudita decretó el embargo de sus remesas de petróleo hacia Occidente. El mundo desarrollado no controlaba reservas para sustituir el crudo perdido; largas líneas de automóviles en busca de gasolina en las bombas demostrarían la efectividad del embargo; la OPEP emergió triunfante. Terminaba así una era. En un marco de equilibrio de potencias nucleares que descartaba medidas de fuerza, los productores impusieron su ley: no volverían a sentarse a negociar con las roc. De una base inicial de us \$2 por barril, el precio terminaría por estabilizarse alrededor de us \$12 en 1974.

Las condiciones estaban dadas para que Colombia tomara control de su geografía exploratoria, a su manera y dentro de su relativa modestia petrolera y de capital. El 28 de octubre de 1974, el gobierno del presidente Alfonso López Michelsen dictó el decreto legislativo 2310 de emergencia económica:

Artículo 1. Con excepción de los contratos de asociación vigentes en la fecha de expedición del presente decreto, la exploración de hidrocarburos de propiedad nacional estará a cargo de la Empresa Colombiana de Petróleos, la cual podrá llevar a efecto dichas actividades directamente o por medio de contratos de asociación, operación de servicios, o de cualquier otra naturaleza, distintos de los de concesión, celebrados con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras.

No habría nuevas concesiones petroleras aunque se respetaban las ya otorgadas. Se hacía realidad la visión que abogaba por una norma legal diseñada para que todo terreno susceptible de contener yacimientos petrolíferos fuera negociado por Ecopetrol. El decreto

Arriba y página opuesta: tres ángulos de la refinería de Barrancabermeja, a finales de la década de 1970 y principios de la siguiente.

24. La participación de los países anfitriones se pagaba sobre el precio de lista, cualquiera que fuese su precio de mercado. En la década de los sesenta se había mantenido estable a us \$1,80 por barril; en 1973 los productores lo subieron unilateralmente a us \$5,11. Después desaparecería.

25. Resolución 50 del Ministerio de Minas y Petróleos, de mayo 12 de 1976.



743 de 1975, que reglamentó el 2310, reconfirmó que los contratos de asociación eran de derecho privado y se regían por las leyes colombianas, con renuncia a reclamaciones diplomáticas. Poco después se eliminó un último inconveniente, rezago del control administrativo de precios del petróleo, al internacionalizarlos para nuevos descubrimientos y para crudos incrementales de fuentes ya en explotación.²⁵

La junta de la Empresa, compuesta por el ministro del ramo y cuatro miembros nombrados por el presidente de la República, sería la encargada de administrar, con la amplitud que le daba la normatividad privada, el subsuelo petrolero de Colombia. La futura competitividad de la exploración dependería del escrupuloso y prudente manejo del contrato de asociación.

Ecopetrol estrenó en 1975 los términos definitivos de su contrato de asociación, que incorporaba la experiencia de cinco años de negociaciones y aprendizaje. Contenía siete capítulos con 38 cláusulas; los mismos siete y las mismas 38, con su titulación intacta, estarán presentes cuando se firmen los últimos contratos en 2003. Cuatro cláusulas adicionales de disposiciones varias, para completar 42, sobre garantías, idioma, representación y validez que se añadieron en 28 años, estaban implícitas en el contrato original y en nada cambiaron su estructura. En la estabilidad estuvo la clave de la confianza que inspiró su aplicación repetitiva.

Con el pasar del tiempo, aparte de modificaciones en las condiciones económicas que se examinarán más adelante, los numerales de las cláusulas se ampliaron y detallaron para incorporar experiencias y clarificar redacciones que pudieran resultar ambiguas. Hubo, por ejemplo, un esfuerzo por formalizar la transferencia de tecnología, aunque esta, por acuerdos extracontractuales en cada caso, como con Occidental o PetroCanada, empezó a darse informalmente desde el principio de la convivencia con los asociados. También se añadieron obligaciones ecológicas específicas en la medida en que el país fue más sensible al cuidado del medio ambiente.

El contrato era un acuerdo entre Ecopetrol y el contratante para explorar y explotar petróleo (concepto más tarde ampliado a hidrocarburos para mayor claridad) que pudiera encontrarse dentro de un área específica y bien delimitada del territorio nacional. Para tal efecto, el contratante se comprometía a adelantar por su cuenta y a su solo costo labores de exploración durante un período no mayor a seis años y conservaba su libertad para retirarse de la zona asignada en cualquier momento sin penalidad, siempre y cuando hubiese cumplido sus compromisos anuales de exploración, generalmente expresados en kilómetros de sísmica y pozos exploratorios. Ecopetrol ponía a disposición del asociado desde antes de la contratación la información geológica en sus archivos.

Al finalizar el período de exploración de seis años, y aún si este se prorrogaba, el asociado debía devolver el 50% del territorio contratado. De haber encontrado hidrocarburos, el área se reducía al 25% dos años después y, por último, a los ocho años, solo podía retener el campo o campos comerciales “que estén en producción o desarrollo, más una zona de reserva de cinco kilómetros de ancho alrededor de cada campo”. El espinoso asunto de retención de áreas por los concesionarios como zonas de reserva quedaba resuelto.



De encontrar hidrocarburos explotables comercialmente a juicio de Ecopetrol, la Empresa entraba a participar con la mitad de las inversiones para el desarrollo de lo descubierto, reembolsaba en petróleo la mitad del costo de los pozos de exploración que resultasen productores y recibía el 50% del producido después de regalías, fijadas estas en el 20% que Ecopetrol recibía para trasladar al Estado. No se contempló mayor participación de la Nación por aumento de precios del petróleo. El elemento variabilidad de los precios todavía no formaba parte de acuerdos petroleros suscritos alrededor del mundo.

En caso de no aceptarse la comercialidad propuesta por el asociado, este podía optar por explotar hasta recuperar por su cuenta y riesgo (solo riesgo) el 200% de su inversión con el petróleo del campo descubierto, también después de regalías. Se especificaba, sin embargo, que en cualquier momento Ecopetrol podía entrar a participar en la operación del campo descubierto y desarrollado a solo riesgo por el asociado, a cambio de reembolsarle sus inversiones. Este previsible párrafo 9.5 habrá de tener muy significativas consecuencias muchos años después. Los activos y reservas remanentes del Contrato revertían a Ecopetrol al cabo de 22 años de explotación. La Empresa era responsable de la interrelación con el Ministerio de Minas y Petróleos (después de Minas y Energía), de buen recibo para facilitar trámites burocráticos.

Los hidrocarburos generados pertenecían libremente, dentro de las leyes colombianas, a cada una de las partes. Este tema revestía capital importancia porque permitía al asociado contabilizar las reservas descubiertas como de su propiedad, aspecto vital en el negocio petrolero. Más aún, en 1976 se estableció que el precio del petróleo comprado al asociado para refinación interna por Ecopetrol se pagaría al precio internacional (cif Cartagena). Se levantaba una sombra que había interferido la exploración petrolera por tasa de cambio y precios administrados.

El operador era invariablemente el asociado, considerado para todo efecto legal como entidad distinta a las partes, a cuyo cargo estaba la explotación del área contratada. Su actuar quedaba sujeto al comité ejecutivo, con un representante por cada una de las partes, que tenía a su cargo aprobar, supervisar y controlar todas las operaciones durante la vigencia del contrato, sin perjuicio de la facultad de Ecopetrol de ordenar auditorías financieras y técnicas. Numerosas cláusulas regían las relaciones con el operador, que incluían aprobación de programas y presupuestos, límites sobre los gastos que los superaran, manejo de la cuenta conjunta y aspectos

técnicos como la fijación y control del Máximo Grado de Eficiencia Productiva (MER).

El buen suceso de los contratos de asociación ha descansado sobre el comité ejecutivo, que a lo largo de los años ha tenido a su cargo, en cabeza de dos personas, inversiones que superaron en ocasiones el presupuesto total de Ecopetrol. Sus determinaciones han sido finales y definitivas para las partes²⁶ y para el operador. Sus funciones y los mecanismos quedaron bien definidos en las cláusulas contractuales, así como los mecanismos para dirimir diferencias. A pesar de haberse suscrito 506 contratos con cerca de 90 compañías de muy variada experiencia y capacidad operativa, quienes actuaron por Ecopetrol, recuerdan, con contadas excepciones,



Páginas 478-479: Zona de la refinería de Cartagena sometida a control ambiental para prevenir derrames en la bahía.

Abajo y página opuesta: tomas aéreas de la refinería de Barrancabermeja, a finales del siglo XX.



un clima de generalizada armonía. Notable cuando se considera cuán fácil es albergar diferencias profundas sobre expectativas de costos.

Los comités ejecutivos demostraron ser un mecanismo ágil e idóneo, de cuya operatividad se responsabilizó en la Empresa el vicepresidente de producción (y operaciones asociadas). Al familiarizarse con los asociados, sus métodos y sus conocimientos, se filtró un cúmulo de experiencias en lo que fue una inmejorable escuela para Ecopetrol, que con su limitada experiencia en la Concesión de Mares y Casabe carecía de una cultura de explotación en grandes proyectos. Aprendió de ellos y comenzó a aportar.

El trabajo detallado estaba a cargo de subcomités técnicos y financieros que analizaban la información y llegaban a consensos para aprobación del comité ejecutivo. Con el tiempo se adicionaron al subcomité técnico temas de medio ambiente y asuntos externos, adelantándose a conceptos de responsabilidad social corporativa. Fue altamente benéfico que el contrato se rigiera por el derecho privado, lo que le confirió gran flexibilidad y presteza. Y fue providencial, como se verá, prever en el párrafo 14.4 que “en caso que se obtuviere producción en lugares no conectados por oleoductos públicos, las partes podrán convenir la instalación de oleoductos hasta el punto donde el petróleo pueda ser vendido...”.

Entre 1972 y 1982 se firmaron once contratos anuales en promedio; al final del periodo había 40 contratos

vigentes en diversas etapas de desarrollo, incluyendo producción. No se puede hablar de una revolución, ni de que el número de pozos exploratorios se incrementara vertiginosamente, pero se organizó un mercado racional del subsuelo, se multiplicó la exploración superficial y se amplió el conocimiento de las cuencas sedimentarias más promisorias. En especial, se descubrió el velo de la ignota cuenca de los Llanos Orientales, donde estaba el futuro petrolero de Colombia.

Madurez del contrato

En 1980, salvo en las áreas de concesión convertidas a asociación que ya tenían petróleo descubierto como Guajira, Castilla o, más tarde, Cocorná (Texaco) en el Valle Medio del Magdalena, aún estaban por materializarse resultados positivos del contrato. Dificultades de transporte aplazaron la comercialidad de descubrimientos en varios contratos en el Casanare, donde Elf Aquitaine, en unión de Houston Oil y Louisiana Land and Exploration, habían venido encontrando petróleo en asociación (y en concesión con el campo Trinidad en Yalea, con participación de Exxon). La decisión sobre un posible oleoducto hasta el río Magdalena había sido pospuesta.²⁷ En otra geografía, tendría que abandonarse en 1977 el contrato con Colbras de los Llanos del Yarí²⁸ por dificultades de orden público. Antes se habían

26. Por el lado del asociado las partes eran con mucha frecuencia más de una, ya que según arreglos usuales en la industria del petróleo, se juntaban varias compañías para repartir riesgos. Estos *farm in* ocurrieron, siempre con autorización de Ecopetrol y, en ocasiones, después de iniciado el período de explotación. Debían, sin embargo, actuar con una sola voz frente a la Empresa.

27. Acta de marzo 21 de 1983.

28. Acta de diciembre 12 de 1977.

presentado demoras por interferencias guerrilleras con otros asociados en La Uribe.²⁹ No serían las últimas.

Con el aumento de los precios del petróleo por la caída del Sha de Persia y la guerra Iraq-Irán, Elf Aquitaine organizó desde el Llano un difícil transporte en carotanes por Sogamoso. Ecopetrol aceptó, en agosto de 1983, la comercialidad de los campos de Caño Norte (Caño Garza Norte-1) y Cravo Sur (Cravo Sur-1).³⁰ En parecidas circunstancias y con nuevos incrementos de precios en época muy reciente se organizó el acarreo de crudos pesados desde Rubiales en el oriente del Meta.

En el eje geológico paralelo al piedemonte de la cordillera Oriental, al primero vislumbrarse y luego construirse el Oleoducto Central de los Llanos, Ecopetrol acogió casi 30 comercialidades de campos nuevos o extensiones de Elf Aquitaine y sus socios (o de su sucesor Perenco) en pequeños reservorios, la mayoría de menos de cinco millones de barriles de reservas, hasta acumular eventualmente un torrente de más de 40 mil barriles diarios de producción. Lasmó contribuirá más tarde (1990-1994) al desarrollo del eje con varias, también modestas, comercialidades.

Exxon, a través de sus filiales Intercol y Provincia Petroleum Company, fue el socio más activo durante los primeros 20 años del contrato de asociación. Como descubridor de petróleo de la Concesión de Mares (Tropical Oil Co.), era el más experimentado operador en Colombia. Generaba utilidades en su concesión de Provincia y con la distribución de combustibles Esso. Le era dado enjugar tributariamente parte de eventuales exploraciones fallidas como gastos. Suscribió numerosos contratos por todo el mapa nacional, especialmente en los Llanos, pero no tuvo suerte, excepto más tarde en el Alto Magdalena con Hobo (Yaguará).³¹ Sería una constante de los contratos de asociación el que los socios más frecuentes fueran aquellos con explotaciones exitosas en Colombia y, por lo tanto, con la posibilidad de acceder a beneficios tributarios por los pozos secos.

Exxon descubrió, después de una larga campaña, petróleo no comercial en Saravena, Arauca, en 1982, que en su momento dio mucho que hablar pero que se redujo a la primera de las explotaciones bajo solo riesgo previsto en los contratos.³² También suscribió a través de su filial Provincia Petroleum los Contratos Tame y Medina,³³ en los que perforó en el piedemonte (Serranía de la Palomas) un costosísimo y fallido pozo exploratorio. A partir de enero de 1980 contrató en el este del Meta y en el Vichada. Preveía que lo probable



El geólogo Luis Germán Morales Herrera, directivo de Petrocol (posteriormente Huilex).

era encontrar petróleo pesado y aparecieron, en efecto, miles de millones de barriles someros en Rubiales. La absoluta carencia de infraestructura, así como la complejidad de las trampas hidrodinámicas del empuje de agua característico de los pozos llaneros, la llevaron a devolver el contrato en marzo de 1983.³⁴ Al crudo del Llano profundo no le había llegado ni la ventana tecnológica, ni el precio.

Petrocol (antes Petróleos Nacionales) fue la primera compañía con capital nacional en suscribir un contrato de asociación. Se hizo al Contrato Huila por 302 mil hectáreas en 1978,³⁵ cuando, aunque ya existían concesiones en explotación, el Alto Magdalena era todavía espacio de frontera petrolera. Encontró crudo comercial en el campo de Andalucía. Al geólogo Luis Morales, líder de Petrocol (después Huilex), le consumía la convicción de que el Urabá y el Sinú, abundantes en manifestaciones superficiales de hidrocarburos, contenían las más grandes reservas del país. Allí esperaba elefantes y los persiguió. Y, como se sabe, el petróleo nace primero en la mente del geólogo. Contrató Sinú con 534 mil hectáreas y 205 mil en Turbo-Tierralta en 1970-1979 con sus correspondientes obligaciones exploratorias.³⁶ Allí fue a dar el flujo de caja generado por Andalucía. En octubre de 1985 cedió “por situación económica difícil” el 50% del Contrato Hobo a Exxon,³⁷ al que más tarde entraron

29. Acta de febrero 2 de 1978.

30. Acta de agosto 1 de 1983.

31. Actas de octubre 28 de 1985 y de julio 18 de 1988, comercialidad del campo Yaguará (Asociación Hobo).

32. Acta de marzo 14 de 1983.

33. Acta de diciembre 3 de 1980.

34. Actas de enero 9 de 1980 y de marzo 4 de 1983.

35. Actas de diciembre 13 de 1978 y de febrero 8 de 1979.

36. Actas de abril 19 de 1979 y de noviembre 19 de 1980.

37. Acta de octubre 28 de 1985. La comercialidad del campo Yaguará en la asociación Hobo es de julio de 1988. Acta de julio 18 de 1988.

Firma de los contratos de asociación Arauquita, Río Tame y Yarea. Bernardo Taborda Arango, de pie, revisa documentos con Rodolfo Segovia Salas, presidente de Ecopetrol.



también BP y Total y donde se descubrieron medianas reservas. Esta no sería la única desventura.

Huilex devolvió, como estaba previsto, áreas del gran Contrato Huila y retuvo extensiones alrededor de su descubrimiento en Andalucía. Suscribió los nuevos Contratos de Hobo y Caguán sobre dos de las tres extensiones devueltas.³⁸ Por esos días, Houston Oil se interesó por Palermo, el sector al que inicialmente no había aspirado Luis Morales de Huilex, aunque lo haría después. En un país inmenso con trece cuencas sedimentarias (en la época) y un sistema previsivo de devoluciones, sobraba espacio. Rara vez se presentaban conflictos entre proponentes. Ecopetrol, cauta, estableció desde muy temprano un estricto orden para las solicitudes. En caso de duplicaciones, los contratos se suscribían con el primero que hubiese demostrado interés en un área. En marzo de 1984, después de sugerir un posible entendimiento con Huilex al que no se llegó, la Empresa firmó el Contrato Palermo con el primer proponente, Houston Oil.³⁹ En Palermo se descubrió el campo San Francisco con más de 100 millones de barriles recuperables.⁴⁰

Después de los hallazgos costa afuera en la Guajira, las IOC demostrarían continuado interés en las aguas del

Caribe. Se suscribieron numerosos contratos que serían devueltos mediando exploración superficial y pozos secos y que, en parcelas redistribuidas, encontrarían nuevos interesados. La diversidad de visiones geológicas y retos logísticos es parte de la fascinación que ejerce la búsqueda de hidrocarburos.

El 10 de febrero de 1977, la junta directiva de Ecopetrol autorizó el Contrato de Asociación Arauca. Intercol disparó líneas sísmicas muy espaciadas y se desinteresó. En 1980, Occidental repasaría la información antes de adquirir cinco contratos por un millón de hectáreas cada uno en los Llanos, tres de ellos en la Intendencia, con obligación de pozos estratigráficos y rápidas devoluciones.⁴¹ Apareció otra vez la fascinante multiplicidad de apreciaciones sobre el subsuelo petrolero en la mente del geólogo.

Algo después, a finales de 1981, la junta directiva de Ecopetrol revisó las condiciones de contratación de otros países para comparar no tanto la competitividad colombiana como su participación teórica en la renta petrolera. Se declaró satisfecha al verificar que Colombia tenía, con más del 80%, impuestos incluidos, un *take* superior al de la mayoría de la muestra escogida.⁴² La señal política era la correcta. Se acentuaba la

adormecedora complacencia con el parámetro de participación en la renta petrolera como elemento determinante de la política petrolera.

Después de ver caer la producción nacional a 130 mil barriles con reservas de 380 millones en 1978, que alcanzaban apenas para ocho años, los guarismos se recuperaban muy lentamente. Colombia importaba crecientes volúmenes de crudo, agrandaba el déficit de la cuenta corriente y se endeudaba. La Empresa, por su parte, debía soportar el peso de las importaciones de crudos y derivados a precios internacionales que se vendían internamente a precios subsidiados. Aún no eran evidentes todos los beneficios del contrato de asociación, pero el 14 de noviembre de 1983, Occidental Petroleum (Oxy) solicitó la comercialidad del yacimiento de Caño Limón en el Contrato de Asociación Cravo Norte con 64 millones de barriles de reservas, resultado de Caño Limón-1 y su comprobación Caño Limón-2.

Ecopetrol la aceptó, estimando las reservas en 36,6 millones.⁴³ Unos y otros parecían dar esa cifra por muy preliminar, en la confianza de más barriles. Era aventurado especular sobre un petróleo comercial

cerca de Arauca, Intendencia del Arauca, en la mitad de la nada, con volúmenes de reservas tan exigüos. En realidad, Ecopetrol y Oxy ya habían anunciado desde julio un descubrimiento muy significativo, que establecía a los Llanos Orientales colombianos como una nueva gran cuenca sedimentaria después de 25 años de resultados marginales en la zona. Tanto Colombia, en plena crisis de la deuda, como Oxy, tenían buenas razones para divulgar de inmediato la noticia.

Caño Limón fue el triunfo de la perseverancia de parte de quien, como Oxy, poseía una larga y productiva experiencia en la cuenca subandina, desde la Patagonia hasta Venezuela. Sísmica por centenares de kilómetros, 19 pozos estratigráficos y 13 pozos exploratorios en los cinco millones de hectáreas que Oxy había contratado con Ecopetrol en los Llanos precedieron el hallazgo. Requirió además flexibilidad de Ecopetrol para reducir obligaciones a cambio de devolver más área y darle tiempo a un asociado que trabajaba con ahínco en la búsqueda del petróleo, probablemente hasta agotarse, como sucedía con alguna frecuencia. La táctica rendiría frutos de nuevo en el futuro.

Firma de un contrato de asociación. A la derecha, en la parte de atrás, Francisco José Chona, presidente de Ecopetrol.



43. Acta de noviembre 14 de 1983.

El presidente de Ecopetrol, Alfredo Carvajal Sinisterra, suscribe dos contratos de asociación con las firmas Asamera Inc. del Canadá y Trend Exploration Inc. de Denver, Estados Unidos. Junio 19 de 1985.

Antes de Caño Limón, la geología del Llano seguía siendo amenazante por lo desconocida. Había señales de vigor en la roca generadora y se había comprobado la existencia de un sello sedimentario regional que cubría el Terciario Inferior, donde se presumía que existían trampas acumuladoras. El problema residía en encontrarlas, con conocimientos rudimentarios sobre las rutas de migración subterráneas del crudo. Se dio en el clavo al localizar el ahora famoso Arco de Arauca, que en esencia no es más que un ramal menor y subterráneo que se extiende hacia el oeste desde la gran cordillera primigenia conocida como el Escudo de la Guayana. La erosión de esa vieja montaña relleno en millones de años todo el oriente oceánico de Colombia a ambos lados de la geológicamente muy reciente cordillera Oriental. Fue su orogenia catastrófica la que empujó sedimentos contra el Arco hasta provocar las fallas semiparalelas en el subsuelo de Caño Limón y el sutil reservorio por descubrir.

Descubrir estaba costando us \$50 millones de entonces. Durante meses, Oxy, sin aire, intentó encontrar

compañeros para la faena. El petróleo había bajado de su pico en casi us \$40 por barril a menos de us \$30. Un proyecto tan riesgoso en los Llanos era casi invendible mundialmente. Los presupuestos se habían apretado.

Para principios de 1983, Oxy había detectado la nariz de un anticlinal fallado en rocas de antigüedad adecuada. A falta de socios recurrió a Cities Service, su filial desde hacía algunos años, que contaba con una operación y flujo de caja en Colombia y que, en último caso, podía por lo tanto absorber costos de exploración con beneficios tributarios. En junio de 1983 Oxy descubrió, desde una isla artificial de difícil acceso en medio de un enorme sistema lagunar, un reservorio de óptimas características de permeabilidad con petróleo de excelente calidad (28-30 grados API).⁴⁴

La perforación de Matanegra-1 y la Yuca-1 amplió considerablemente las reservas, que Oxy estimó en 1.000 millones de barriles. Con reinyección de agua, Caño Limón probablemente alcanzará a producir durante su vida útil cerca de 1.400 millones de barriles. En 1984, sin embargo, el más grande descubrimiento desde La Cira-Infantas en la Concesión de Mares, no



44. Ver Taylor, James, "Occidental's Caño Limón Discovery in the Llanos de Colombia" in *Exploration Economics of the Petroleum Industry*, volumen 22, Nueva York, 1984.



Francisco Chona, acompañado de Jorge Bendeck, en la firma de un contrato de asociación hacia 1987.

era más que una acumulación de petróleo muy aislada. Urgía poder transportar el crudo a las refinерías de Barrancabermeja y Cartagena y a los mercados externos. Sobre la base de un cálculo preliminar de reservas, todavía conservador,⁴⁵ se decidió inicialmente construir un oleoducto entre Caño Limón y Zulia, en Norte de Santander, con capacidad para 90 mil barriles por día para empatar con el sistema de oleoductos existente de propiedad de Ecopetrol. Al incrementarse las reservas, el tubo se amplió a 200 mil barriles por día desde Caño Limón hasta Coveñas en el Caribe, ya sin utilizar las instalaciones de Ecopetrol desde Zulia, que no poseían ni la integridad física ni la cabida adecuada.

Por las razones que se han anotado antes, el país necesitaba aprovechar rápidamente el crudo recién descubierto. El acicate proporcionó el ímpetu para un capítulo excepcional en los anales de la industria petrolera mundial: el descubrimiento de un yacimiento virgen y sin infraestructura, a 700 kilómetros del mar por terreno muy abrupto, cuyo crudo se descubre, desarrolla y transporta para consumo interno y exportación en un lapso de dos años y medio.

Un escollo para la acelerada puesta en marcha de Caño Limón pudo haber sido jurídico. El rápido beneficio del crudo descubierto pasaba por desarrollar el campo y el transporte a los mercados dentro del Contrato de Asociación Cravo Norte de derecho

privado. El oleoducto no requeriría ser contratado como obra pública y por lo tanto no estaba sujeto al dilatado proceso de licitación exigible a las entidades del Estado. Era la primera vez que Ecopetrol se acogía al parágrafo 14.4 del contrato: “en caso que se obtuviere producción en lugares no conectados por oleoductos públicos, las partes podrán convenir la instalación de oleoductos hasta el punto donde el petróleo pueda ser vendido...”, para un oleoducto tan largo y tan alejado del área de producción. De todas maneras, tanto la selección de los contratistas proponentes como su escogencia final fue sometida al visto bueno de la junta directiva de Ecopetrol.⁴⁶ La decisión resultó ser muy afortunada para solventar la emergencia cambiaría que atravesaba Colombia. Se dio al servicio en 18 meses, el 7 de diciembre de 1985. Un poco más tarde se inició como obra pública el Oleoducto Central de los Llanos desde Yopal hasta el río Magdalena. La obra tardó cinco años en ejecutarse.

Por primera vez, ante las demandas de un contrato de asociación, Ecopetrol no disponía de capacidad financiera adecuada para el desarrollo de Cravo Norte. El total de sus desembolsos sumó us \$772 millones. Para la compleción del campo, algo más de la mitad del costo, se obtuvo un crédito con garantía soberana. Para el oleoducto y las instalaciones portuarias, Ecopetrol, responsable del 50% de las erogaciones (para transportar

Rodolfo Segovia, presidente de Ecopetrol, firma el contrato de asociación entre Ecopetrol y Nomeco Latin America Inc. para la exploración petrolera del Casanare. Febrero de 1984.

45. Acta de julio 9 de 1984.

46. Acta de mayo 28 de 1984.

el 60% del crudo), se hizo a los créditos de proveedores sin garantía de la nación y a avances de Oxy durante la construcción. Hubo ahora reciprocidad en la flexibilidad del asociado, que a su vez tenía el mayor interés en que el crudo que le correspondía (40%) llegase al mercado en el plazo más breve. Se negoció de manera que los socios pagaran de contado la mitad de su costo y la nación participara a plazos en la inversión y recibiera, incluyendo impuestos, más del 80% de la renta.

A más de que el país regresó a la autosuficiencia y a la exportación (perdida casi 20 años antes), Caño Limón constituyó la vindicación de una política y un precedente tentador para exigir por parte de influentes segmentos políticos nacionales una todavía mayor participación de la renta petrolera. Tanto más por cuanto Oxy le traspasó a la Shell por mil millones de dólares de contado la mitad del Contrato de Asociación Cravo Norte con el campo de Caño Limón y sus satélites. El preámbulo de la agitación⁴⁷ fue cobrar a Oxy impuesto de ganancia ocasional, en una egregia confusión entre el valor de las reservas y la renta que el Estado percibiría al extraerse paulatinamente el crudo. El intento no prosperó ante las Cortes. Equivalía a gravar como ganancia ocasional

las reservas de los asociados al ritmo de las alzas en el precio del petróleo. Quedó, sin embargo, sembrada la semilla de la inconformidad.

Mientras tanto, y aun antes de Caño Limón, Ecopetrol emprendió una activa campaña de promoción de la geología colombiana y del contrato de asociación en los grandes centros de la industria petrolera mundial, como Houston, Calgary y Londres. Un subproducto tangible fue la vinculación de la Shell nuevamente al país después de una larga ausencia (con otros contratos aparte de su inversión en Caño Limón). Estimulado el interés por Colombia, al que contribuyó la magia del macroyacimiento en los Llanos, entre 1983 y 1991 se dobló, a 23, la suscripción anual de contratos con respecto a la década anterior. Al final del período había 92 contratos activos.

La Empresa, energizada a su vez por el contacto con los asociados y confiando en sus propias habilidades, comenzó a encontrar modestas reservas por su cuenta. Acentuó, además, una tímida política de congelación para sí de zonas prospectivas, generalmente cerca de donde ya se había descubierto petróleo.⁴⁸ Para 1986, la reserva de tierras formaba parte del programa año 2000 de exploración, con zonas rojas de presumiblemente



47. La Contraloría General de la República llegó absurdamente a afirmar que Oxy conocía de la existencia de petróleo en Caño Limón al momento del farm in de Cities Service.

48. A finales de 1981, la Empresa se había reservado el área de Paz de Ariporo para su exploración directa. Acta de diciembre 16 de 1981.





menor riesgo geológico, cercanas a instalaciones de transporte “donde no se permite capital privado”.⁴⁹ Se crea el mapa de tierras y a finales de 1988, el mapa de áreas rojas, donde Ecopetrol adelantaría “de forma directa trabajos de exploración”, cubría 10 millones de hectáreas,⁵⁰ más que lo suscrito en asociación.

Por otra parte, y aprovechando la presencia de un barco explorador de Gulf Oil en el Caribe, se dio luz verde en 1985 al primero de los estudios de cuenca (grandes zonas con características geológicas en apariencia similares) que dieron en llamarse TEA, *Technical Evaluation Agreement*, por su sigla en inglés. El modelo, repetido en el futuro, consistió en reservar un área extensa (en el caso de la Gulf, el mar Caribe y la margen derecha del Bajo Magdalena) para examen en superficie por un proponente experimentado, que al final de un período de no más de dos años podía optar por suscribir preferentemente contratos de asociación ordinarios dentro de la zona estudiada. Gulf, ya parte de Chevron, escogió suscribir un contrato por 387 mil hectáreas en el Carmen de Bolívar en febrero de 1987.⁵¹

En 1988 se registró otro hito de la contratación, no tanto por los eventuales resultados como por la

imaginativa aplicación de conceptos geológicos. En marzo Petronorte firmó la asociación “vertical” Zulia, en zona de concesión revertida. El asociado se comprometió a la búsqueda de hidrocarburos en el Cretáceo y, por lo tanto, renunció de antemano a hallazgos en las formaciones más someras de Mirador o Barco del Terciario, que le corresponderían en un ciento por ciento a Ecopetrol. El modelo vertical se incorporaría en numerosos contratos. Curiosamente, el último de ellos, del 24 de diciembre del 2003, sería la búsqueda de un *play* profundo por Petrosantander en Las Monas,⁵² es decir en el área donde se había ensayado el primer modelo de contrato en 1955 y que continúa en explotación.

La ruptura

La bonanza petrolera de Caño Limón inflamó la imaginación de una parte de la opinión colombiana. Parecía materializarse el anhelo íntimo de habitar un país de leche y miel, rico en recursos naturales como lo pintaban por entonces los textos escolares de geografía. Por esa brecha irrumpió la corriente que aspiraba a reducir la

Páginas 488-489: aerofotografía con el trazado de la ruta del poliducto Yumbo-Cartago.

Estado en que quedó un puente de la carretera Barrancabermeja-Bucaramanga, luego de un atentado en 1988.

49. Acta de noviembre 10 de 1986.

50. Acta de octubre 10 de 1988.

51. Acta de febrero 9 de 1987.

52. Informe Anual de Ecopetrol 2003.

Camiones incinerados durante un atentado en el Putumayo.

tajada de la renta para el socio inversionista, casi siempre extranjero. De todas maneras, el recuerdo de arrogancias del pasado y la retórica de la izquierda, todavía en plena Guerra Fría, maltrataba la imagen de las IOC. Según sus detractores, chupaban por oficio el patrimonio de los países anfitriones y Colombia había sido demasiado amplia e ingenua. Encontrar hidrocarburos era asunto sencillo. Poco faltó para almorzar dátiles y enjalar el camello como cualquier afortunado habitante de los oasis.

A partir de 1986, en la medida que el petróleo de Arauca fluía hacia la exportación y se amasaban las que parecían cómodas reservas de petróleo, se desató una campaña para apretar las condiciones del contrato de asociación. Lo pasado podía respetarse. Salvo extremistas, se reconocía que el honrar la palabra empeñada constituía un activo del país, pero hacia el futuro conservar las condiciones existentes era pecar contra Colombia. La Unión Sindical Obrera (uso) promovió foros en que prevalecían los argumentos nacionalistas y las opiniones contrarias eran tachadas de vendepatrias. La agitación subió al Congreso. El tono de la discusión adquirió ribetes agresivamente populistas. Montarse sobre la defensa de los recursos naturales, aun de los inexistentes, había sido siempre una política electoralmente rentable.

La oleada encontró eco en el Ministerio de Minas y Energía. Por su parte, la junta directiva de Ecopetrol ya se había movido hacia una mayor participación en la renta por intermedio de los contratos de participación de riesgo (riesgo compartido), el primero de los cuales, con Oxy en el Putumayo, data de noviembre de 1986.⁵³ Contemplaba que la Empresa entrara a participar con el 30% de los costos durante el tercer año de exploración,

53. Acta de noviembre 10 de 1986.

54. Acta de febrero 28 de 1988.



es decir, a partir del año en que normalmente se iniciaba la perforación de pozos si se habían detectado prospectos atractivos; a cambio de esta participación y del 50% de la inversión en desarrollo, recibiría el 65% del petróleo explotado después de regalías. En febrero de 1987 se definió sobre bases similares una política general de participación de riesgo compartido para las áreas rojas de reserva de Ecopetrol.

Bajo la política de participación de riesgo se dio luz verde en 1988 al Contrato Rubiales con Tethys Petroleum, Turnsector Ltd. y Austral Stake Ltd. sobre 100 mil de las hectáreas devueltas por Exxon cinco años antes en el oriente del Meta. Ecopetrol entraba a participar con el 30% de las inversiones a partir del segundo pozo exploratorio y se comprometía a contribuir con el 60% de eventuales costos de desarrollo en caso de comercialidad, a cambio de lo cual recibía el 60% después de regalías.⁵⁴ Este contrato fue el temprano precursor de la participación de la Empresa en los crudos pesados del oriente llanero. Debe anotarse que Ecopetrol no aceptó en primera instancia la eventual comercialidad propuesta y Tethys inició explotación bajo la modalidad de solo riesgo al final del período exploratorio en 1996.

El decreto 2782 del 28 de noviembre de 1989 modificó, como consecuencia de la agitación descrita, las cláusulas económicas del contrato de asociación. Si bien esa función correspondía a la junta de Ecopetrol, el Ministerio de Minas y Energía decidió darle mayor solidez. Se trataba nada menos que revisar una política que llevaba 20 años. El aporte de la Empresa para explotación continuaba siendo el mismo 50% de llegarse a la explotación, pero la distribución de los resultados después de regalías (20%) cambió a lo siguiente (ver tabla 1, pág. 492).

Además, para aplicar las escalas, debía sumarse la producción de todos los campos que se explotasen dentro de un contrato de asociación. Se respondía a un clamor que veía en Caño Limón un premio excesivo para el asociado y deseaba corregirlo en nuevos grandes hallazgos. Pesó poco en la decisión, no por ausencia de advertencias, el desestímulo que la norma podría acarrearle a la búsqueda de hidrocarburos en Colombia.

El decreto contenía una cláusula que formalizaba la obligación de transferencia tecnológica por los asociados, que con el tiempo se convertiría en una suma exacta de dinero pactada al suscribirse el contrato. También se añadió la cláusula de control ecológico que recordaba la “obligación de cumplir con lo dispuesto por el Código Nacional de Recursos Naturales

Producción acumulada barriles	Ecopetrol	Asociado
De 0 hasta 60 MBls	50%	50%
De 60 MBls hasta 90 MBls	55%	45%
De 90 MBls hasta 120 MBls	60%	40%
De 120 MBls hasta 150 MBls	65%	35%
Más de 150 MBls	70%	30%

Renovables y de Protección de Medio Ambiente”, así como establecer planes de contingencia específicos para atender emergencias.

El momento escogido para modificar la participación del asociado en la renta petrolera no pudo haber sido peor. El 9 de noviembre de 1989 se desplomó el Muro de Berlín; la consecuencia mediata fue la apertura de geografías prospectivas, como Asia Central, Vietnam, Angola o Rusia misma, antes vedadas a las IOC. Colombia entró a competir por escasos dólares de inversión con territorios más promisorios. Por otra parte, la situación interna de seguridad, que afectaba espacios propicios para la exploración, continuó deteriorándose: la guerrilla atentaba contra el oleoducto Caño Limón-Coveñas centenares de veces al año. Además, los precios internacionales del crudo se estabilizaron a un nivel bajo (us \$19 por barril), que solo la Guerra del Golfo en 1991 modificaría temporalmente.

El fervor nacionalista se extendería a medidas fiscales como el impuesto de us \$1 por barril, para que la industria del petróleo específicamente contribuyese a la lucha contra la subversión, y a un 12% de impuesto a la remesa de utilidades. Las cargas, sumadas al riesgo inherente de la mediocre prospectividad colombiana y a las restrictivas nuevas exigencias del contrato, ahuyentaron asociados. Al mismo tiempo, aunque las áreas en asociación alcanzaron su mayor extensión histórica con 14'800.000 de hectáreas, la reserva de tierras directa de Ecopetrol y las que se hallaban en evaluación por la empresa, sacadas del mercado, sumaban 12'400.000. El inventario de lo disponible con algún potencial para contratación llegó a su mínimo. Entre 1992 y 2000 se suscribieron 15,5 contratos anuales, una sustantiva disminución en comparación con los 23 contratos por año de la década anterior. El número de contratos vigentes, por el gran número de devoluciones, registró un modesto aumento de 92 a 115, que equivale a adicionar 2,5 contratos netos cada año durante el período.

Apogeo

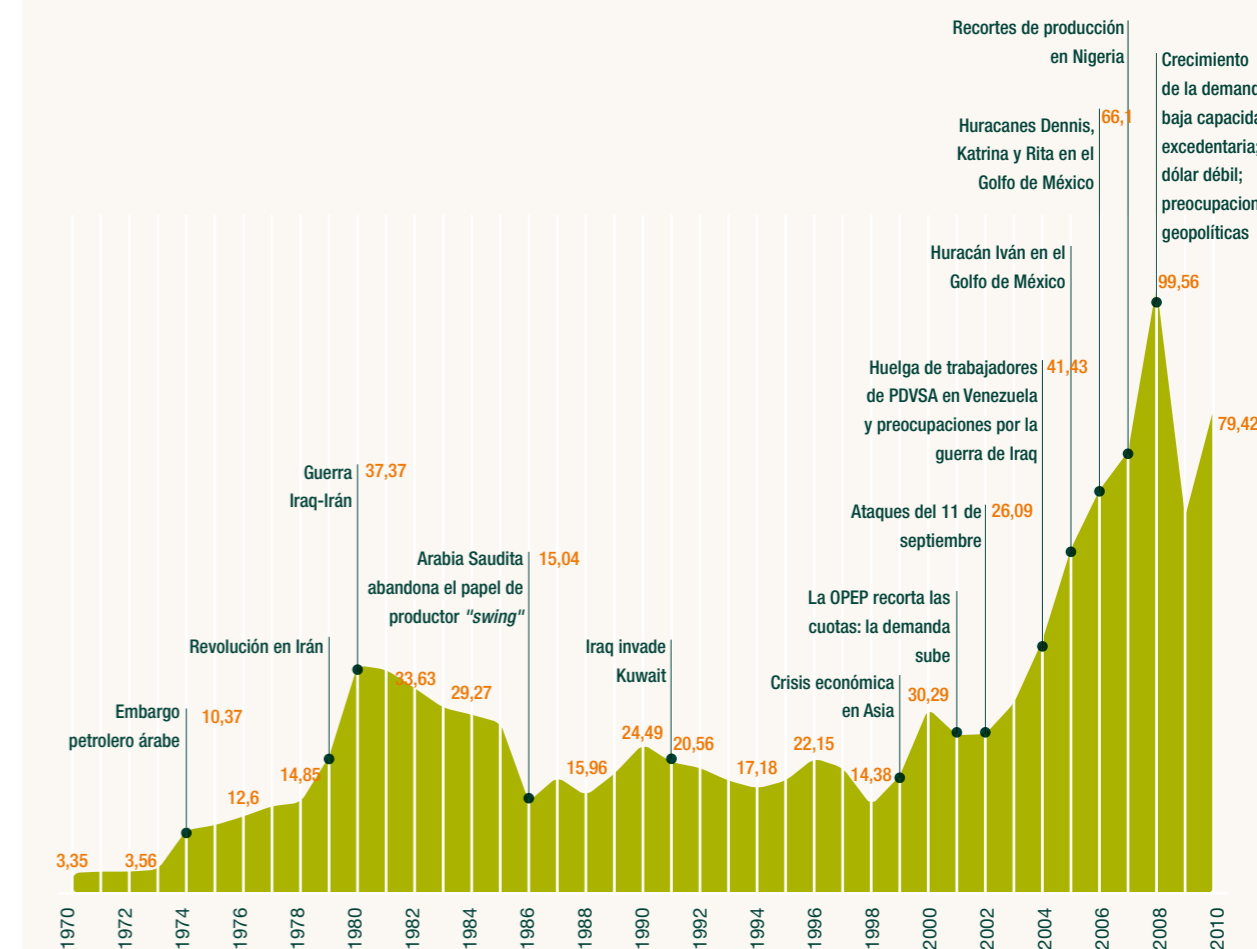
Mientras se hipotecaba su futuro, el contrato de asociación estaba por cosechar su más grande éxito. La historia aquí resumida ameritaría un pormenorizado recuento y podría, sin hipérbole, calificarse de epopeya. No es aventurado especular sobre si el empeño con que se persiguieron los yacimientos de Cusiana-Cupiagua se hubiese podido dar bajo las condiciones para la suscripción de contratos vigentes que comenzaron a aplicarse en Colombia durante la década de los noventa.

El 11 de julio de 1982, Triton Energy suscribió el Contrato de Asociación Santiago de las Atalayas en el cinturón plegado subandino del piedemonte llanero, con un área de 159.150 hectáreas. Corta de fondos, cedió en febrero de 1984 el 90% de sus derechos por partes iguales a Union Texas y a la Colombian Oil Development Company. Perforaron tres pozos secos en la zona plana del Contrato (La María 1, La Cabaña 1 y Leticia 1).

Descorazonados, los cesionarios devolvieron el área a Triton en mayo de 1986 y esta, de acuerdo con lo previsto en el contrato, retornó en septiembre un poco más de la mitad de su extensión a Ecopetrol, conservando 71.607 hectáreas. Sus obligaciones se redujeron a sendos pozos exploratorios para al quinto y sexto año del Contrato. Triton revisó de nuevo la sísmica existente y disparó líneas adicionales en el piedemonte que había retenido. Creía gustarle lo que entreveía, pero para acometer la perforación necesitaba apoyo financiero. Ofreció participación (*farm-in*) a muchas compañías dentro y fuera de Colombia sin resultado.

Finalmente, el 1w8 de junio de 1987, Triton Energy traspasó el 40% de su participación en el Contrato de Asociación Santiago de las Atalayas a BP y el 40% a la francesa Total. Todos los gastos de exploración correrían por cuenta de los nuevos socios y BP sería el operador. Ya antes, en 1982-1983, BP había examinado la información de Santiago de las Atalayas sin mostrar interés. Cuando Triton reiteró la invitación en 1986, el panorama colombiano había cambiado: Caño Limón

Gráfico 1
Precio WTI (dólar corriente)
1970- junio de 2012



en el Arauca estaba en vías de alcanzar una producción de 200 mil barriles por día, demostración llanera del vigor de la roca generadora.

Con suficientes indicios sobre el potencial petrolero del cinturón plegado subandino, se justificaba el estudio global del área. BP consideró prudente integrar el conocimiento para encontrar oportunidades, aparte de las que se proponía verificar en Santiago de las Atalayas. Planteó en consecuencia el TEA Boyacá, que se firmó el 6 de julio de 1987 y que comprendía todo el piedemonte llanero, desde el norte de los yacimientos de crudos pesados descubiertos al lado de las montañas cercanas a Villavicencio hasta los límites con Venezuela. BP extendió su presencia técnica en Colombia para prospeccionar sistemáticamente el piedemonte con la misma visión de nueva frontera que la había llevado a Alaska (1969) y al Mar del Norte (1970).

BP transitó por caminos de herradura y vadeó bateas de los ríos para llegar hasta donde iniciaría la perforación del pozo Cusiana-1 el 29 de octubre de 1987. Desde el alto donde se localizó el taladro se oteaba el hermoso panorama de la llanura. A poco de empezar operaciones en el despoblado, se hizo presente la guerrilla del Ejército de Liberación Nacional (ELN), que asaltó las instalaciones el 8 de enero de 1988, maltrató al personal y quemó el taladro. Unos meses después ocurrió el secuestro de un subcontratista francés. Los incidentes no atenuaron el entusiasmo, pero el reemplazo del equipo averiado con capacidad para llegar a los esperados 15 mil pies de profundidad se hizo esperar seis meses. Además, se perdió parte del pozo mismo y se requirió una desviación para recomenzar la perforación, que culminó el 1° de diciembre de 1988. Cusiana-1 se considera el pozo que rompió el velo pero su



Trabajos de restauración ambiental en el caño La Linda y el río Sardinata, luego de un atentado.

precarias condiciones mecánicas no permitieron penetrar más que hasta la formación Mirador. Quedaron faltando las más profundas: Barco y Guadalupe.

En mayo de 1988, durante la perforación de Cusiana-1, Triton continuó gestiones para extender la contratación asociada al sur de Santiago de las Atalayas. El 5 de mayo de 1988 suscribió el colindante Contrato de Asociación Tauramena. Ofreció a sus socios participar 40, 40 y 20% como en Santiago de las Atalayas, pero estos, todavía bajo el impacto de la acometida del ELN, declinaron la invitación.

En abril de 1989 se dio comienzo al pozo de confirmación Cusiana-2, unos cinco kilómetros al sur del Cusiana-1. Colapsaron las paredes del pozo y se abandonó. El siguiente intento, Cusiana-2A, se demoraría en iniciar hasta junio de 1990 y su prolongación desviada, el Cusiana-2AST, solo se completaría en enero de 1992. ¡Un año y medio de labores! La lentitud del progreso ilustra las dificultades mecánicas y precauciones que eran coetáneas al intento de llegar al objetivo en el piedemonte. El pozo se coronó con éxito y penetró las tres formaciones (Mirador, Barco y Guadalupe).

Al confirmarse la potencial dimensión del hallazgo con la perforación de Cusiana-2AST en Santiago de las Atalayas, Triton traspasó Tauramena a sus socios en 1992 pero modificando a 38, 38 y 24% la participación

en ambos contratos. El tamaño del yacimiento de Cusiana quedaría esbozado con la exitosa perforación de Buenos Aires-1 en el centro del contrato Tauramena. Más de la mitad de las reservas del yacimiento de Cusiana estarían en él. Se solicitó la comercialidad para los Contratos de Asociación Santiago de las Atalayas y Tauramena el 28 de junio de 1993.⁵⁵

Cupiagua-1 se perforó dentro de Santiago de las Atalayas entre marzo de 1992 y mayo de 1993, localizado muy cerca de donde 20 años antes y con la pérdida de la autosuficiencia ad portas, Ecopetrol había riesgadamente hincado el Únete-1 en 1973, alcanzando el tope de la formación Mirador. La Empresa encontró petróleo liviano en una cuarcita blanca y compacta, que parecía porcelana. Nadie se interesó por la escasa porosidad de la roca almacenadora; las características pétreas no eran las mismas de otras manifestaciones del Llano mismo y los hidrocarburos descubiertos no parecían comerciales con los métodos de entonces. No se disponía ni de instrumentos científicos para descifrar registros sísmicos confusos, ni de técnicas de perforación sofisticadas para grandes profundidades. Veinte años después, en cambio, BP dio con petróleo y gas abundantes.

Pasaron once años entre la firma del Contrato Santiago de las Atalayas y la adquisición de la sísmica inicial hasta el hallazgo de un yacimiento comercial. Una vez más,

Trabajos de recuperación en un tubo afectado por el robo de combustible en Facatativá.

la flexibilidad y la comprensión de Ecopetrol para postergar obligaciones ante la evidencia de dedicación por parte del asociado habían sido determinantes para culminar con éxito. En el cinturón plegado de los Llanos Orientales triunfaron por una parte la perseverancia y por otra la paciencia reflexiva en la administración del contrato de asociación. Los campos interconectados de Cusiana, Cusiana Sur y Cupiagua son el depósito de hidrocarburos más grande descubierto hasta ahora en Colombia. Sus reservas se han estimado en 2.200 millones de barriles de petróleo equivalentes.

El tesón no fue siempre recompensado. Otros menos afortunados enterraron millones en un subsuelo esquivo. Como se mencionó anteriormente, Exxon no tuvo suerte ni en Saravena ni la Serranía de la Palomas (Medina). Chevron invirtió más de us \$60 millones sin resultado (Anaconda) en las lomas al pie de Villavicencio. El petróleo había estado allí mucho antes de que se llegara al aparente reservorio pero se había fugado por sus intersticios, liberado por alguna nueva pulsación de los Andes. Cifra semejante enterró Ecopetrol en Coporo-1. Unos años después, Oxy invirtió us \$70 millones en un prospecto cuidadosamente gestado (Contrato de Asociación Samoré o Gibraltar), donde perforó Sirirí-1, que no resultó comercial para la compañía. BP misma fracasaría más adelante en Niscota-1, después de inver-

tir us \$80 millones y considerable capital político para tener la oportunidad.

¿Y por qué tanto dinero? Porque el petróleo del cinturón plegado subandino había que buscarlo cinco y seis kilómetros bajo tierra, dos veces más profundo que en Caño Limón y cinco veces más hondo que en Barrancabermeja. Los riesgos crecían geométricamente y los costos exponencialmente. Los detalles de la cuña sedimentaria sumergida al pie de una gran montaña emergente eran imprecisos en el mejor de los casos. A profundidad media de 14 mil pies todavía hoy no arroja con la mejor sísmica todas las luces deseables. En los primeros tiempos, además, existía el peligro de desmoronamientos de los pozos exploradores en el largo trayecto y quedaba por probar si la permeabilidad y la porosidad de los yacimientos permitirían su extracción. No obstante, el riesgo valía la pena para los ganadores. Siempre y cuando los reservorios fueran continuos y con adecuada porosidad y permeabilidad, su tamaño prometía ser gigantesco.

Los hallazgos de Santiago de las Atalayas y Tauramena se complementaron con OCENSA, el oleoducto desde las instalaciones centrales de procesamiento en el campo de Cusiana (Casanare) hasta el puerto en Coveñas. Ha sido un gran proyecto de ingeniería que trepa en diámetro mayor (30 y 36



55. Acta de junio 22 de 1993.





*Páginas 496-497:
vista parcial de
la refinería de
Barrancabermeja.*

*Pozo Cupiagua 1 en
el campo que lleva su
mismo nombre.*

pulgadas) a tres mil metros desde Yopal y luego se extiende hasta el mar Caribe.

Ahora bien, como en Caño Limón, el desarrollo de los campos del piedemonte y el oleoducto resultaron demasiado exigentes para las finanzas de Ecopetrol. Para el oleoducto se hizo necesario atraer a un accionista que sustituyera parcialmente a la Empresa y que al mismo tiempo contribuyera con su solidez y capacidad técnica a dar confianza a la banca internacional para que acogiera un proyecto autofinanciable con tarifas. Se encontró en dos gigantes canadienses de la conducción de gas: Interprovincial Pipelines (IPL Energy Inc.) y TransCanada Pipelines (TCPL International Investments Inc.), que suscribieron el 35% de la capitalización de OCENSA y asumieron la operación unificada de todos sus segmentos.

Ecopetrol suscribió un 25% de OCENSA, que consiguió aportar en especie o financiar externamente sin afectar la limitada capacidad de endeudamiento de la Nación. De nuevo, gracias al parágrafo 14.4 del contrato de asociación, se evitó la contratación por obra pública⁵⁶ y se pudo llevar el crudo a puerto en 30 meses, por un tubo de 760 kilómetros y capacidad para 550 mil barriles diarios. Ejecutado por debajo del presupuesto, costó us \$2.300 millones. Estuvo listo a partir de agosto de 1997, cuando la producción de Cusiana-Cupiagua comenzaba a crecer hasta llegar a su máximo de 485 mil barriles por día.

Al terminarse 1988, la información recogida por el TEA Boyacá parecía confirmar la amplia promesa del piedemonte y el acierto de la vocación exploradora de BP. La promesa presentida en el cinturón

56. Acta de junio 28 de 1993.

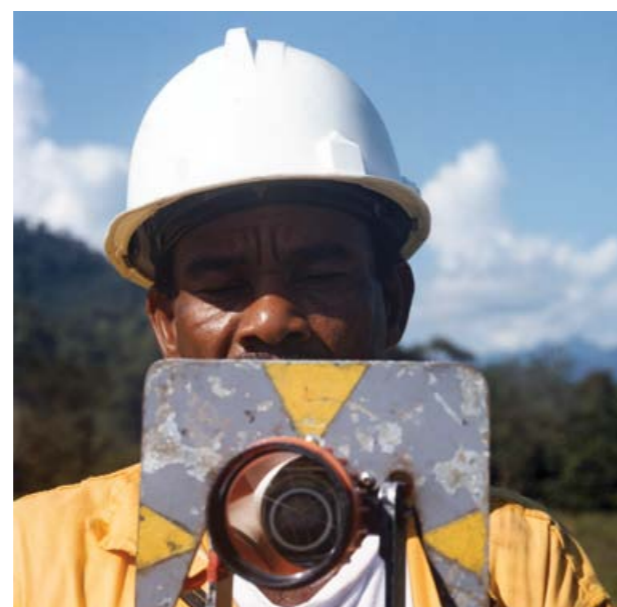
*Pozo Buenos Aires 3,
con maquinaria de
Parker Drilling Co.
en el yacimiento de
Cusiana.*



plegado podía quizá materializarse hacia el norte. Procediendo en consecuencia, la compañía suscribió los Contratos de Asociación Támara y Pauto en 1989 y Sácama en 1990. Sobre este último abrigó muchas dudas por la modificación en las condiciones de contratación que, a finales de 1989, precedieron su firma. También se hizo en 1992 al Contrato Recetor, arriba de Santiago de las Atalayas, que había sido adquirido en marzo de 1989 por Maxus Energy Colombia. Se internó incluso en la montaña con el Contrato Piedemonte Occidental, al que el explorador renunció porque la compacta condición de la roca descartaba prospectividad.⁵⁷ En el confín del cinturón plegado de los Andes colombianos, BP procedió a realizar la más intensa, larga y costosa campaña exploratoria en la historia del país.

Pauto, Támara y en particular Sácama se vieron interferidos por las vacilaciones de una autoridad ambiental insegura (el Inderena en la época) y por la actividad guerrillera en la región. Ambas cosas eran obstáculos generalizados que aquejaban a la industria en muchas partes del país. En enero de 1991 las Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia (FARC) secuestraron un helicóptero fletado por contratistas de BP. Dada la situación de orden público, en diciembre de 1991 BP adujo fuerza mayor en Sácama. Ecopetrol, como era su política, rehusó aceptar la presencia guerrillera como causal e insistió en el cumplimiento de las obligaciones contractuales. Se cernía la amenaza de cancelación por razones formales. Tal evento, de rara ocurrencia, hubiese tenido, en vista de las sanciones, muy negativas repercusiones sobre el manejo de los contratos con un importante asociado.

57. En el Contrato Piedemonte Occidental, muy interferido por la guerrilla, BP terminó por donar a Ecopetrol us \$7 millones para estudios geológicos como compensación por obligaciones exploratorias. Acta de febrero 12 de 1998.



Trabajos de sísmica en la exploración petrolera, 2010.

Se le encontró una salida al impase. BP renunció a Pauto, Támara y Sácama, y ese mismo día suscribió el nuevo Contrato Piedemonte (214 mil hectáreas) que englobaba la totalidad de la superficie de los contratos renunciados, pero aplicándole la nueva modalidad de producción escalonada al área entera, lo que se traduciría en una mayor participación de la renta petrolera de descubrirse yacimientos en los antiguos Pauto y Támara. Estos se habían adjudicados inicialmente con distribución del 50% para cada socio, independientemente de los volúmenes de crudo producidos.

El modelo geológico de Cusiana-Cupiagua no se reprodujo en la prolongación del cinturón plegado subandino hacia el norte, aunque el Contrato Recetor contenía la extensión de Cupiagua. El relieve del subsuelo sería aún más complejo. Habría que lidiar con estructuras inesperadas y, sobre todo, con desplazamientos laterales y hacia arriba de las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe, y con roca de menor permeabilidad. Se encontraron, sin embargo yacimientos significativos en Volcanera, Pauto y Floreña, ricos en gas y condensado.⁵⁸

El ajuste

La cláusula de distribución escalonada, unida a los otros factores anotados, significó un revés para la efectividad del contrato de asociación. También pesaron las llamadas zonas rojas de reserva de Ecopetrol, que en la práctica no tenía ni los fondos ni el apetito para emprender campañas de riesgo en la incertidumbre del subsuelo colombiano. A pesar del perseverante dinamismo de BP,

la exploración disminuyó. En 1993-1994 se decidió promover en el exterior, como se había hecho una década atrás, la geología y la seguridad jurídica colombiana.

Con paquetes de información detallada del subsuelo se ofrecieron a modo de licitación áreas de reserva de la Empresa. Se ofertaron 16 bloques seleccionados de las zonas rojas y considerados especialmente atractivos por Ecopetrol, quizá pensando que la prospectividad nacional no era suficientemente conocida y que Cusiana-Cupiagua le daría aliento al interés por Colombia. La respuesta de la industria fue mediocre. Se firmaron tres nuevos contratos de asociación.⁵⁹ En 1994 se repensó el mapa de tierras para hacerlo menos restrictivo.

A la luz de la experiencia iba calando la necesidad de revisar las condiciones que ofrecía el país al inversionista petrolero. El proceso era, empero, políticamente incómodo. Lo que se percibiese como exceso de generosidad en el reparto de la renta petrolera sería acerbamente criticado y a priori no se conocía el punto de quiebre. Se dieron extensísimos debates en el seno de la junta de Ecopetrol. Aunque ningún contrato escalonado se había acercado al 70% de participación de la Nación, la simbólica cifra parecía intocable. Se inició entonces un período de paños tibios que buscaban paliar la evidente deficiencia del contrato para atraer, sin excederse en el premio ofrecido. Solo el mercado podía definir el equilibrio exacto, pero por el peso atribuido a las IOC, la señal del mercado inspiraba desconfianza. Difícil malabar en un confín desconocido.

El proceso de reexamen llevó al Factor R, mecanismo utilizado en muchas partes del mundo para permitirle a

58. Para mayores detalles sobre la actividad de BP en el piedemonte, ver Segovia, Rodolfo. "La nueva frontera", pp. 49-154 en BP Colombia. 20 años de alianza en Cusiana y Cupiagua, Bogotá, 2010.

59. Informe Anual de Ecopetrol 1994.

60. Acta de marzo 15 de 1994.

las IOC y a todo inversionista la posibilidad de recuperar su inversión antes de comenzar a recibir retornos declinantes. La primera formulación específica fue expedida en marzo de 1994⁶⁰ (ver gráfico 2, pág. 501).

La aplicación del Factor R significaba que si la producción de un contrato pasaba de 60 millones de barriles equivalentes, el escalonamiento descendente en la

porción del petróleo a disposición del asociado no comenzaba a aplicarse hasta tanto este no hubiese recuperado su inversión (Factor R = 1). Se intentaba suavizar el desestimulante escalonamiento haciendo que la distribución de la producción dependiera no solo de la producción acumulada sino también de los factores económicos en cada caso. Al límite inferior de la escala no podía llegarse

Gráfico 2
Tabla de distribución con base en el Factor R

Factor R	Participación después de regalías	
	Ecopetrol	Asociada
si R es < 1,0	50%	50%
si 1,0 es < R < 2,0	100-(50/R)%	50%R
si R >= 2,0	75%	25%

Definición del Factor R

$$\text{Factor R} = \frac{\text{IA}}{\text{ID} + \text{GO} + \text{AB} - \text{B}} = \frac{\text{Ingresos acumulados}}{\text{Egresos acumulados}}$$

IA: Ingresos acumulados de la Asociada (volumen por precio).
ID: Cincuenta por ciento (50%) de las inversiones de desarrollo acumuladas.
A: Costos directos de exploración en que ha incurrido la Asociada.
B: Reembolso acumulado de los costos directos de explotación (máx 50%)
GO: Gastos de operación acumulados de la Asociada.

La distribución en la producción basada en el Factor R aplica cuando la producción acumulada de cada campo comercial supere los 60 millones de barriles de hidrocarburos líquidos o los 420 gigapies cúbicos de hidrocarburos gaseosos, lo primero que ocurra.

Tabla 2

Producción acumulada barriles	Ecopetrol	Asociado
De 0 hasta 10 MBIs	55%	45%
De 10 MBIs hasta 90 MBIs	60%	40%
De 90 MBIs hasta 120 MBIs	65%	35%
De 120 MBIs hasta 150 MBIs	70%	30%
Más de 150 MBIs	75%	25%

mientras el asociado no hubiese recuperado el doble de su inversión, sin importar que ya hubiera alcanzado un recobro de más de 150 millones de barriles. El factor R con nuevas escalas se aplicó también a los contratos de riesgo compartido (ver tabla 2, pág. 501).

La industria acogió tibiamente los nuevos términos económicos del contrato de asociación, a pesar de que se redujo al mismo tiempo la tarifa para el transporte de crudos por los oleoductos de Ecopetrol. No ayudaba el que se hubiese entrado en un período durante el cual, después de la Guerra del Golfo, los precios internacionales del petróleo se estabilizaron por debajo de us \$20 por barril, ni el que las normas fiscales colombianas en general, y para los petroleros en particular, fuesen comparativamente onerosas. Estudios internos de la Empresa revelaron la desventaja competitiva del contrato frente a la mayoría de las geografías que trataban de captar recursos de inversión. Por infraestructura y geología, Colombia era un país de altos costos de producción por barril y la participación del Estado era una de las más altas del mundo, exceptuando países productores con más de dos millones de barriles diarios. La exploración entre 1993 y 2000 caería al ínfimo promedio de 14 pozos A3 (perforaciones en busca de acumulaciones vírgenes) anuales, el más bajo en dos décadas.

Parte del problema residía en que si bien la formulación Factor R beneficiaba en algo la rentabilidad de grandes yacimientos en distribución escalonada,

nada hacía por campos con menos de 40 millones de barriles de reserva, que eran el 93% de los históricamente encontrados en Colombia.⁶¹ El perfil de los rendimientos netos para la industria estaba por debajo de la tasa mínima de descuento que podía esperarse para inversiones de capital de riesgo.

A partir de 1995 mejoraron moderadamente los rendimientos del contrato. El esfuerzo por hacerlo más competitivo llevó a admitir a valor presente el 50% de lo invertido en sísmica y en pozos secos, además del pozo descubridor, dentro de lo reembolsable para los asociados. El Congreso por su parte desmontó el “impuesto de guerra” fijo por barril para futuras comercialidades (destinado a las Fuerzas Armadas y muy cuestionado por los asociados por ser específico para los hidrocarburos) y aprobó el descenso progresivo del impuesto de remesas.⁶²

Infortunadamente para la efectividad del contrato y la exploración en Colombia, el ambiente político interno era poco propicio para introducir cambios más radicales. El gobierno del momento les dio prioridad a las transferencias monetarias de Ecopetrol al Ministerio de Hacienda. Se redujeron los presupuestos de inversión de la Empresa y se descartó la reconsideración de la política petrolera.

El ciclo de paños tibios continuaba en lo fundamental aferrándose a la inviolabilidad de un modelo de contrato, pero se dio otro paso de apertura en 1997.

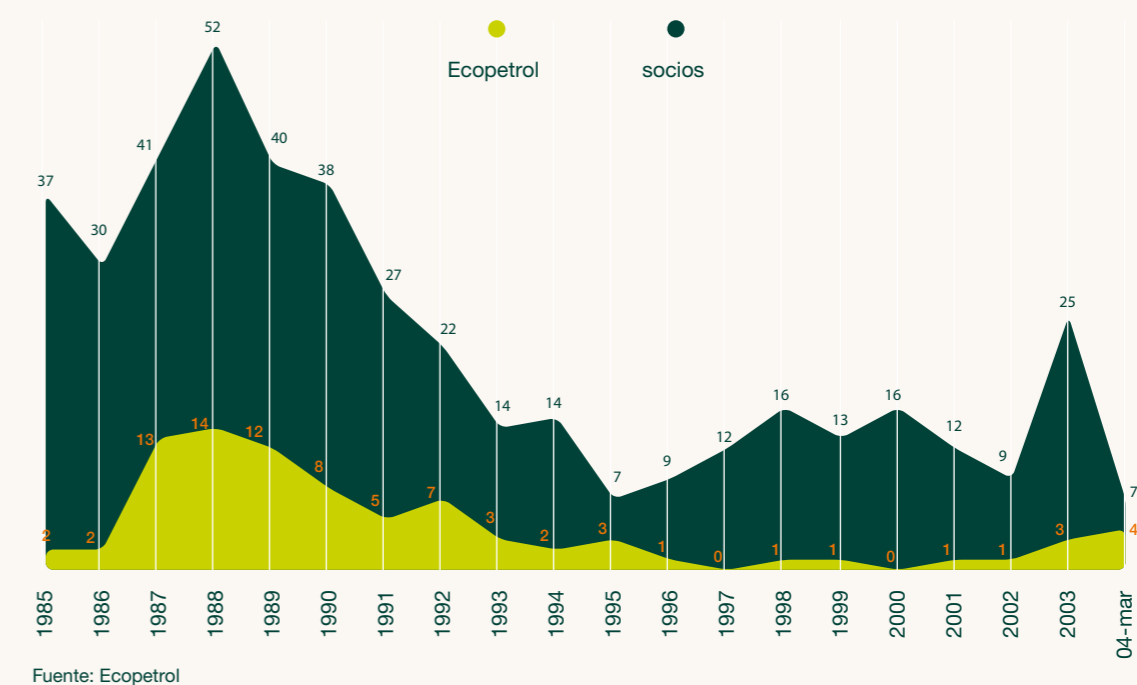
61. Acta de julio 19 de 1994. La corrección de la competitividad de los campos pequeños dependía con mucho de las regalías, que habían permanecido fijas en el 20%, independientemente del tamaño del campo, desde 1974.

62. Informe Anual Ecopetrol 1995.

Gráfico 3
Actividad contractual
1990-2003
(número de contratos)



Gráfico 4
Número de pozos A3 perforados
1985-marzo de 2003
(número de pozos perforados)



Fuente: Ecopetrol

Ecopetrol reconoció que los descubrimientos de gas natural por mercado y precio requerían estímulos. En consecuencia, se amplió el período de explotación de 22 a 30 años y se llevó a 2 el Factor R antes de que, pasada la extracción de 420 GPC, se disparara el reparto escalonado. Con un Factor R de 2 a 3 se aplicaba un escalonamiento descendente que solo llegaba al mínimo para el asociado cuando el Factor R pasaba de 3. Además, se le acordaba hasta cuatro años después de comercialidad para desarrollar infraestructura y mercados antes de que comenzara a contar un período de 30 años de explotación.⁶³ Por otra parte, ya desde antes había variado la equivalencia de líquido a gas vigente desde el principio del contrato, que pasó de 6 mil a 7 mil pies cúbicos por barril,⁶⁴ lo que significaba un mayor volumen de gas antes de llegar al primer escalón de reparto en 60 millones de barriles equivalentes.

La relación de gas natural a barril de petróleo dio lugar a una de las muy contadas diferencias de interpretación del contrato con un asociado. Los descubrimientos de BP en el piedemonte al norte de Cusiana-Cupiagua resultaron, como se anotó, mayormente de gas y condensado, el segundo de los cuales no estaba incluido dentro de las definiciones previstas

en el contrato. En un esfuerzo por mejorar la rentabilidad de la explotación del campo Volcanera (en los Contratos Recetor y Piedemonte), sobre el que se albergaron inicialmente exageradas expectativas, BP intentó amalgamar condensado y gas para efectos del hidrocarburo marcador que definía los volúmenes de producción acumulada y, por lo tanto, las escalas. Si bien el asunto no prosperó, la controversia salió a la luz pública y desnudó, evento excepcional durante toda la vida del contrato de asociación, discrepancias insalvables en el seno de la junta directiva de Ecopetrol.⁶⁵

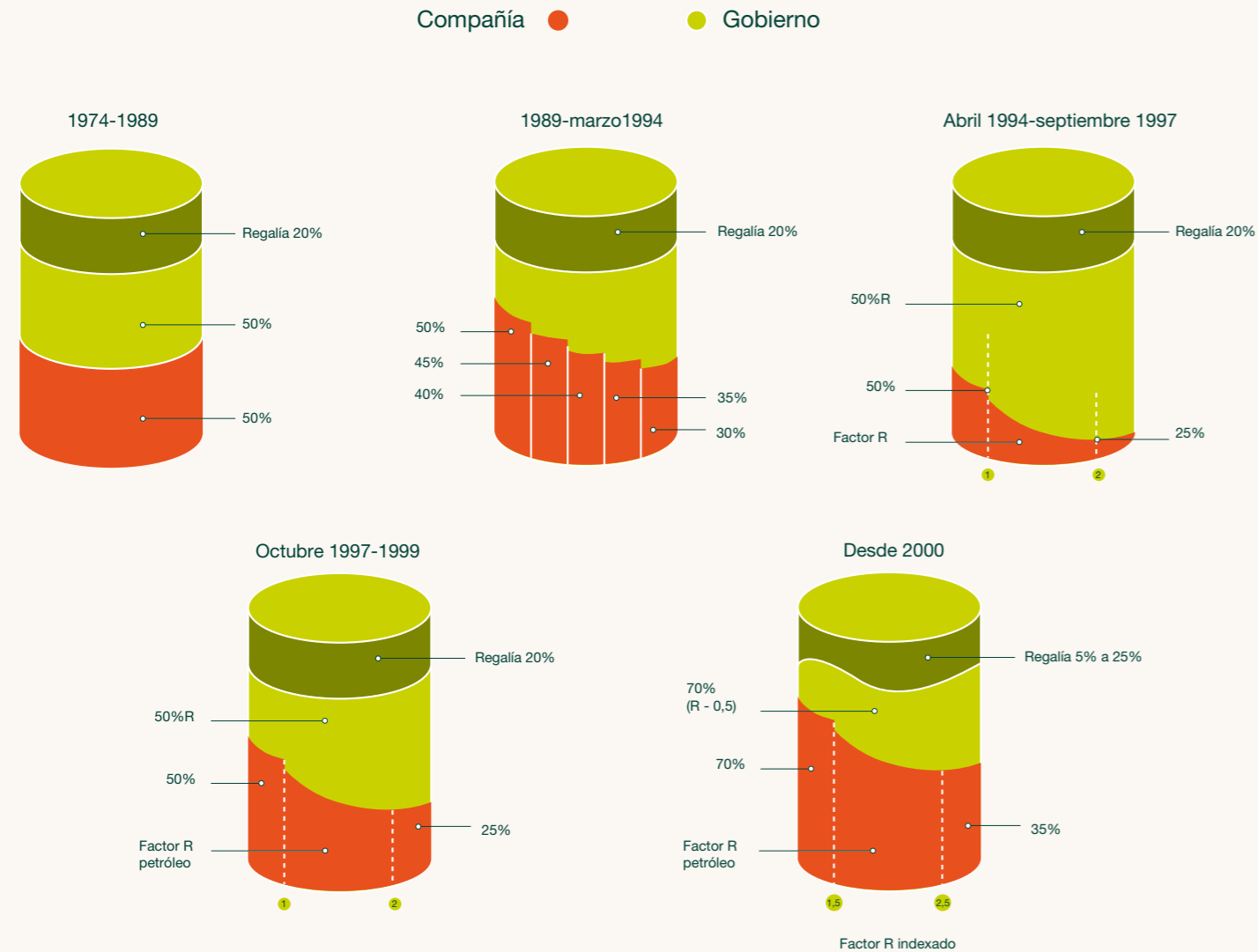
En 1997 se diseñaron también condiciones especiales para contratos de asociación en cuencas sedimentarias de poca o ninguna actividad exploratoria. Aparte de ventajas en cuanto a la aplicación del Factor R, aún más amplias que las del gas, se prorrogaba a ocho años el período de exploración y a 27 años el de explotación (30 para gas). En las áreas inactivas se intentó, además, por primera vez, reducir la participación de Ecopetrol al 25% (no menos de) de aporte en las inversiones, con la consecuente reducción de la participación en la producción durante la etapa de explotación de hidrocarburos descubiertos. En un esfuerzo por investigar la respuesta del mercado, se organizó una licitación para adjudicar

63. Acta de octubre 22 de 1997.

64. Acta de febrero 15 de 1997.

65. Ver Segovia, Rodolfo.

Gráfico 5
Evolución del criterio de distribución de producción
1974-2000 en adelante
(Porcentajes de gobierno y compañía después de regalías)



Desde octubre de 1997, los límites Factor R para gas son 2 y 3 respectivamente. Reembolso costos directos de exploración (sísmica y secos).

Fuente: ANH

áreas a quienes ofrecieran invitar a Ecopetrol a participar con el 25% en adelante, como mínimo. No hubo respuesta. Todavía era tabú reconsiderar la tabla de reparto por producción escalonada o, como parecía cada vez más necesario, replantear la inflexibilidad de las regalías del 20% (ver gráfico 5, arriba).

Ecopetrol dio otra señal de apertura al contemplar la posibilidad de que contratos en etapa exploratoria y con distribución escalonada, pero anteriores al Factor R, pudieran devolver el área contratada y recibir en canje un 25% de ella –la que escogieran–, ahora con factor R sobre lo seleccionado por el asociado. Mediando

compromisos adicionales de exploración, se suscribía simultáneamente con la devolución un nuevo contrato. Era un trueque de inversión por tierra, que quedaba disponible para otros exploradores, con condiciones mejoradas en caso de descubrimientos en la porción retenida por el asociado. La política estaba diseñada para inducir un significativo compromiso exploratorio de BP, pero era aplicable a otros. Se acogieron Kappa y Casa Inglesa, y sobre todo, Oxy y BP.⁶⁶ Estos últimos perforarían dos de los pozos exploratorios más profundos y más costosos en Colombia (Sirirí-1 y Niscota-1 a 18 mil pies), sin resultado comercial.

66. Acta de mayo 27 de 1998.

El final

A pesar de que Cusiana-Cupiagua estaban por alcanzar su máxima producción,⁶⁷ el futuro petrolero de Colombia en 1999 desanimaba. Había señales altamente preocupantes. En 1995, Exxon había cedido su interés en el Alto Magdalena (Contratos Hobo y Caguán), una zona que había contribuido a desarrollar con la promoción del Oleoducto de Colombia hasta Coveñas, terminado en 1991. En 2000 renunciaría a su último contrato, Llanos 7, con castigo por su retiro sin completar obligaciones, justo en el área donde coincidentalmente había comenzado a incursionar por primera vez como asociado en 1971. Desapareció como explorador.

En 1995, también Texaco (Chevron) cedió las Asociaciones Cocorná y Nare, donde había sido un pionero de crudos pesados en el país, y un poco más tarde vendió su tradicional propiedad privada en el Territorio Vásquez. Su actividad se redujo esencialmente al gas de la Guajira. Chevron mismo se retiró en 2000 al revertir el Contrato de Asociación Cubarral, que Ecopetrol consideró no era su interés prorrogar. En 1998, Shell transfirió a Oxy la participación en Caño Limón que había adquirido con gran revuelo en 1985.⁶⁸ Cesó de prospectar en Colombia. No se ausentaron todas la IOC, pero la gran mayoría de los nuevos contratos correrían por cuenta de independientes.

En efecto, durante los años siguientes a la introducción del Factor R, los nuevos contratos se celebraron en su mayor parte o con compañías ya establecidas en Colombia, aquellas de flujo de caja local e implícito incentivo tributario para los gastos de exploración, o con jugadores menores, no muy conocidos, a los que, aunque bienvenidos como capital de riesgo, era necesario exigirles carta de crédito (o patrimonio autónomo) para garantizar sus obligaciones de exploración.

Al finalizar la década de los noventa se había comenzado a cuestionar la obligación de Ecopetrol a entrar como socio inversionista con el 50% en los contratos de asociación al aceptar comercialidad. Se señaló cómo Caño Limón y Cusiana-Cupiagua requirieron un excepcional esfuerzo financiero. Ahora, con la creciente importancia de las transferencias de la Empresa al fisco y el peso del subsidio interno a los combustibles, su contribución al desarrollo de petróleo descubierto se pondría en entredicho. El Estado tenía obligaciones más apremiantes.

El énfasis sobre el control del recurso, tan decisivo décadas atrás, perdía importancia. Había otros mecanismos para ejercerlo. En ese entorno, después de estudios comparativos y debates en la junta directiva que se prolongaron desde noviembre de 1998 hasta julio de 1999, se decidió ofrecer a los asociados la posibilidad de reducir la participación de Ecopetrol al 30% en las inversiones de desarrollo de descubrimientos, con el reparto de los hidrocarburos que aparece en la tabla 3 (pág. 505).

Un año más tarde se hizo extensiva la oferta no solo para nuevos contratos sino también para aquellos que estuviesen todavía en etapa de exploración. Perdía cimientos uno de los pilares ideológicos del contrato pero no se renunciaba a la distribución escalonada, que seguía vigente a partir de la extracción de 60 millones de barriles.⁶⁹

Mientras el precio internacional del petróleo descendía a su punto más bajo en 20 años, apretando los presupuestos de los exploradores, el panorama para la búsqueda de petróleo en Colombia se oscurecía. Se pronosticaba para 2006 la pérdida de la autosuficiencia, recuperada con tanto esfuerzo 20 años antes gracias al contrato de asociación. Vendría entonces un viraje en el tratamiento político de los hidrocarburos que, combinado con el aumento de los precios, destaparía otros horizontes. En 1999, sin embargo, el replanteamiento de incentivos a la exploración en Colombia tuvo que ver no con el contrato

67. Los grandes yacimientos de Santiago de las Atalayas y Tauramena comenzaron a declinar aceleradamente de su pico de 485 mil bpd a partir de mediados del 2000, primero Cupiagua y luego Cusiana al año siguiente. La tasa de declinación conjunta superó el 10% anual.

68. Acta de julio 29 de 1998.

69. Acta del 2 de julio de 1999.

Tabla 3

Factor R	Líquido	
	Asociado	Ecopetrol
Menor a 1	70%	30%
De 1 hasta 2	$70\%/(R-0,5)$	$100\% - [70\%/(R-0,5)]$
Mayor a 2	35%	65%
Factor R	Gas	
	Asociado	Ecopetrol
Menor a 1,5	70%	30%
De 1,5 hasta 2,5	$70\%/(R-0,5)$	$100\% - [70\%/(R-0,5)]$
Mayor a 2,5	35%	65%



*Estación de Sebastopol
en Puerto Berrío.
Aerofotografía
de 1995.*

*Un aspecto interior
de la refinería de
Barrancabermeja,
2010.*

70. Informes Anuales de
Ecopetrol 2003 y 2004.

de asociación en sí, sino con la modificación de ley de las regalías. Se legislaron regalías variables según tasas de producción que iban del 5% para menos de 5 cinco mil barriles diarios a 25% para más de 400 mil, que derogaron el 20% de regalía fija vigente durante 25 años.

La suscripción de nuevos contratos de asociación como instrumentos de exploración y explotación, tocará a su fin formalmente con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en julio de 2003, nuevo fideicomisario del subsuelo petrolífero colombiano. Empero, la suscripción de contratos continuará durante el segundo semestre del 2003, en la transición mientras la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) pasaba a ejercer sus recién adquiridas funciones.



Los trece contratos finales contendrían una cláusula de favorabilidad previendo condiciones de la ANH que podían resultar preferibles a las de asociación.⁷⁰

Para entonces, como se ha ido reseñando, Ecopetrol había ampliado el menú de opciones para los inversionistas, mucho más allá del contrato estándar. Los esquemas se ajustaron según el tipo de hidrocarburo y según el conocimiento sobre la existencia del recurso para la producción incremental. Igualmente, se recomendaron las exigencias en fronteras poco prospectivas y se le dio mayor participación al asociado al reducir la contribución de la Empresa durante la explotación. Excepcionalmente además, se abrió la puerta a la prolongación de contratos hasta el fin de la vida útil de los yacimientos y a los contratos de servicio. El contrato de Asociación original dejó de ser la opción única que había poblado la escena mientras el país lo exigió.

Para la creación de la ANH se arguyó que a pesar de la eficacia y equidad con que Ecopetrol había ejercido su mandato de fideicomisario del subsuelo durante casi 35 años, no era conveniente que continuara siendo juez y parte. Había sido transformada de empresa comercial e industrial del Estado en sociedad anónima; se preparaba la eventual oferta de sus acciones al público y parte de su patrimonio serían 105 contratos de asociación vigentes en el 2003, que la Empresa está reteniendo hasta el final de su vida útil.

En 2003, se cerró el círculo. La empresa regresó al esquema a que estuvo sometida desde su fundación en 1951 hasta el contrato de asociación en 1969, el cual se diseñó para concederle privilegios que el antiguo sistema de concesiones no le otorgaba. Ecopetrol y el contrato cumplieron su función cuando la prioridad era ante todo proteger la participación porcentual en la renta y ejercer control sobre el recurso, como lo requería el entorno político de los tiempos. Liberada de lazos que la constreñían, la Empresa actúa independientemente y compite con vigor por acceder al privilegio de buscar hidrocarburos en el subsuelo colombiano. Para ello cuenta con el flujo de caja que, por muchos años todavía, le suministrarán el crudo y el gas de los contratos de asociación.

En la nueva era, sin la talanquera de la inversión de la Nación por intermedio de Ecopetrol y con un mecanismo ágil en la ANH, el énfasis de participación en la renta y control se reemplaza por mayor libertad y estímulo para descubrir petróleo. Se acepta que la Nación reciba menos por barril a cambio de mayor volumen, si bien en el caso de los concesionarios grandes la participación del 65% no será mucho menor que la actual para el Estado y aumentará con el precio del petróleo.





*Páginas 508-509:
vista nocturna
de la refinería de
Barrancabermeja,
con el Cristo Petrolero,
2011.*

*Otro aspecto de
la refinería de
Barrancabermeja,
2011.*

De todas maneras, con más hidrocarburos traídos a la superficie en el futuro se espera que la Nación obtenga, sin esfuerzo financiero vía la Empresa, una renta total más abundante que la que hubiese podido esperar bajo las diversas modalidades de asociación.

El contrato tuvo un último destello en su modalidad con participación de 70% el asociado y 30% Ecopetrol. En octubre de 2001, Petrobras, de amplia y exitosa experiencia en Colombia, suscribió el Contrato Boquerón con extensión de 183 mil hectáreas. Se comprometió al acelerado programa de 100 kilómetros de sísmica en ocho meses y, de perseverar en la exploración, a otros 100 kilómetros adicionales y a un pozo, después de devolver la mitad de la extensión. La contribución para transferencia inicial de tecnología se tasó en us \$ 70 mil.⁷¹ Su campo Guando obtuvo comercialidad en 2003 y ha demostrado reservas por más de 100 millones de barriles equivalentes.⁷²

La existencia de la ANH no desvirtuó los contratos vigentes, que han continuado explotándose bajo sus diversos esquemas. La asociación Rubiales, suscrita como participación de riesgo como se ha indicado, comenzó oficialmente su explotación bajo el modo solo riesgo en febrero de 1997,⁷³ con el ánimo de recuperar el 200% de su inversión. El trasteo de petróleo pesado en carrotanque por las trochas del Llano dejaba

muy módicos márgenes a los precios de entonces. Con la mejora de estos, Rubiales mereció una mención en el Informe Anual de Ecopetrol de 2003: la producción se incrementó “desde niveles cercanos a los mil barriles por día en 2002 a niveles superiores a 5 mil bpd”.⁷⁴ El recurso parecía abundante. El 2 de diciembre de 2003, la junta de Ecopetrol aprobó el *farm in* de Metapetroleum (eventualmente Pacific Rubiales), que pasaba a operador (en vez de Tethys).

En 2006, Ecopetrol optó por hacer uso del previsorio parágrafo 9.5 del Contrato Rubiales y decidió “entrar a participar en la operación” como socio del original arreglo de riesgo compartido. El precio había llegado a us \$60 por barril y daba para petrolizar caminos inexistentes, arrear carrotanques y vadear ríos y quebradas hasta las estaciones de bombeo de OCENSA en el piedemonte llanero. El área de comercialidad de la operación conjunta ha sido ampliada varias veces. La participación de riesgo en Rubiales, con los Contratos de Asociación Pirirí (2000) y Quifa de 2003, ha revolucionado la explotación de crudos pesados del Llano en la poco profunda formación Carbonera 7, ahora bombeados por oleoducto (construido dentro de los contratos). Su magnitud apunta a desarrollos petroleros tan importantes como lo fueron Caño Limón y Cusiana-Cupiagua en su momento.

71. Acta de octubre 26 de 2001.

72. Informe Anual de Ecopetrol 2003.

73. Resolución 6-026 del Ministerio de Minas y Energía de abril 10 de 1997.

74. Informe Anual de Ecopetrol 2003.

Conclusión

Desde 1970 y hasta el final de 2003 se suscribieron 506 contratos de asociación en sus diversas modalidades y siete Acuerdos de Evaluación Técnica (TEA). Al final del período quedaban 105 contratos vigentes. El máximo histórico de contratos activos fue de 128, en 2001. Se vincularon cerca de 90 compañías petroleras, desde grandes jugadores de la industria hasta corredores de propiedad raíz. Estos últimos cumplieron la útil tarea de acercarse a zonas difíciles, cumplir algunas obligaciones exploratorias y actuar como propagandistas del subsuelo para atraer inversiones. Sobresalieron entre ellos los asociados iniciales en el Contrato Samoré en el piedemonte, que antecedieron la costosa exploración de Oxy.

Corrieron por cuenta de los asociados sofisticados estudios de geología de superficie, incluyendo pozos estratigráficos, y dispararon más de 150 mil kilómetros de sísmica en el mar y en tierra firme. Su contribución al conocimiento de un país geológico semivirgen y al acervo de Ecopetrol hubiese sido técnica y financieramente imposible de emprender de forma autónoma. Perforaron 670 pozos exploratorios, con suerte variada. Los pozos productores fueron apenas el 20%.

Los aciertos notables, de más de 100 millones de barriles de reservas recuperables, fueron, en orden cronológico (ver tabla 4, abajo).

Sobresalen los gigantes mundiales Caño Limón, con cerca de 1.400 millones de barriles y Cusiana-Cupiagua, con 2.200. Caño Limón se distingue por

una tasa de recuperación del petróleo in situ de casi el 60%, una de las más altas del mundo; Cusiana-Cupiagua innovó por la profundidad de los pozos en un complejo e inestable ambiente geológico de piedemonte. Las reservas de Rubiales, con las de sus compañeros geográficos los Contratos de Asociación Pirirí y Quifa, están por establecerse y podrían encajar en el grupo de los gigantes.

Las inversiones a riesgo en exploración de los asociados se acercaron a us \$4.500 millones. Las reservas recuperables descubiertas superan los 5.000 millones de barriles. La producción total en asociación ha sido de más de 3.500 millones de barriles. Para efectos de un balance de la participación de la Nación en renta petrolera, algo más del 80% del valor de las reservas brutas descubiertas por los asociados lo ha venido reteniendo el fisco vía tributación, regalías o participación de Ecopetrol en la medida en que los hidrocarburos han salido de la tierra. Serían informativos cálculos económicos detallados para establecer la rentabilidad global del país, que están por fuera del alcance de este estudio.

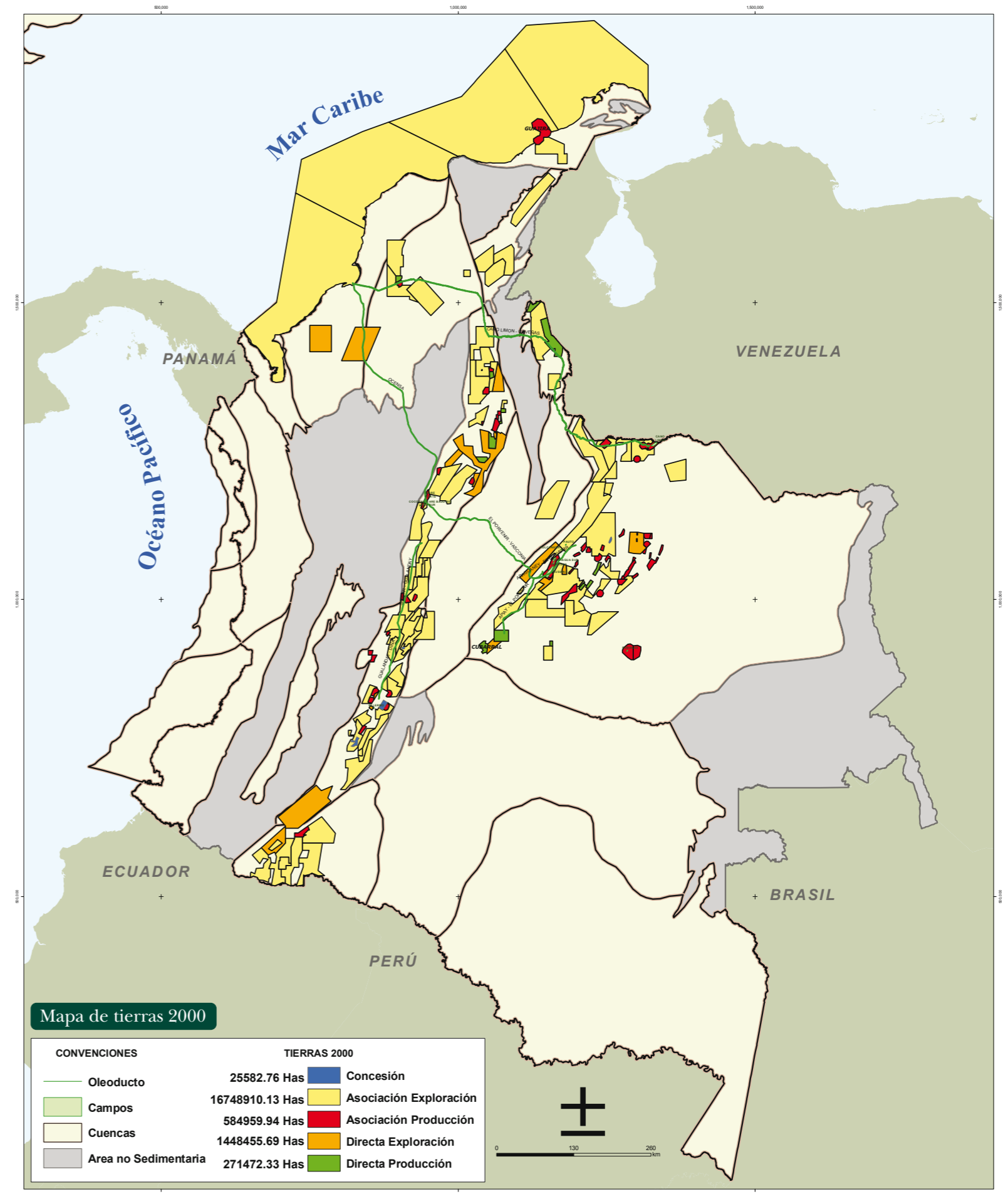
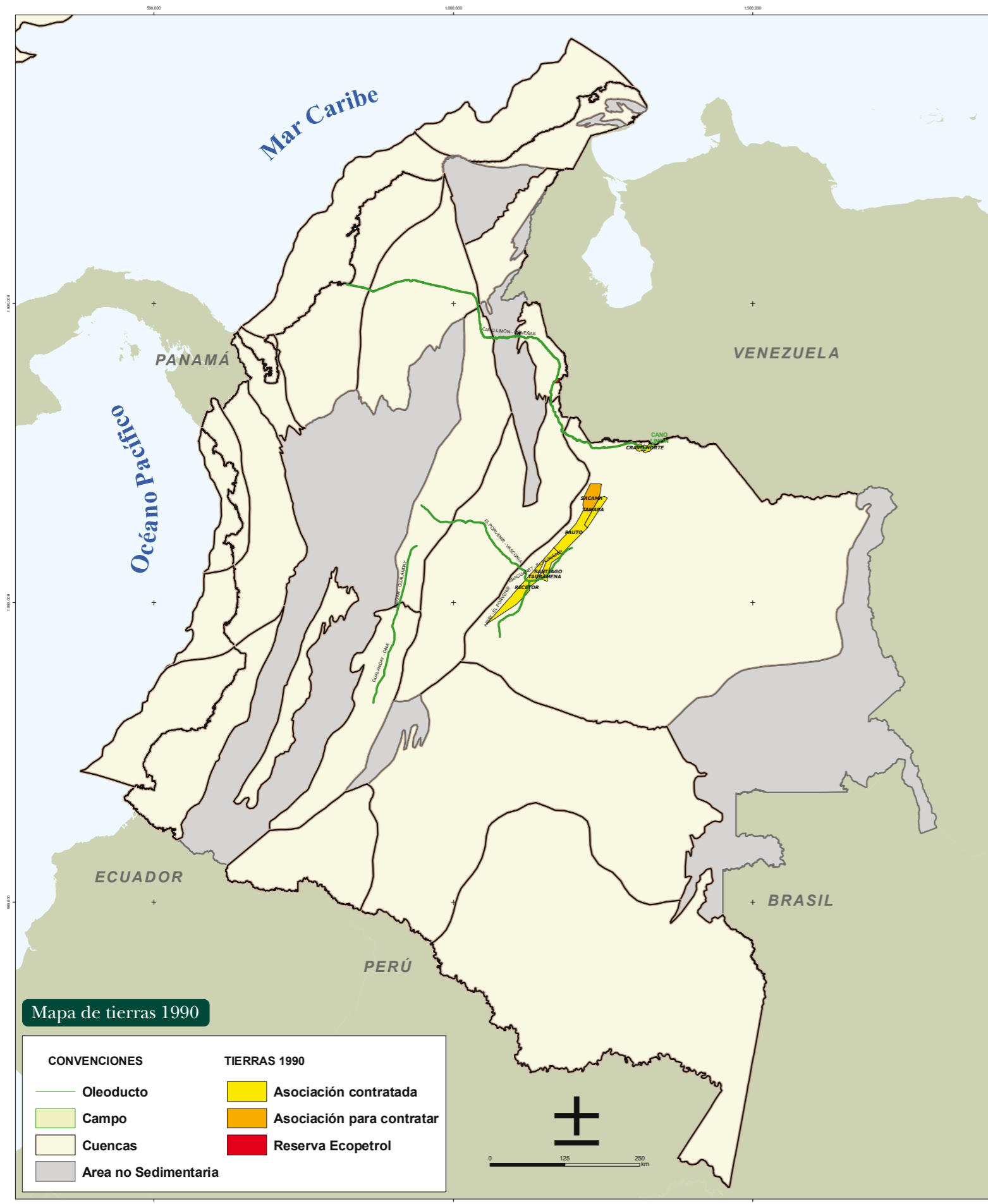
No hay instrumentos para medir un beneficio intangible del contrato de asociación: Ecopetrol no sería hoy una compañía de modesto pero visible rango mundial sin las lecciones pacientemente acumuladas en los comités ejecutivos del contrato. En 2010 fue la empresa en el mundo con el mayor crecimiento porcentual en producción y se ha convertido en un referente regional de eficacia y expansión. El Ecopetrol de la iguana, menos insular que el del viejo tunjo, es el legado del contrato de asociación al país.

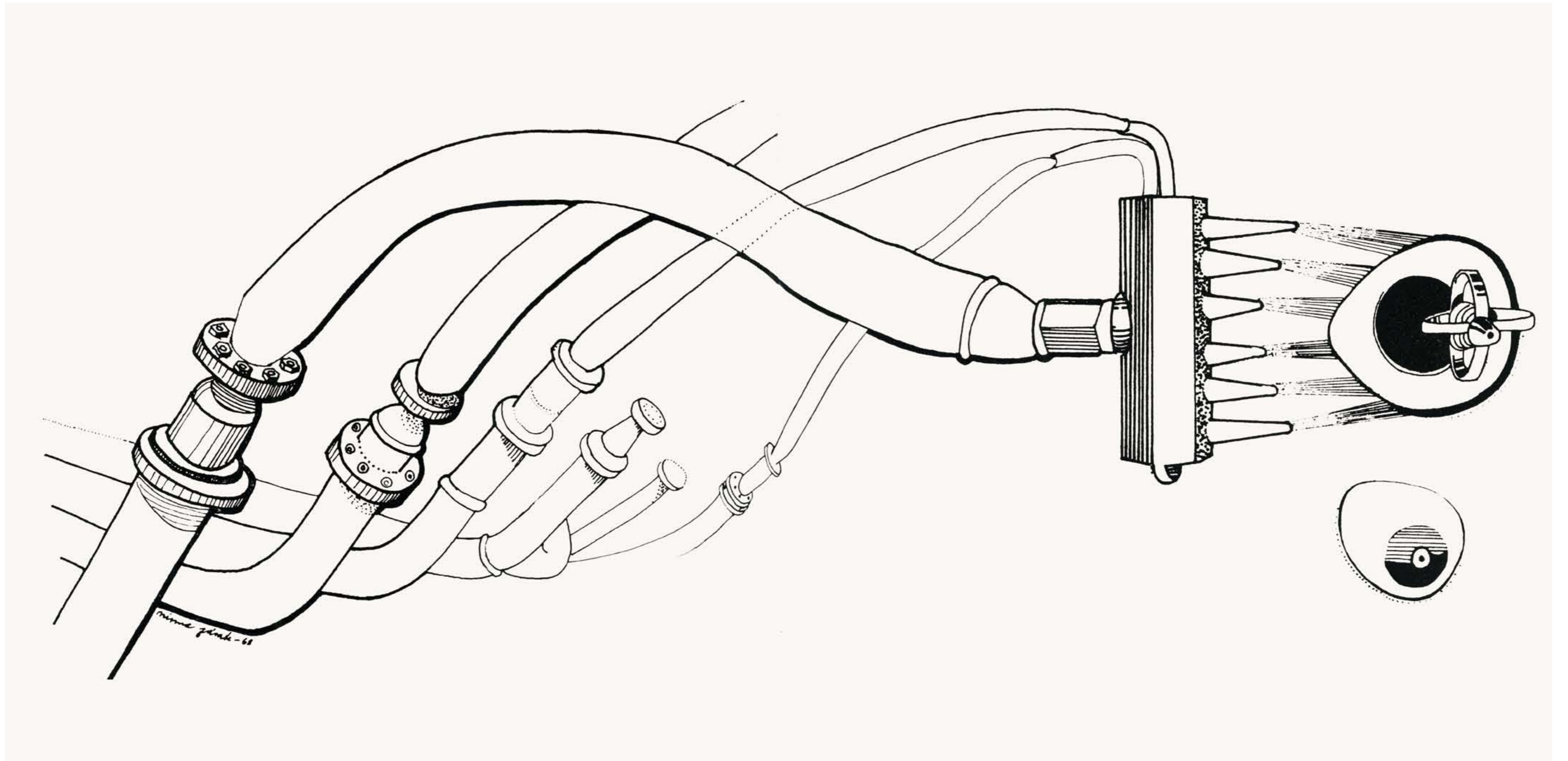
Tabla 4

Contrato	Compañía	Año
Cubarral (Meta)	Chevron	1969*
Guajira	Texaco	1969*
Varios (Arauca y Casanare)	Elf Aquitaine	1979-1995
Caño Limón (Arauca)	Occidental	1983-84
Cocorná y Nare	Texaco	1981-1990
Palermo (Huila)	Houston Oil	1985
Cusiana-Cupiagua (Casanare)	BP	1988-2001
Volcanera y Pauto (Casanare)	BP	1997-98
Guando (Tolima y Cundinamarca)	Petrobras	2003
Rubiales/Pirirí/Quifa	Pacific Rubiales	2009**

* Aportado en asociación

** Sin terminar de evaluar







Páginas 516-517:
ilustración de Nirma
Zárate, 1968.
Revista Lámpara.

La explotación
petrolera. Relieve de
Hugo Martínez, 1958.
Edificio Ecopetrol,
Bogotá.

Capítulo 11. DE LOS CONTRATOS DE ASOCIACIÓN A LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN EN COLOMBIA: LA PERSPECTIVA ECONÓMICA

Juan Benavides¹

Profesor Asociado de la Facultad de Administración de la
Universidad de los Andes.

1. El autor se ha beneficiado de ser alumno de Richard L. Gordon hace dos décadas. Manuel Pinilla fue un excelente asistente de investigación. Las entrevistas a Rodolfo Segovia, Antonio Urdinola e Isaac Yanovich para el capítulo sobre los presidentes de Ecopetrol han sido instructivas, así como las observaciones de Luis Ernesto Mejía, Carlos Caballero, Hernando Zerda y Mauricio Téllez. Las cifras de reservas, producción de Colombia y Ecopetrol, así como los precios del crudo que se usan en este trabajo, están compilados en el último capítulo de este libro.

2. Las medidas de rentabilidad comúnmente usadas en proyectos petroleros son la tasa de retorno, la relación entre ganancias e inversión —como medida de eficacia del capital—, y la relación de cubrimiento de los costos de exploración, definido como el cociente entre el valor de un hallazgo exitoso (R) y el costo de exploración hasta el éxito (C) —como medida de si vale la pena intentar siquiera descubrir hidrocarburos—.

3. Este punto es enfatizado por Luis Ernesto Mejía. La competitividad no solo necesita buenos prospectos, sino también consideraciones a largo plazo e instituciones que apoyen la actividad petrolera.

Introducción

Este capítulo presenta la transición del contrato de asociación al de concesión moderna en el campo de los hidrocarburos de Colombia, y analiza el desempeño de este último tipo de contrato, que empezó a funcionar en 2003 para Ecopetrol y para el país. La presente discusión se enfoca en la naturaleza económica de los contratos, los factores que presionaron su cambio, y revisa los factores que pueden explicar la mejoría de indicadores sectoriales en los últimos ocho años.

Al decidir sobre una inversión internacional en hidrocarburos, las firmas privadas examinan, ante todo, alguna medida de rentabilidad, antes que sus preferencias contractuales o políticas (IHS Cambridge Economic Associates, CERA, 2010: 1, 9).² La prensa, los ministerios de finanzas y las autoridades de impuestos usualmente examinan la parte tomada por el Gobierno (*government take*), que es solo uno entre diversos factores que determinan la rentabilidad. La opinión pública tiende a identificar el *government take* con regalías, cuando este concepto incluye además los impuestos nacionales, departamentales y municipales, las contraprestaciones adicionales (como repartición de ganancias por precios altos, cánones por superficie asignada para exploración, etc.). La relación del *government take* con la rentabilidad privada depende de los riesgos de exploración, el tamaño de los hallazgos y la calidad del crudo.

La historia internacional del petróleo muestra que, con precios altos, alta calidad del crudo y alta materialidad (relevancia) de los hallazgos, se pueden tener niveles de *government take* muy altos y atraer inversiones en condiciones que otros sectores estarían en imposibilidad de asumir. Por ello, no debe sorprender que Venezuela, que usa contratos de servicios, pueda demandar un *government take* superior al 90% con un precio de us \$60 por barril en 2000; mientras que el Reino Unido, que usa contratos de concesión, pero que tiene altos costos de exploración y explotación en el Mar del Norte, tiene un *government take* del 40% al mismo precio (Johnston, 2007: 74).

Las condiciones de los contratos y la calidad de las instituciones empiezan a importar cuando los precios son bajos, la calidad del crudo es inferior, los hallazgos son infrecuentes y pequeños, y los costos de seguridad son altos. Las alternativas de inversión son cada vez más amplias y responden a la referenciación competitiva internacional con respecto a la prospectividad, definida como la combinación de riesgo geológico, localización física y riesgo político (Daniel et ál., 2006: 7). El ambiente competitivo de un país en una economía global es la combinación de riesgos, dotación y recompensa al inversionista. La competitividad internacional exige actualmente condiciones de sostenibilidad, que incluye tanto restituir la calidad ambiental en las áreas de explotación y refinación, como transformar un capital natural finito en conocimiento y tecnología.³

Si se anticipa que un grupo de condiciones negativas del negocio va a persistir en un país, las inversiones se relocalizarán. La actividad exploratoria se marchitará allí donde las condiciones contractuales, el ambiente competitivo y la prospectividad no sean compatibles. Cuando un *government take* es demasiado alto para las realidades del negocio o las reglas del juego se cambian de manera errática, se puede ahuyentar la inversión privada. Los países pueden cometer errores al calcar los porcentajes de *government take* de otras latitudes, porque este es un resultado para ajustar la rentabilidad y no un dato de partida. Con geología favorable y precios altos, las presiones para mejorar la institucionalidad y el contrato petrolero en Colombia hubieran sido menos fuertes. Los positivos cambios institucionales y contractuales observados en Colombia desde 2003 ajustan la recompensa de acuerdo con las características de nuestra geología y vuelven al país más competitivo.

Las ideas que se desarrollan en este capítulo son las siguientes:

- La ideología nacionalista llevó a adoptar un contrato de asociación con parámetros poco consistentes con la realidad petrolera colombiana a partir de 1971, cuando se prohibieron las concesiones. Después del cambio en las reglas del juego de este contrato en 1989, se redujeron los incentivos privados para explorar.
- El cambio al contrato de concesión era inevitable como resultado de la reforma en la administración del recurso que sucedió en 2003. Otra cosa es que, una vez decidido el cambio institucional, se entendiera la necesidad de que el nuevo contrato fuera más atractivo que el anterior, ante la amenaza de desabastecimiento. Entre 2003 y 2007, el régimen jurídico de Ecopetrol, todavía dentro de las cuentas nacionales, le impedía competir y aprovechar las ventajas de la reforma.
- No se puede evaluar el desempeño del nuevo contrato en aislamiento del cambio institucional y de los altos niveles de los precios del último período. Después de tres décadas de uso del contrato de asociación, Colombia retornó a los contratos de concesión, pero ahora en el contexto de los mercados mundiales de petróleo. Más recientemente, Ecopetrol ingresa a funcionar dentro de las reglas de las empresas listadas, que le impondrán una dinámica competitiva en sus decisiones de sostenibilidad.
- Los resultados preliminares del cambio institucional y de naturaleza de Ecopetrol saltan a la



vista. Son muy positivos en esfuerzo exploratorio, producción y atracción de la inversión privada al sector, sin que se hayan traducido todavía en materialidad sustancial.

- El resto del capítulo tiene la siguiente estructura: la primera sección compara los diferentes tipos de contratos (régimenes fiscales); la segunda sección presenta la dinámica de la reforma sectorial y el contrato de concesión colombiano como parte de esta; la tercera sección muestra los resultados empíricos del contrato de concesión; y la cuarta sección concluye.

Los diferentes sistemas de contratación petrolera en el mundo

Hasta los años cincuenta, Estados Unidos producía más de la mitad del petróleo mundial y por ello su régimen fiscal era referencia obligada para las compañías privadas del hemisferio occidental (Mommer, 1999: 28). En Estados Unidos, la propiedad privada incluye el subsuelo, salvo en la plataforma marítima, mientras en la mayor parte del mundo, la Nación o el Estado son propietarios del subsuelo. La excepcionalidad de Estados Unidos es importante porque este país es la cuna de la industria petrolera internacional y porque, como se verá más adelante, los contratos de asociación surgen de acomodar —más mal que bien— los intereses de inversionistas privados que ahora solo tienen derechos restringidos de operación y de producción.

Cuando una nación es propietaria de los recursos minerales, el Estado tiene tres alternativas para explotarlos: 1) estructurar un sistema de licencias que den acceso libre a los inversionistas, en el que se puede cobrar o no un pago determinado en competencia, y en el que generalmente se cobran regalías; 2) contratar a operadores privados para que exploren y exploten los recursos, con pagos prefijados por labor ejecutada y sin que las compañías operadoras tengan participación en las ganancias (contratos de servicios); o 3) actuar como terrateniente, arrendando los terrenos de exploración, y luego aplicando un acuerdo de repartición del producto encontrado en el subsuelo con el arrendatario (*sharecropping*).

De acuerdo con los anteriores enfoques, los regímenes de contratación minera se pueden dividir en liberales y propietarios. Los regímenes liberales puros consideran que los recursos naturales son un regalo de la naturaleza



Páginas 520-523:
Ilustraciones de
Enrique Grau, 1970.
Revista Lámpara.

4. Un instrumento es regresivo fiscalmente si, a medida que el precio del petróleo sube, la proporción tomada por el Gobierno decrece, así aumente la cantidad total recibida. Como lo enfatiza la literatura, el pago de bonos y las regalías son bastante regresivos, mientras que las deducciones por agotamiento del recurso y los factores que reconocen el aumento de los costos relativos con la explotación acumulada, son positivos (Johnston, 2007: 81).

y solo cobran impuestos por ganancias excesivas; no hay pago de licencias por explotar el recurso y, por tanto, la toma fiscal en el margen es cero. Los regímenes propietarios, por el contrario, tienen una toma fiscal positiva en el margen si se exige el cobro de regalías como porcentaje de la producción o de las ventas brutas (pagada en especie o a un precio pactado).

Los instrumentos para lograr el *government take* incluyen las regalías, la parte de producción tomada

por el Gobierno (cuando aplica), los impuestos y los cobros independientes del nivel de actividad. Cada instrumento fiscal tiene efectos negativos o positivos sobre la rentabilidad privada, e impactos regresivos o progresivos sobre los ingresos del Gobierno.⁴ Los economistas no son amigos de las regalías, dada su ineficacia económica; estas, como porcentaje de la producción, introducen un umbral mínimo de inversión, desfavorecen el interés en campos pequeños,



reducen la viabilidad de los prospectos cuando los precios bajan y desestimulan la producción cuando se acerca el agotamiento. Las regalías son una forma de obtener ingresos fiscales cuando las condiciones económicas aconsejarían a un privado no producir. Otto (2004: 10) reconoce que:

Es políticamente difícil mantener un régimen fiscal libre de regalías en el sector minero. La razón es simple:

cuando los precios son bajos o los costos son altos, puede que una mina no genere ingresos y el Estado recibirá muy pocos o ningún ingreso. De igual manera, si se otorgan incentivos fiscales a la inversión, no se pagarán impuestos basados en el ingreso (por lo menos al comienzo de la vida de la mina). Aunque los minerales del Estado o de la Nación se extraigan y vendan, el tesoro nacional recibirá pocos o ningún beneficio. Esto es raramente sostenible en términos políticos.

Si el enfoque terrateniente coincide con la ausencia de una política de aprovechamiento de la presencia del inversionista privado para atraer tecnología y desarrollar industrias locales, los gobiernos reducirán los acuerdos para maximizar el *government take*. Esta visión se exagera cuando el país es exportador o tiene altas necesidades de gasto público y baja tributación. Preocupantemente, en tales condiciones no tiene sentido reducir la parte tomada por el Gobierno a cambio de atraer inversionistas con un papel más amplio en el crecimiento del país, si el entorno no es propicio para la transformación de capital natural en tecnología y conocimiento. En este caso, la relación con el privado se modela como enfrentamiento redistributivo (“lo que el privado gane de más es algo que el Estado deja de ganar”).

Los contratos de concesión (*royalty/tax* [R/T]) fueron los primeros en usarse históricamente en la industria petrolera y, en la práctica, los únicos arreglos disponibles para propósitos prácticos durante los años cincuenta (Johnston, 2007: 58). En estos contratos, las compañías adquieren derechos de propiedad sobre la totalidad del flujo de recursos que extraen (después de regalías). La nacionalización de la industria petrolera en diversos países como Arabia Saudita, Venezuela y Kuwait, y la fundación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en 1960, coincidieron

con la finalización de estos contratos, salvo en Estados Unidos y Europa Occidental.

En un contrato de asociación genérico (*production sharing agreements* [PSA]), las compañías internacionales exploran por su cuenta y riesgo, y adquieren derechos de propiedad sobre la fracción del flujo de recursos producidos que queda después de entregar una parte de la producción a la empresa estatal petrolera y después de las regalías. Una parte del recurso extraído se usa para recuperar costos de inversión y de exploración (al comienzo de la explotación) y, posteriormente, otra parte de la extracción se contabiliza como “petróleo de ganancia”.

Para el presente análisis, basta recordar que los contratos de asociación comparten los arreglos de producción compartida (*sharecropping*) de la agricultura a donde no ha llegado el mercado. Su ineficacia, identificada por Marshall (1956 nota 5) en una discusión que se remonta a Adam Smith y analizada más recientemente por Stiglitz (1974), radica en que el arrendatario recibe solo una fracción del producto encontrado y no tiene incentivos para adoptar mejores tecnologías; además, en el caso del petróleo, el arrendatario-asociado forzoso asume todo el riesgo de exploración y no tiene libertad de decidir sobre los planes de producción. El contrato de asociación fue presentado internacionalmente como conquista progresista de los países productores, cuando su lógica

Barrancabermeja en tiempos del cacique Pipatón. Ilustración de Enrique Grau, 1953. Revista Lámpara.

era premoderna. El papel de las empresas estatales en los contratos de asociación tiende a ser menos el de socio de negocio y más el de propietario que recolecta rentas de la tierra, especialmente cuando la tributación es baja y la empresa estatal es fuente de ingresos fiscales para los gobiernos.

El contrato de asociación era visto como una forma de defensa de los países productores y las compañías nacionales contra las compañías internacionales. Como se puede observar en los capítulos de Durán y Caballero y Amaya en este volumen, el carácter geopolítico del petróleo se revelaba, hasta los años cincuenta, menos en los mercados de energía, que no eran globales, y más a través del forcejeo entre países consumidores por lograr el control de los recursos en países productores, usando todos los instrumentos a su alcance. Las condiciones desventajosas de las concesiones por debilidad en la capacidad de negociación de los productores se equipararon a la inconveniencia del instrumento de la concesión. La OPEP estableció en 1968, a través de su Resolución XVI.90, que los Estados soberanos estaban en la libertad de maximizar sus ingresos fiscales, observando una sola restricción: el mercado, que, como anota Mommer (1999: 29), todavía estaba distante —a mediados de los años setenta, los contratos de asociación eran la norma común en el mundo—. Como señala Yergin

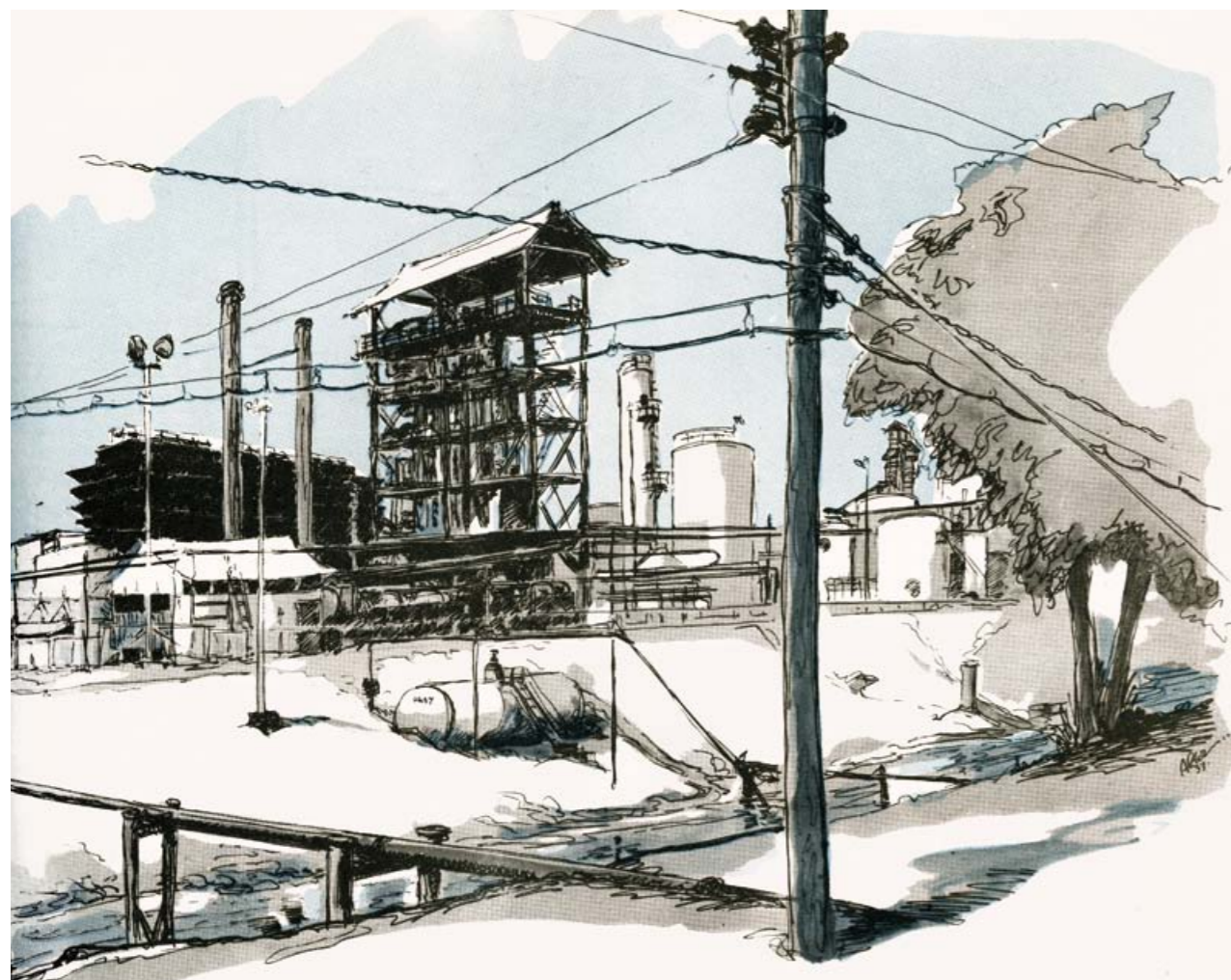
(2008: 634), la figura del contrato de asociación reconoce la soberanía de los países de una manera políticamente aceptable para el grupo de países productores de lo que se llamó en su momento el Tercer Mundo, dado que las grandes compañías internacionales y los contratos de concesión eran asociados al pasado colonial explotador.

Hay que tener en mente que, en la economía de la exploración, el criterio básico de evaluación es el Valor Monetario Esperado (EMV, por sus siglas en inglés), cuya expresión es $EMV = qR - (1 - q)C$, donde q es la probabilidad de éxito, $(1 - q)$ es la probabilidad de fracaso, R es el valor presente neto del hallazgo y C es el costo (riesgoso) de exploración, que es independiente del tamaño del hallazgo. La comparación entre los contratos de asociación y de concesión debe hacerse por pasos, teniendo en cuenta su impacto sobre el EMV.

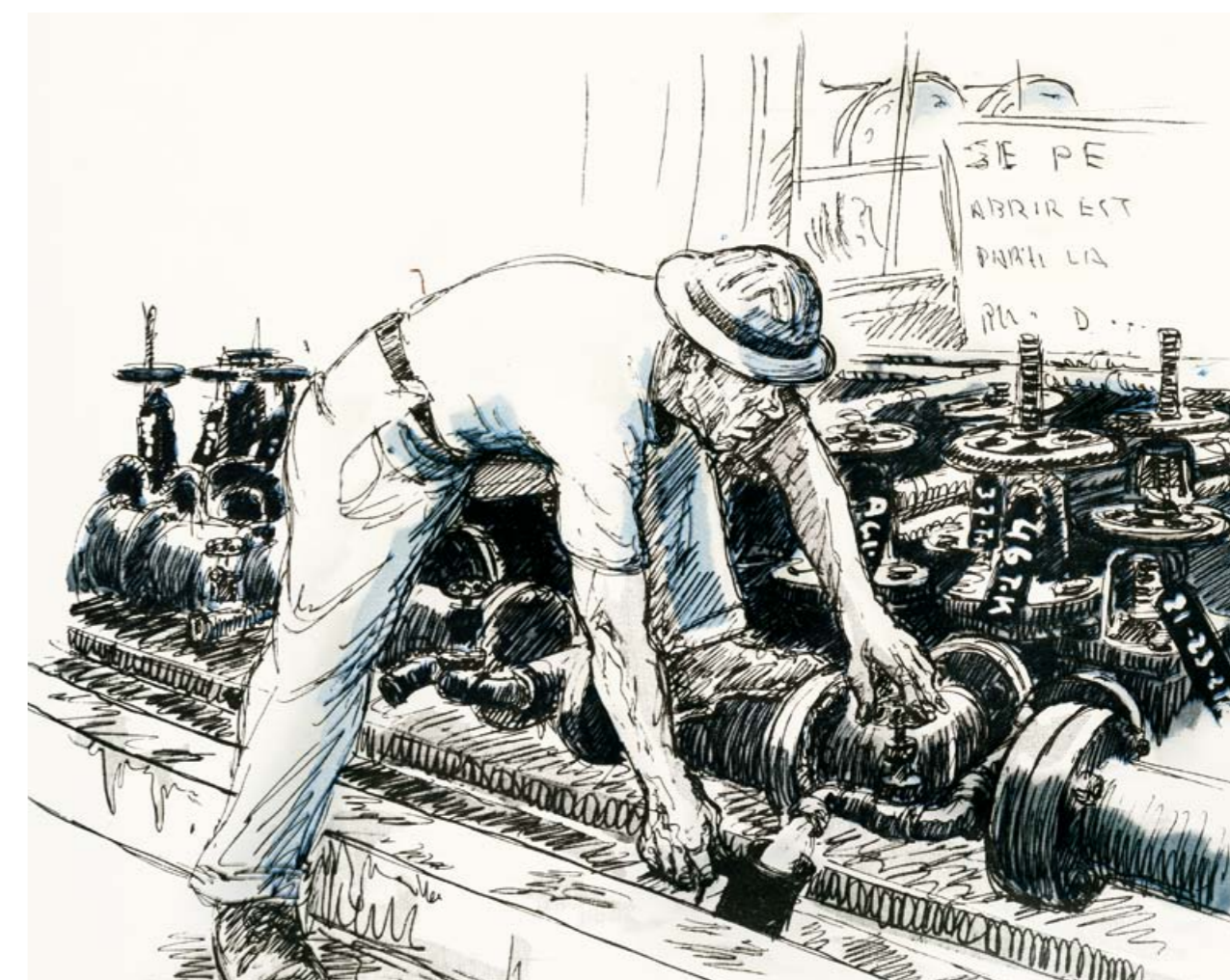
Comparando primero los dos tipos de contrato dentro de un solo país:

- Con el mismo esquema de regalías e impuestos:
 - El contrato de concesión puede hallar más reservas porque el concesionario: 1) es dueño de la totalidad de los flujos extraídos; 2) puede capitalizar los valores de la flexibilidad de los planes operacionales (que se controlan por la empresa estatal); 3) puede explorar en un régimen de competencia con la empresa





Refinería de Barrancabermeja. Ilustración de Peter Aldor, 1953. Revista Lámpara.



Refinería de Barrancabermeja. Ilustración de Peter Aldor, 1953. Revista Lámpara.

estatal, que ya no puede reservarse bloques de alta prospectividad.

- Las tres condiciones anteriores mejoran la relación de cubrimiento de los costos al aumentar el valor de un hallazgo exitoso y disminuir el costo de exploración hasta obtener el éxito. En particular, el contrato de concesión favorece más la exploración de pozos pequeños y medianos.
- Con un aumento de precios del crudo o del valor de la firma privada por adición de reservas:
 - En campos pequeños y medianos, y con baja probabilidad de éxito de hallazgo, el efecto combinado de las regalías basadas en producción y un *government take* alto, el EMV solo es positivo con precios altos.
 - Con un contrato regresivo, se producen incentivos para renegociar el porcentaje de *government take*. Un problema común es que cuando el *government take* sube, es difícil reducirlo cuando los precios bajan después;

un efecto temporal se convierte en una regla permanente. La renegociación tiene un efecto monetario inmediato y un efecto a largo plazo (expectativa de que la renegociación se repetirá).

- Nada asegura que un contrato de concesión sea mejor para un inversionista que uno de asociación para enfrentar el riesgo de renegociación; depende del país ("localización", en la jerga petrolera). Se ha observado una coevolución entre los contratos de concesión y la calidad de la defensa de los derechos de propiedad. Un contrato de asociación tiende a ser más riesgoso para el privado que uno de concesión en épocas de precios altos o con descubrimientos grandes.
- En caso extremo, el Estado puede expropiar a la empresa asociada si el valor del negocio sube, como lo muestra el siguiente ejemplo: a comienzos de los años noventa, Rusia, en ese entonces un país débil y en un contexto de

precios del petróleo bajos, se sumó al grupo de países que usaban contratos de asociación. En 1994 la firma extranjera SEIC firmó un contrato de asociación con el gobierno ruso que se presentó académicamente como un estudio de caso exitoso (Rawl, 2004). En 2006, el gobierno ruso obligó a SEIC a vender una parte de su interés para que la empresa estatal Gazprom lograra el control de la firma. Las rentas obtenidas por mayores volúmenes exportados con precios en alza del petróleo y del gas habían restituido una parte del poder geopolítico de Rusia y estimulado el apetito por controlar desde el Estado toda la inversión y producción de energía (Fenton Krysiek, 2007).

Comparando ahora parejas de países:

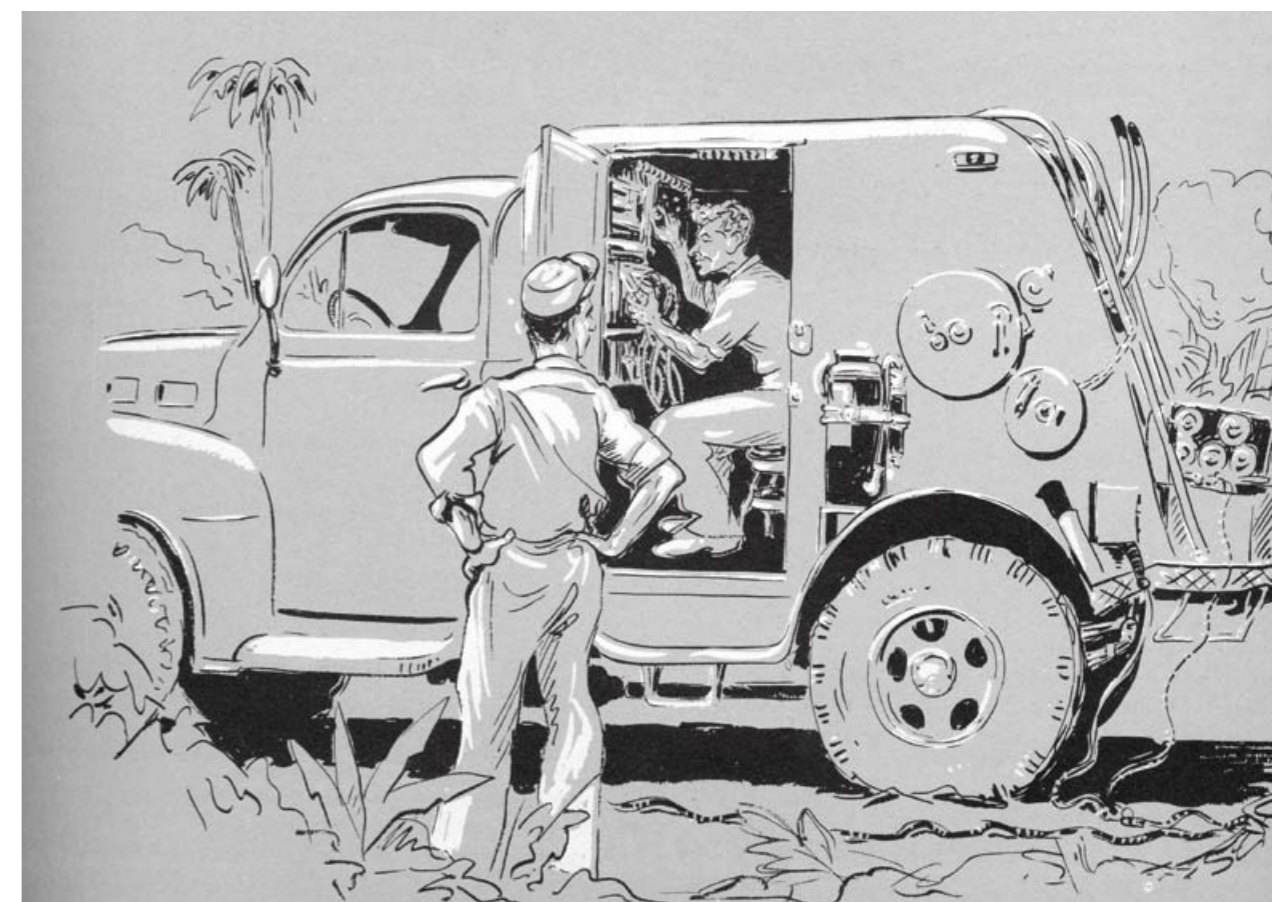
- Con prospectividades mala y buena en países diferentes:
 - El contrato de asociación es útil en el país con prospectividad buena cuando las rentas son

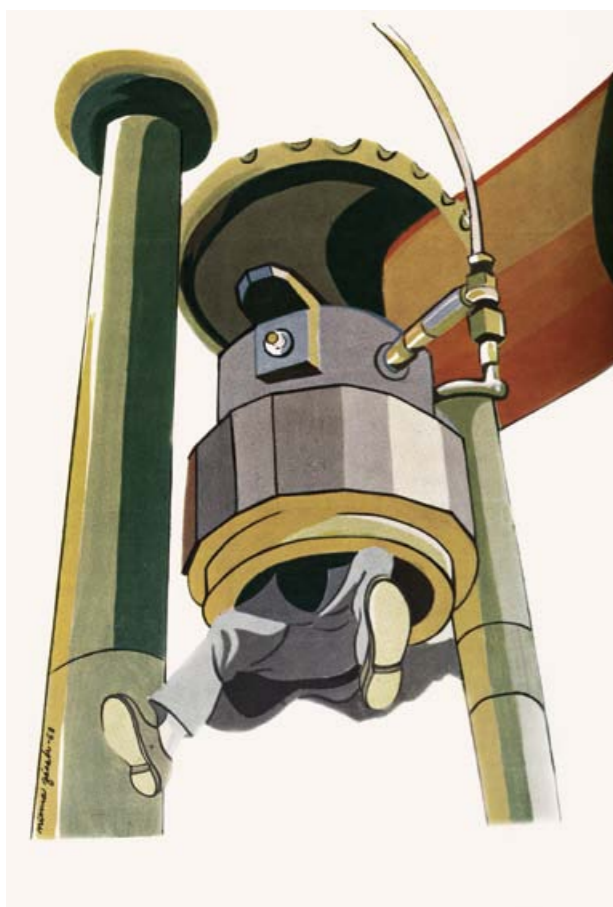
capaces de absorber los impactos negativos de las regalías y el *government take*.

- El contrato de concesión es útil en ambos tipos de países, pero tiene una mayor capacidad de encontrar rentabilidades positivas en el país de prospectividad mala porque el *government take* es menor.
 - Con precios volátiles, un país con contrato de asociación y otro país con contrato de concesión:
 - El contrato de asociación tiene más riesgo de renegociarse con precios altos que el contrato de concesión, por las razones expuestas anteriormente.
 - El contrato de asociación llega más fácil a la rentabilidad negativa y a la inacción privada por el efecto negativo del *government take* positivo.
- Johnston (2007: 67) encuentra que, en 2001, el 44% de los contratos a nivel global son del tipo concesional, el 48% son de asociación bajo el esquema de producción compartida, y el 8% son contratos de servicios. La comparación entre regímenes con contratos de



*Actividades de la
Comisión Sismográfica
de Intercol. Ilustración
de Peter Aldor, 1953.
Revista Lámpara.*





Inercia, ideología nacionalista y los cambios de régimen contractual

El capítulo sobre presidentes de Ecopetrol (Benavides, 2011) enmarca el contexto de las grandes decisiones de la empresa en materia de contratos de exploración. La apuesta al contrato de asociación en 1974 y su cambio al contrato de concesión en 2003 se originan en la combinación de los siguientes factores: las decisiones originales sobre separar o no la regulación de la operación del recurso en el momento de la fundación en 1951; los objetivos de Ecopetrol cuando fue creada; las expectativas de descubrimiento que tenía el Estado colombiano desde 1974 hasta 1991; la revisión de las expectativas sobre la geología y la amenaza de desabastecimiento desde 1992; la actitud hacia la inversión extranjera y la percepción de moralidad de las ganancias privadas, que dieron lugar a cambios del contrato de asociación. Estos factores interactuaron con los niveles de precios, el uso de la empresa como recurso fiscal y las necesidades de asegurar el autoabastecimiento.

Los capítulos de Durán (2011) y Caballero y Amaya (2011) discuten los antecedentes de los negocios que eventualmente dieron lugar al control de las concesiones clave y los debates públicos sobre la organización y los objetivos del sector petrolero público. Ecopetrol nace ante la inminencia de recibir los activos de la Concesión de Mares, que revertía en 1951, y al no crearse una agencia reguladora del recurso diferenciada de la empresa (pecado original). La hipótesis del presente capítulo es que la exploración y los hallazgos realizados entre 1951 y 1974 no fueron sustanciales porque el arreglo compañía estatal-reguladora + contrato de concesión reconocía los derechos jurídicos y económicos privados adquiridos antes de 1951, pero no delineaba claramente los derechos económicos después de esa fecha (quedaban expuestos a riesgo político), ya que Ecopetrol no tenía recursos ni experiencia suficientes para acometer planes agresivos de exploración y no existía la percepción de escasez, y porque Ecopetrol enfatizó su entrenamiento interno para recibir la refinería de Barrancabermeja, que solo empezó a administrar directamente desde 1961, y añadir valor en petroquímica era percibido como mejor que exportar a bajos precios. Hasta 1974, las reservas administradas por Ecopetrol crecieron más por las reversiones que por nuevos descubrimientos.

Ocampo et ál. (2006: 280-281) plantean como hipótesis alternativa que:

Ilustración de Nirma Zárate, 1968. Revista Lámpara.

Ilustración de Nirma Zárate, 1968. Revista Lámpara.

[...] el escaso dinamismo de la producción de combustibles debe imputarse al escaso interés de las compañías multinacionales en hacer nuevas exploraciones en Colombia en las primeras décadas de la posguerra, ante los gigantescos hallazgos de reservas petroleras en otras partes del globo, y al mantenimiento de una política de exploraciones que no resultó atractiva para dichas compañías.

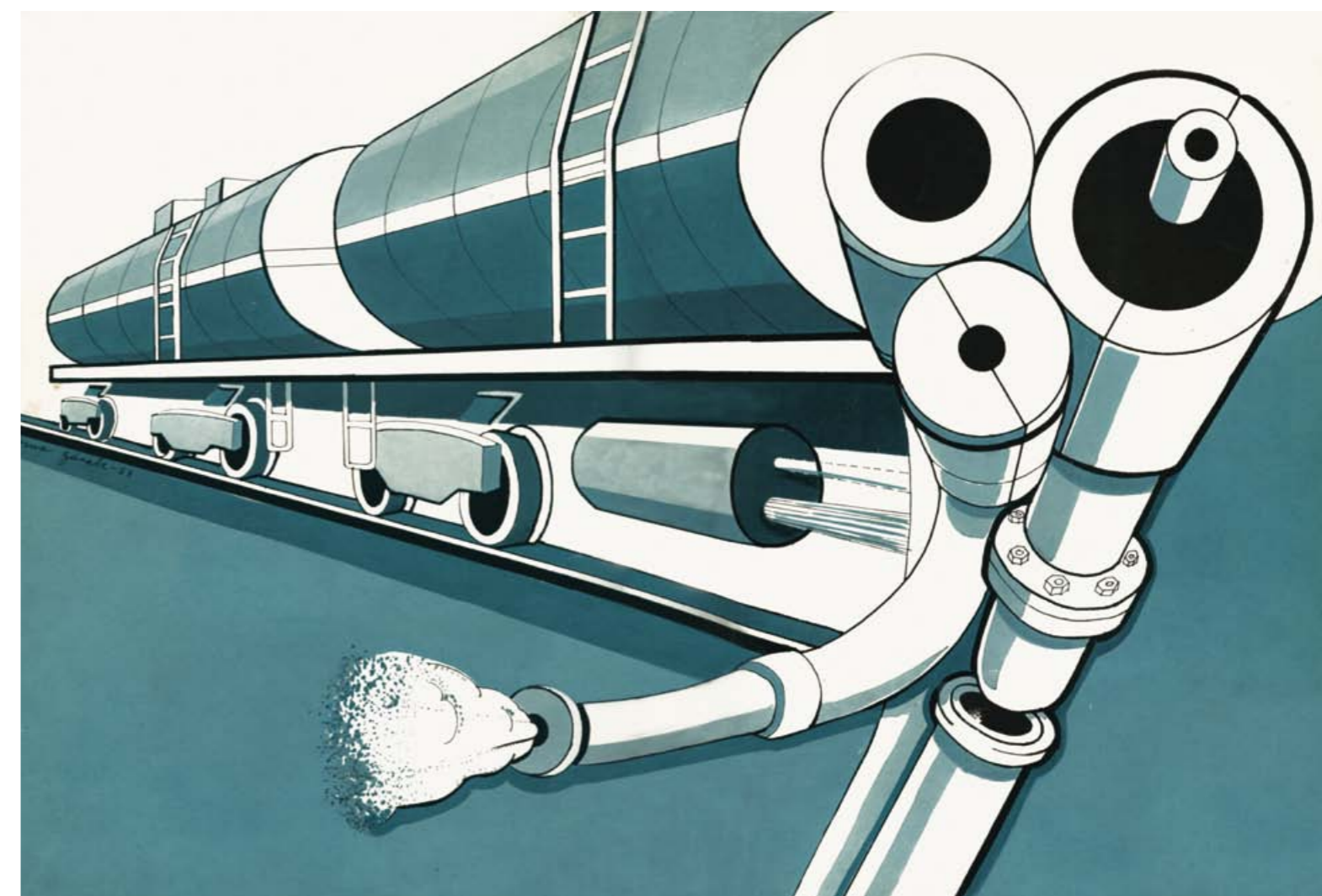
El choque petrolero de 1973 llegó cuando la relación reservas/producción de Colombia era 9,6 años, después de bajar sistemáticamente de 74,4 años en 1942. Colombia se volvió importador de crudo y de algunos derivados desde 1973 hasta 1986, cuando las exportaciones de Caño Limón revirtieron la tendencia —la amenaza de desabastecimiento obligó a revisar alternativas para dinamizar las reservas—. El contrato de concesión era percibido como leonino por el público y una buena parte de la élite. El Decreto 2310 de 1974, dictado bajo facultades presidenciales de emergencia social y económica, eliminó el contrato de concesión

antiguo y dejó a los contratos de asociación, operación y servicios como la alternativa para la exploración y explotación del recurso. La adjudicación de zonas exploratorias y los planes de producción sobre los hallazgos eran definidos por Ecopetrol.

Colombia nunca ingresó a la OPEP por su pequeño tamaño. En 1973, la producción diaria mundial fue 55,68 millones de barriles y la de la OPEP de 29,66 millones de barriles, de los que, por ejemplo, 3,37 provenían de Venezuela (EIA, 2011). Ese mismo año, la producción diaria de Ecopetrol fue de 41,8 mil barriles y la total del país, de 183,2 mil barriles; en términos de producción, el país era el 5% de Venezuela, el 0,6% de la OPEP y el 0,3% del total mundial. Sin embargo, Colombia adhirió a los postulados ideológicos de la OPEP y a sus instrumentos de contratación, con parámetros de regalías y porcentajes de *government take* que eran propios de países de alta prospectividad, en ausencia de información fiable sobre la geología del país. Segovia (2011) hace un

asociación y contratos de concesión tiene una prueba ácida en los mercados de valores. Kretschmar y Kirchner (2009) logran aislar estadísticamente el efecto de los tipos de contratos dentro del portafolio de reservas de 51 compañías internacionales listadas en las bolsas de valores sobre la rentabilidad. Estos autores encuentran que las compañías que poseen campos en países que usan contratos de asociación con condiciones fiscales progresivas no pueden beneficiarse de las alzas de precios, y que poseen rendimientos inferiores a los que poseen campos en países que usan contratos de concesión. En ese mismo estudio, encuentran además que las compañías pequeñas tienden a tener rendimientos superiores a las grandes, y que las compañías que tienen menores reservas bajo contratos de asociación se desempeñan mejor que aquellas que tienen más reservas bajo este mismo régimen.

La pregunta obvia es, si el contrato de asociación es robusto con buena prospectividad, pero más frágil en el resto de situaciones tanto para un solo país como en términos comparativos genéricos, ¿por qué los países no lo aplican más generalizadamente? En particular, ¿por qué Colombia no preservó el contrato de concesión antiguo? Estas preguntas se discuten en la siguiente sección.





*Ilustraciones de
Ricardo Morales, 1968.
Revista Lámpara.*

estudio detallado de las vicisitudes del contrato de asociación y ello facilita, para el propósito de discutir la evolución hacia el contrato de concesión, concentrar los esfuerzos en el análisis económico.

Con el contrato de asociación inicial usado entre 1974 y 1989, llamado contrato 50-50 (28 años de duración, de los cuales seis eran de exploración y 22 de explotación), se descubrieron Caño Limón (1983; 1.250 millones de barriles) y Cusiana (1989; 750 millones de barriles), y el *government take* de este contrato era del orden del 78,90% (Yanovich, 2010: 82). La estabilidad jurídica de un país era la variable que podía definir la atracción de capital para exploración y producción, cuando los demás aspectos de la prospectividad y los regímenes fiscales fueran similares en países competidores. Esta era una ventaja de Colombia que tuvo efectos tangibles con estos hallazgos.

Las reservas probadas pasaron de 635,1 millones en 1983, a 1.108 en 1984, y a 1.984,3 en 1989; es decir, se habían triplicado en una década. Los precios del crudo Western Texas Intermediate (WTI) entre 1974 y 1989 tuvieron un promedio (nominal) de us \$21,9 por barril, que no eran relativamente altos, pero que generaban ingresos elevados por el aumento de producción. Entre 1983, año del descubrimiento de Caño Limón, y 1989, año del descubrimiento de Cusiana, la producción total de Colombia pasó de 55,5 millones anuales a 160,4 (casi el triple), y el valor nominal de la producción petrolera bruta pasó de us \$1.681 millones a us \$3.977 millones.

Los aumentos de reservas e ingresos para la compañía y el Gobierno generaron expectativas de ser un país petrolero y alentaron las presiones por renegociar el contrato. Hay que recordar que Ecopetrol era un instrumento de apoyo a los recaudos fiscales, que existía animadversión hacia el capital extranjero, y que el contrato de asociación, visto como conquista del país, empezaba a dar frutos. Colombia asumió los nuevos descubrimientos como la cuota inicial de decenas de campos grandes que seguirían surgiendo con alta frecuencia, y pensó que merecía más de la bonanza actual y futura. El cambio al contrato de asociación en 1989 (Contrato de Producción Escalonada, discutido por Segovia, 2011) aumentó el *government take* de acuerdo con la producción acumulativa (contrato de producción escalonada), llegando a un 81,30% (Yanovich, 2010: 82).

La discusión sobre cuándo las ganancias son merecidas y cuándo son un derecho fundamental es muy

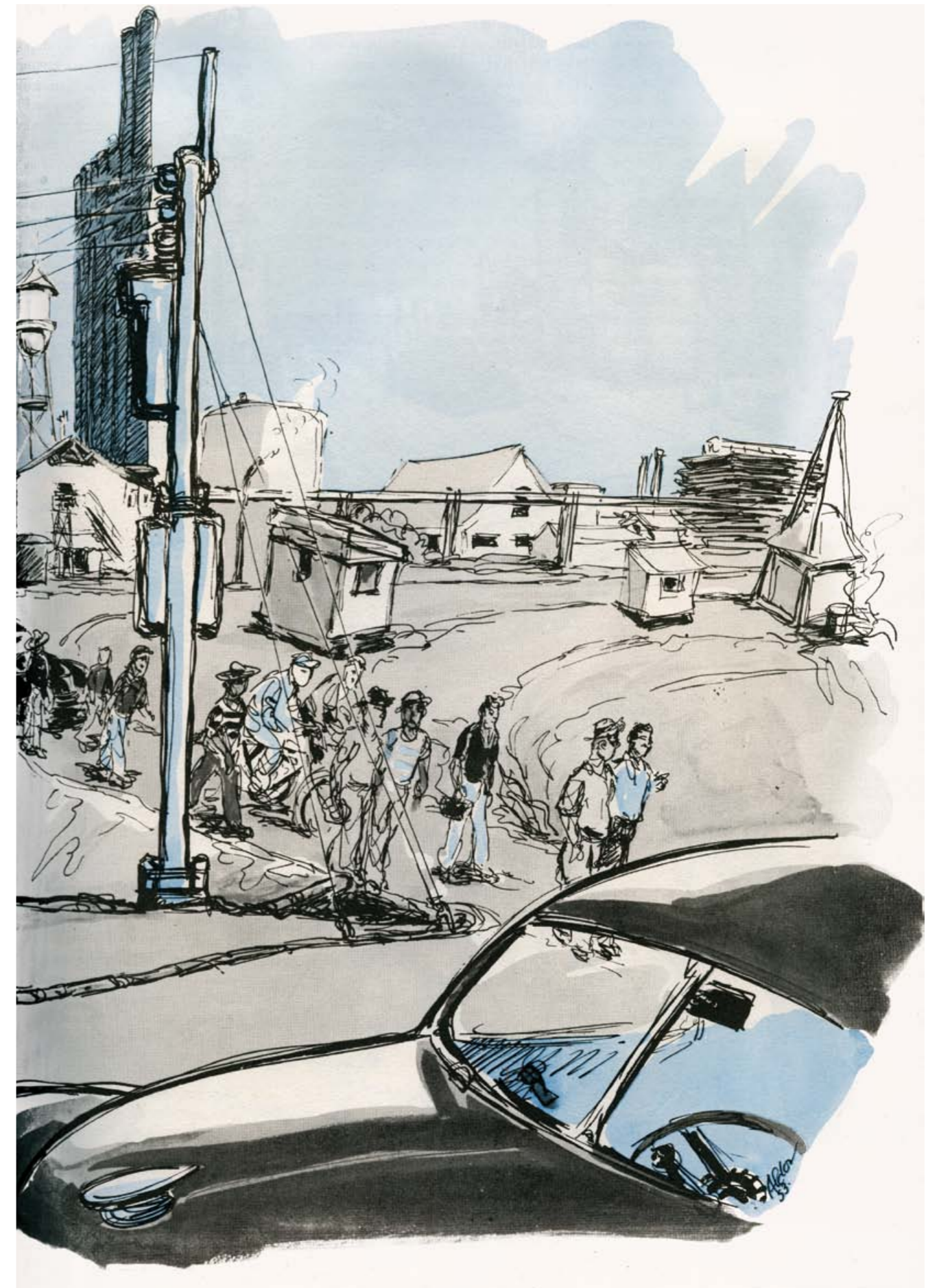


compleja (Narveson, 1995), y se define por la calidad de las instituciones y la ideología. En el fondo de la argumentación nacionalista de la época, como ya se mencionó en la introducción, subyace una actitud pugnaz que actúa basada en los recuerdos y no en las expectativas, prejuzgando que las ganancias de las grandes firmas privadas no son legítimas ni merecidas. En esta argumentación hay también una gran confusión entre derechos jurídicos y derechos económicos, que se traduce en que la maximización del *government*

take se vuelve la medida del deber público y la mejor demostración de que se está aportando al bienestar del país. Este énfasis es fermento de inestabilidad y de aspiraciones que alejan a los inversionistas privados, hasta el punto de llevar a la inactividad. El celo legal y redistributivo se convierte entonces en la peor defensa de los derechos económicos de la población porque los recursos no se extraen.

Las consecuencias de esta decisión sobre la estabilidad de las reglas del juego en Colombia, combinadas

*Refinería de
Barrancabermeja.
Ilustraciones de
Peter Aldor, 1953.
Revista Lámpara.*



con precios bajos y hallazgos de baja materialidad, redujeron la competitividad del contrato 50-50. En 1992, tres años después de que las decisiones multianuales de exploración tomadas con rezago cumplieron su ciclo, las reservas probadas colombianas alcanzaron su pico (3.232 millones de barriles), descendiendo año tras año hasta llegar a un mínimo de 1.358 millones de barriles en 2007. A su vez, la producción de crudo tuvo su pico en 1999 (815,3 millones de barriles anuales), después de la cual se produjo un declive sistemático que se prolongó hasta 2005, cuando se llegó a un mínimo de 525,8 millones de barriles anuales.

Los cambios posteriores al contrato de asociación intentaron compensar el impacto negativo de la modificación de 1989 (Barrios, 2005): en 1994 se introdujo una repartición basada en el cociente entre ingresos y gastos acumulados, que no tuvo cambios observables sobre el *government take* (Yanovich, 2010: 82); en 1997 se redujo la participación del Estado al 30% de la producción en campos pequeños y se mantuvo en el 50% para pozos grandes, cambio aparentemente drástico en la forma pero que, como plantea Antonio Urdinola en su entrevista para el capítulo de presidentes (Benavides, 2011), se logró vender con mucha persuasión sobre la base de que, con la geología colombiana, es mejor el 30% de algo que el 50% de nada; el *government take* bajó levemente al 80,1% (Yanovich, 2010: 82). El último cambio se hizo en 1999, introduciendo un esquema de regalías escalonado, empezando con el 5% para pozos pequeños, subiendo al 25% para campos de tamaño superior a 60 millones de barriles, mejorando el factor de repartición de acuerdo al cociente entre ingresos y gastos, e introduciendo descuentos en regalías para el gas y por calidad del crudo hallado. Estos cambios redujeron el *government take* a un 62,80% (Yanovich, 2010: 82).

Como reflexión al ciclo de los contratos, Luis Ernesto Mejía plantea que:

[...] las diferentes políticas o criterios establecidos para la contratación de la exploración y explotación de recursos naturales no renovables ha mostrado sus resultados para bien o para mal alrededor de 10 años después de su promulgación, así pasó, para bien, con el contrato de asociación (del Hierro-García Parra) incorporado en 1975 y su primer éxito (Caño Limón) en 1986; así pasó, para mal, con el contrato de producción escalonada (Mena

de Quevedo) incorporado en 1992 y la finalización de la exploración (un solo contrato firmado en 1999).⁵

Estas modificaciones forman parte del ajuste a la realidad dentro de las restricciones institucionales vigentes. A partir de 1992, en un contexto de precios bajos, empezó el desencanto con los resultados de exploración: la comprobación de no ser una potencia petrolera y el progresivo convencimiento de que el contrato no era competitivo, situación exacerbada por la arremetida de la guerrilla en contra del oleoducto Caño Limón-Coveñas, como se observa en las siguientes consideraciones:⁶

- Entre 1985 y 1992 se firmaron un promedio de 20,6 contratos anuales, y entre 1993 y 2002 14,8



Ilustraciones de Enrique Grau para el poema "Petróleo" de Arturo Camacho Ramírez, 1953. Revista Lámpara.

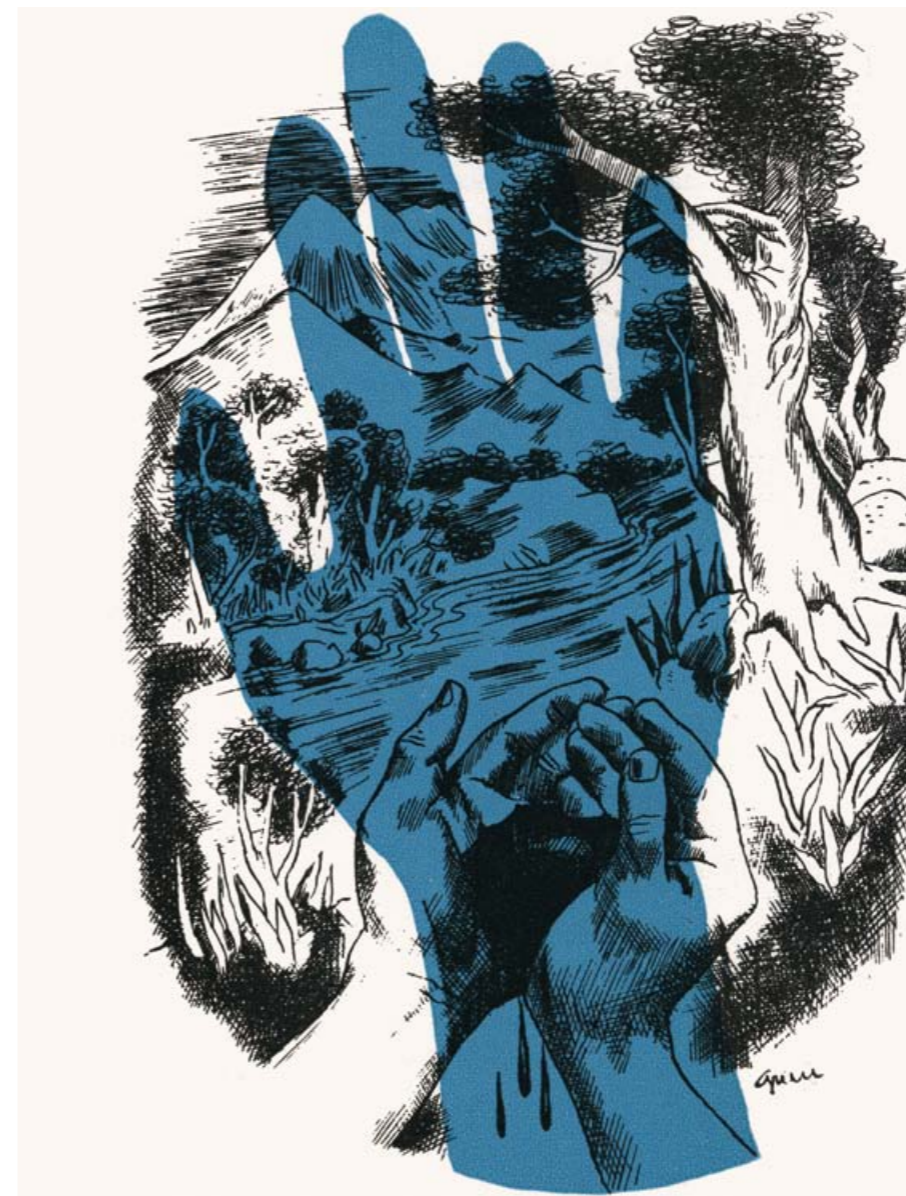
5. Comunicación personal enviada al autor el 22 de marzo de 2011.

6. "En sus casi 18 años de operación, el oleoducto ha sufrido 1.000 atentados terroristas" (Ecopetrol, 2003).

contratos anuales, una reducción del 28% por período. Se llegó incluso a firmar solamente un contrato en 1999.

- El país no tiene la estructura geológica de Arabia Saudita, cuyo campo de Ghawar, descubierto en 1948, contenía 75 mil millones de barriles, ni de Venezuela, cuyo campo Costanero Bolívar, descubierto en 1917, contenía 30 mil millones de barriles. En estos países, la rentabilidad de los privados puede coexistir con porcentajes de *government take* superiores al 80%.
- El tamaño típico de los mayores campos hallados en Colombia después de La Cira-Infantas (1918) no supera los 300 millones de barriles, exceptuando a Caño Limón (1983; 1.259 millones), Cusiana

- 7. Entre ellos están Tibú (1940; 270 millones de barriles), Casabe (1941; 300 millones de barriles), Velásquez-Palagua (1946; 300 millones de barriles) y Yariguí (1954; 200 millones de barriles), Provincia-Payoa (1960; 300 millones de barriles), Orito (1963; 240 millones).
- 8. Comunicación personal enviada al autor el 22 de marzo de 2011.



(1989; 750 millones de barriles) y Cupiagua (1993; 510 millones de barriles).⁷ De ese mismo orden de magnitud es la producción total anual y la incorporación reciente de reservas, de modo que el aumento de reservas requiere un inmenso esfuerzo si se va a dar a través de campos pequeños y medianos. Un poco más de la mitad de los campos encontrados hasta la década de los noventa eran de tamaño menor a cinco millones de barriles.

- Luis Ernesto Mejía comenta al respecto sobre la geología del petróleo colombiano:

Nuestro país comparte las rocas formadoras y receptoras de las cuencas que cruzan desde Trinidad y Tobago hasta las Galápagos, la formación La Luna, roca formadora de hidrocarburos por excelencia y las diferentes formaciones receptoras como El Mirador, Caballos y otras, no son diferentes a las encontradas en los países vecinos (de reconocida prospectividad), lo que nos hace diferentes es la extraordinaria actividad sísmica que hace 70 o más millones de años ocurrió en nuestro país y que a partir de apretamientos de rocas tectónicas formaron tres extraordinarias cadenas montañosas cambiando radicalmente los sistemas hidrocarburíferos; todas esas rocas maravillosas quedaron diseminadas en nuestras cordilleras y crearon una geología propia que indica que en nuestro país lo más posible (en caso de que la naturaleza nos lo haya concedido) es que los yacimientos por descubrir sean pequeños, difíciles de encontrar y complejos de explotar. Es decir, el riesgo más importante en términos petroleros que tiene Colombia, vale decir la prospectividad, es un riesgo alto. Si a eso unimos nuestras dificultades relacionadas con la poca información básica del territorio, la deficiente infraestructura, el tamaño del territorio, la complejidad para atravesarlo, la distancia entre las cuencas productoras y los puertos, las dificultades relacionadas con la seguridad física y nuestra enorme y continua creatividad normativa, pues claro está que encontrar el equilibrio para lograr un ambiente competitivo implica diferenciarnos de manera clara y eso implica hacer sacrificios en términos de ingresos (*state take*) para el Estado.⁸

- En consistencia con lo anterior, y de acuerdo con expertos internacionales, el contrato de asociación afectaba negativamente la materialidad y la relación riesgo/remuneración de las compañías internacionales.

Benavides (2011) observa que, desde la década de los noventa, una mayoría de los presidentes tenía claro



que el sector y sus instrumentos no eran competitivos. La gran mayoría de esfuerzos administrativos y de mejoras al contrato de asociación realizados desde 1992 hasta la reforma sectorial introdujeron fricción al proceso de caída libre de la reducción de la producción y las reservas. En perspectiva histórica resultan difíciles de validar las reflexiones sobre Ecopetrol que ha planteado recientemente Margarita Mena de Quevedo, ministra de Minas y Energía en 1989, quien introdujo el contrato de producción escalonada en 1989 (discutido por Segovia, 2011), citadas en *Frente Obrero* (2011: 1), publicación de la Unión Sindical Obrera (uso) cuando se produce el primer cambio del contrato de asociación:

[...] Ecopetrol había logrado una integración vertical en los ramos de su actividad económica, con sociedades unidas, vinculadas o filiales, vigorosas, sólidas; comprometida con el crecimiento económico y social del país y además rentable para el Estado, y así la encontramos en los primeros años de la década de los noventa, cuando la toma de decisiones comienza a resquebrajar su estructura organizacional, estrechar su radio de acción, disminuir su actividad propia en exploración y producción de hidrocarburos, y, en general, a someterla a un proceso de marchitamiento y de ruptura de su aparente posición dominante en el transporte, refinación y distribución de



combustibles, hasta la pérdida de la administración de los petróleos nacionales desde el primero de enero de 2004 (Mena de Quevedo, 2007: 180).

Según lo argumentado anteriormente, el proceso de marchitamiento aludido tiene raíces en la trayectoria sectorial hasta el inicio de los años noventa, mucho menos en las decisiones revisionistas posteriores y, como se muestra en los indicadores discutidos en la próxima sección, no se extiende a los años posteriores a 2003. Tampoco es claro por qué la exministra haya planteado en 1996 (*El Tiempo*, 1996) que introducir cambios (en este caso para mejorar la competitividad del contrato) daría un mensaje de que el país rompe la tradición jurídica que ha mantenido de respetar las reglas del juego para la inversión extranjera, mientras que la misma advertencia no haya sido hecha para el primer cambio de 1989.

El cambio sectorial, que ya empezaba a identificarse internamente en Ecopetrol, debió esperar porque el ambiente político era extremadamente hostil. Con los tres grandes descubrimientos efectuados con el contrato de asociación, la guerrilla había convertido el petróleo en uno de sus focos de propaganda política y reaccionaba de manera violenta ante cualquier cambio que pareciera dar ventajas a los inversionistas extranjeros. Se necesitaba que actores clave de la opinión pública plantearan la necesidad de un nuevo tipo de contrato adaptado a las condiciones del país. En tal sentido es dicente que el expresidente López Michelsen, impulsor del contrato de asociación en 1974, haya planteado en 2001 en una de sus columnas dominicales (*El Tiempo*, 2001):⁹

Solía decir el doctor Esteban Jaramillo, con el ingenio y la gracia que lo caracterizaban, que 'un error es una verdad que se equivoca de fecha'. Es lo que le sucede al suscrito con respecto al régimen de asociación [...]. Con este antecedente, de la caída en los precios del producto, me asalta un temor, tratándose del petróleo, que se podría sintetizar así:

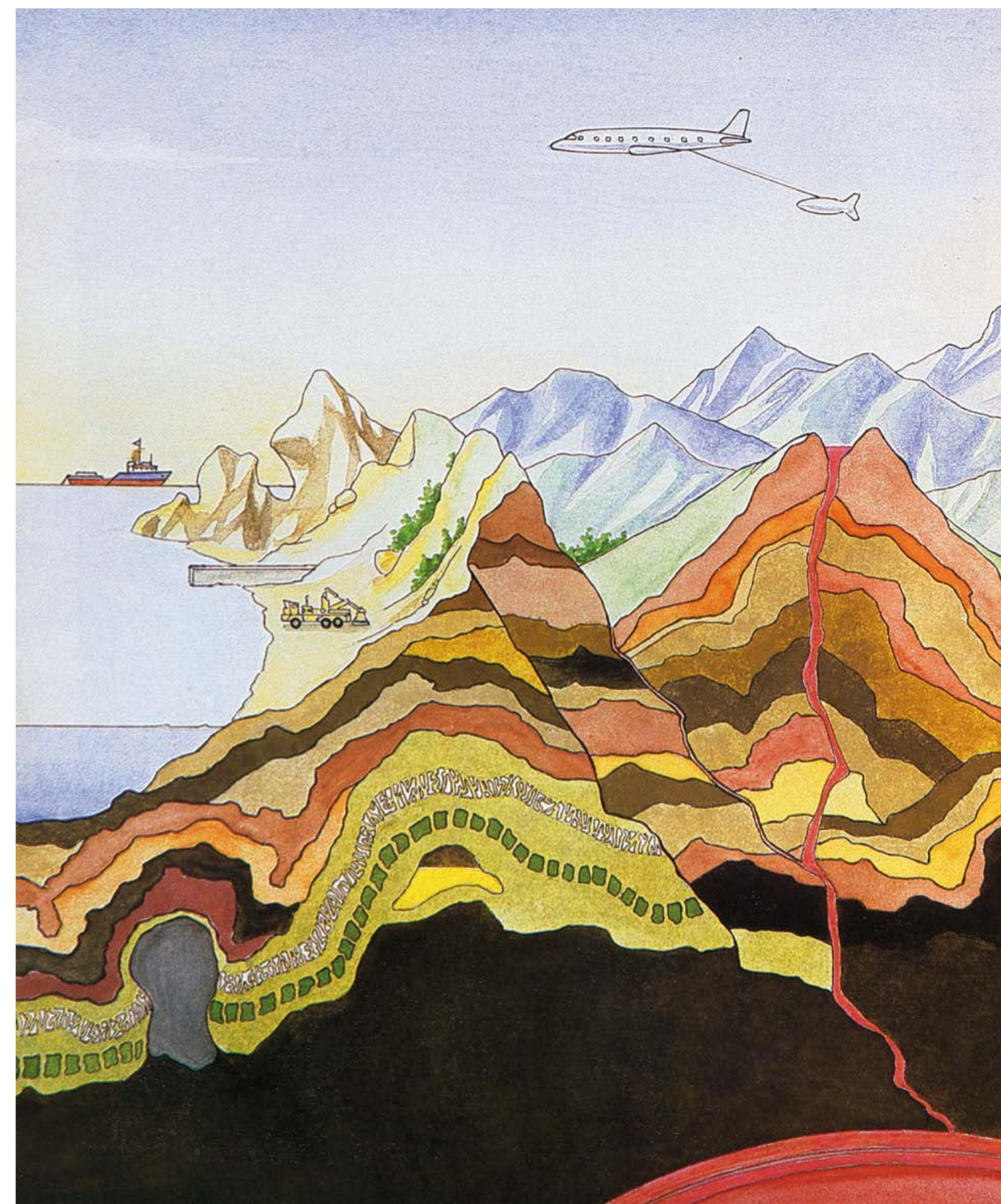
a) Si no se encuentra petróleo en ninguno de los 30 o 40 contratos de asociación que acaban de suscribirse, sería algo muy desafortunado para el país, pero, según el contrato de asociación, el riesgo de no encontrar petróleo lo correría por entero el contratista, sin ningún reembolso por parte de la Nación.

b) Si, por el contrario, se encontrara petróleo en cantidades comerciales, el Estado colombiano tendría que reembolsar los gastos en que habría incurrido el contratista y entraría

Páginas 538-539:
ilustraciones de Enrique
Grau, 1953.
Revista Lámpara.

Ilustración de Ana
Mercedes Hoyos, 1970.
Revista Lámpara.

Página opuesta:
ilustración de
Pedro Ruiz, 1987.
Revista Lámpara.



9. Hernando Zerda aclara que en esta cita falta tener en cuenta el paso de declaración de comercialidad como paso previo que evitaba entrar en explotaciones a pérdida.

a participar en los resultados de la producción. Sería una lotería. Sin embargo, si, como se predice, para la época de la explotación el precio del barril de petróleo llegara a estar por debajo de los us \$20,00, podríamos correr el riesgo de haber incurrido en una pérdida comparable a la de El Cerrejón, o sea, producir a un costo superior al precio del petróleo en el mercado.

Tendríamos que reembolsar los gastos del empresario explorador y recibiríamos un petróleo producido a pérdida. ¿Por qué? Porque, contrariamente a lo que ocurre en Oriente Medio y en Venezuela, el petróleo colombiano se encuentra a grandes distancias de la Costa y el costo de su transporte por oleoducto oscila alrededor de los us \$3,00 por barril, un recargo con respecto al precio a que venden aquellos países cuyo costo de producción a la orilla del mar es menos de us \$10,00. Tomando como ejemplo la profundidad de los pozos en el piedemonte llanero, el costo en boca de pozo sería aproximadamente de us \$10,00, una cifra próxima a los us \$15,00, en competencia con petróleo a us \$10,00, o menos.

Estas consideraciones son las que me llevan a pensar que, para no repetir el caso de Carbocol, lo prudente sería celebrar contratos de concesión, con una razonable regalía para el Estado colombiano y con el gravamen tributario que pagan todas las sociedades, según la legislación colombiana sobre impuesto a la renta.

Ahora bien, el retorno al contrato de concesión en Colombia fue una consecuencia lógica de la reforma de 2003, pues la discusión sobre las virtudes de los diferentes tipos de contrato era necesaria pero insuficiente para generar el cambio institucional: con el fin de dinamizar el aumento de reservas, debía entregarse su administración a una entidad independiente, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), creada en 2003; con esto se redimía el pecado original de haber creado a Ecopetrol con un conflicto de interés por dentro. Puesto que la ANH no podía asociarse, el uso de las concesiones era inevitable: una cosa diferente es que el contrato de concesión se hubiera diseñado para que fuera más atractivo que el contrato de asociación, pero el cambio contractual era imposible sin que fuera parte de un paquete completo de reforma institucional que incluyó el cambio de naturaleza y gobierno corporativo de Ecopetrol.

Para que Ecopetrol pudiera crecer, endeudarse y ser un competidor más, debía salir de las cuentas nacionales; y para salir de las cuentas nacionales, Ecopetrol debía cambiar de naturaleza jurídica, asumiendo una

propiedad mixta, en un proceso que culminó en 2007 con la democratización accionaria, en la que el 10,1% de las acciones de la compañía pasaron a manos de accionistas privados.

La oscilación pendular para retornar a los contratos de concesión 30 años después de haber sido eliminados y estigmatizados no estaba exenta de riesgos de inestabilidad política. Bremmer (2006) propone un sencillo modelo (curva J) para analizar transiciones políticas a regímenes más liberales y

Actividades de la Comisión Sismográfica de Intercol. Ilustración de Peter Aldor, 1953. Revista Lámpara.



abiertos al comercio internacional, pues un país frágil puede reducir su estabilidad política si se decide a usar arreglos superiores pero percibidos como afrentosos para la soberanía nacional, y el desorden causado por la reforma puede generar una involución a formas más radicales y regresivas que las iniciales; en países más sólidos los cambios, después de un período de desorden, llegan eventualmente a estabilidad e instituciones superiores.

El gran cambio de arreglo en Colombia, tanto de regulación como de incentivos y gobierno corporativo de Ecopetrol se logró sin mayores contratiempos y sin pérdida de estabilidad política. El espíritu de los tiempos era distinto al de la época de las grandes nacionalizaciones internacionales; el presidente de la empresa tenía claro el contenido y la estrategia para forzar el cambio, hubo coincidencia con el ministro del ramo y apoyo del poder ejecutivo. La coalición de intereses que hubiera podido oponerse al cambio no tuvo eco y quedó reducida en la práctica al sindicato de la empresa, cuyas reacciones fueron anticipadas y neutralizadas. El cambio no era posible antes, agravado por la falta de argumentación intelectual independiente sobre la conveniencia de este.

Contenido y desempeño del moderno contrato de concesión en Colombia

En 2003 se introdujeron dos modalidades de contratos de concesión: el contrato de exploración y producción (E&P) y el contrato de evaluación técnica (TEA). A continuación se hace un resumen no técnico de estos arreglos (el lector interesado en sus detalles puede dirigirse a la página de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, www.anh.gov).

El contrato E&P tiene las siguientes características (ANH, 2011): el período de exploración es de seis años, prorrogable por cuatro años más, y el de evaluación es de uno a dos años, prorrogables por dos años más; los programas de trabajo en exploración deben tener una actividad mínima, pero la evaluación y la exploración son discreción del contratista; la producción es autónoma y se hace bajo la responsabilidad del contratista, el cual es dueño de la totalidad de la producción, después de las regalías; y los pagos se hacen por el uso del subsuelo (us \$ por hectárea), dependientes del tamaño del área contratada y de la duración de la fase de exploración.

Las regalías son escalonadas, empezando en el 5% para campos hasta cinco mboed, subiendo linealmente hasta el 20% para tamaños de campos entre cinco y 125 mboed, permaneciendo en el 20% para campos entre 125 y 400 mboed, subiendo linealmente hasta el 25% para tamaños de campos entre 400 y 600 mboed, y finalmente permaneciendo en el 25% para campos con reservas mayores a 600 mboed. Se hacen descuentos a los hallazgos de gas, tanto en continente como costa afuera, y a los campos de crudos pesados.

Adicionalmente, se impone un complicado pago de regalías a la ANH por concepto de “derechos económicos por precios altos”, equivalente a lo que en inglés se llama *windfall royalty* o *windfall profit tax*, cuando la producción acumulada supere los cinco millones de barriles y el precio actual del WTI sobrepase un precio base de referencia. Inicialmente, este pago es igual al

30% del valor de la producción total, multiplicado por el porcentaje de desvío del precio actual con respecto al precio base de referencia, que depende a su vez de la calidad del crudo hallado.

Recientemente se ha endurecido el porcentaje de participación del Gobierno con respecto a estas regalías contingentes, empezando por el 30% para desvíos

Ilustración de Saúl García, 1987. Revista Lámpara.

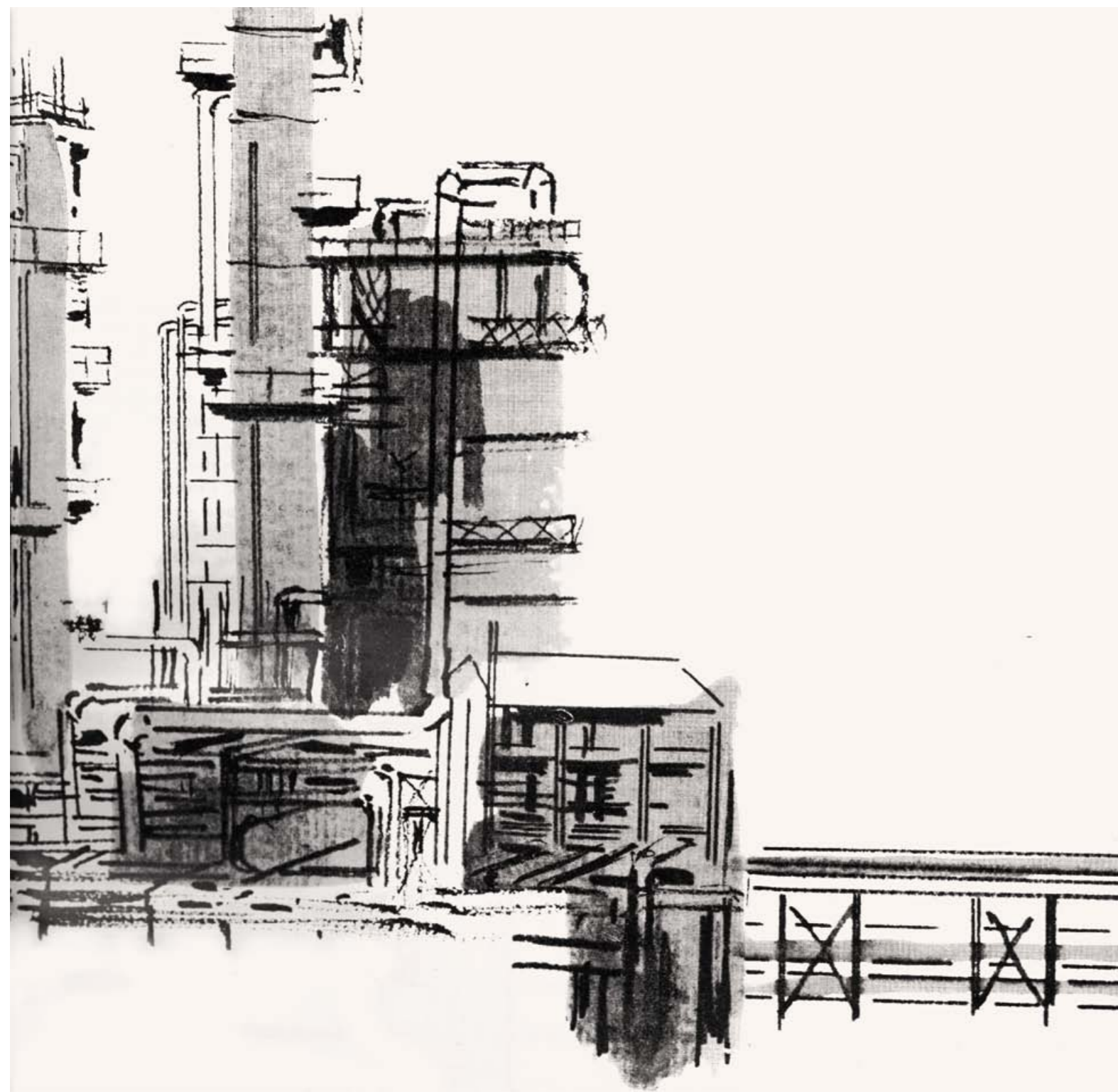


Ilustración de Julio Castillo, 1970. Revista Lámpara.

hasta el doble del precio base, cambiando discontinuamente al 35% para desvíos entre el doble y el triple, y subiendo hasta un 50% para precios hasta cinco veces el precio base.

El contrato TEA es un modelo más sencillo, orientado a evaluar potenciales de hidrocarburos en áreas especiales bajo responsabilidad del contratista. Podrá tener un máximo de 18 meses en áreas continentales y un máximo de 24 meses en áreas costa afuera. Un contrato TEA o una parte de este se puede convertir en contrato de E&P cuando su titular presenta programas exploratorios que sean aceptados por la ANH, conforme a su reglamentación vigente.

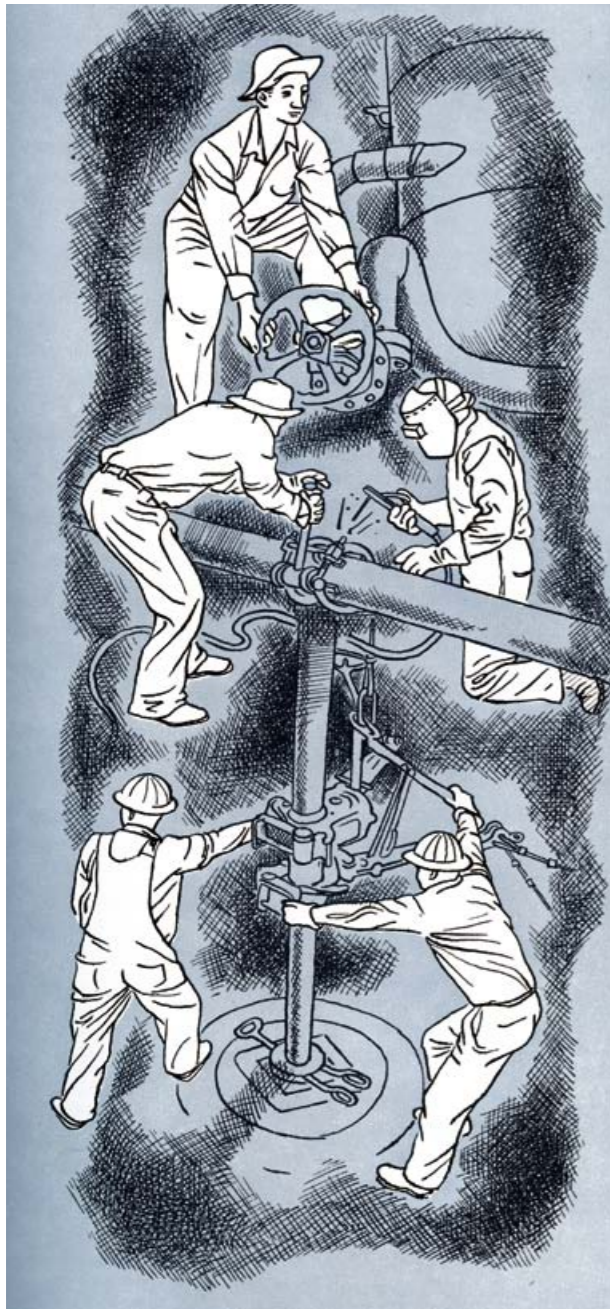
El contrato E&P tiene como ventaja la gradualidad de las regalías de acuerdo con el tamaño del hallazgo, el valor de la flexibilidad de las decisiones y el valor de los tiempos de prórroga, especialmente importantes para compañías *junior*; en cambio, los pagos por derechos económicos que se han modificado son desalentadores tanto en mensaje como en efectos puntuales. La forma discontinua del esquema de pagos según las desviaciones con respecto al precio base, implica que un pequeño aumento del precio en los puntos de discontinuidad puede reducir la rentabilidad de los proyectos, en contra de los principios de diseño de los buenos contratos. El cobro por el uso del subsuelo en exploración, independiente de la producción, obliga a comprometer recursos previos que podrían invertirse mejor en la búsqueda de hidrocarburos.

El análisis de Cárdenas (2005: 76) muestra que, con el contrato P&E original, el *government take* es del 50,64%, la tasa interna de retorno es del 45,49% (pudiendo subir hasta un 87,54% para pozos con reservas de 300 millones de barriles y el Valor Monetario Esperado (a us \$30 por barril y descontando al 15%) es de us \$21,63 millones. Barrios (2005: 53) había encontrado que, en el mejor de los casos del contrato de asociación (1999), el *government take* era del 66,33%, ligeramente superior al mencionado por Yanovich (2010: 82); la tasa interna de retorno era del 52,92%, y el valor esperado monetario de us \$1,09. Las medidas de Cárdenas no incluyen explícitamente el valor de la flexibilidad operacional del contrato de concesión, que requerirían usar el método financiero de las opciones reales para su cuantificación. Simulaciones efectuadas recientemente en Ecopetrol para siete proyectos tipo encuentran que el *government take* actual puede fluctuar entre el 50 y el 60%, y que los pagos a la ANH por todo concepto dentro del *government take*

pueden ser casi tan importantes como las regalías por producción. Todavía no se han observado beneficios grandes en materialidad con el nuevo contrato, y el crecimiento de reservas proviene en buena parte de campos maduros.

¿Cómo evaluar entonces el impacto de los nuevos contratos de concesión? En términos de percepción sobre los términos del contrato y fiscales, el contrato de concesión de Colombia en 2007 superaba a los de Perú, Brasil, Trinidad y Tobago, Argentina y Ecuador (Arthur D. Little Inc., 2009). Los resultados empíricos de dicho contrato se pueden comparar con los del contrato de asociación, con la advertencia obvia de que la serie del nuevo contrato es muy corta,





a través de contratos con la ANH por operadores distintos a Ecopetrol (excluyendo asociaciones de estos con Ecopetrol) en el mismo período fue 46,6, y el promedio perforado por Ecopetrol directamente, con asociados y por contrato con la ANH, fue 28,5. Es decir, Ecopetrol mantiene en competencia el promedio de pozos perforados de la época de los contratos de asociación.

- La tasa promedio de éxito de pozos perforados entre 2000 y 2004 fue 31,2%, y entre 2005 y 2010 fue 46,3%.
- El promedio anual de la inversión extranjera en exploración entre 2000 y 2004 fue de us \$271,8 millones (incluyendo una desinversión de us \$384 millones en 2000). El promedio anual entre 2005 y 2010 fue us \$2.510 (nueve veces más intensa).¹⁰
- Las reservas probadas en 2004 eran 1.477,7 millones de barriles; han subido a 1.988 millones en 2009 (sumando a todos los operadores), aumentando de manera importante, pero todavía están lejos del pico histórico de 1992 (3.231,9 millones de barriles).
- El promedio de la producción anual diaria entre 1973 y 2004 fue 220.915 barriles para Ecopetrol y 152.940 barriles para las operadoras extranjeras, para un total de 373.856 barriles del país. Entre 2005 y 2009, el promedio para Ecopetrol fue 348.460 barriles y 220.560 para las operadoras extranjeras, para un total de 569,020 del país, lo cual demuestra que tanto Ecopetrol como el país han aumentado su producción.

En un informe sobre 23 oportunidades de inversión bursátil en Colombia, publicado el 14 de febrero de 2011, la firma J. P. Morgan (2011: 60) ilustra las tendencias recientes de Ecopetrol de la siguiente manera:¹¹

Una de las metas estratégicas más importantes de Ecopetrol es alcanzar una producción de 1 millón de boed de hidrocarburos en el año 2015. Una importante meta intermedia es producir 550 kboed en 2011. La compañía planea llegar a esta meta 1) añadiendo 436 millones de boe de reservas anualmente, 2) incrementando el factor de recuperación a 30% del actual de 23% y 3) perforando 45 pozos exploratorios por año. [...] La compañía ha crecido en producción a 615 kboed en 2010E, lo que representa un incremento del 54% desde el 2007. Con el fin de mantener el crecimiento de la producción la compañía también planea invertir us \$80 billones en los próximos diez años. La compañía completó la compra del 51% de los activos de BP en Colombia, cuyo valor total era aproximadamente us \$1.800 millones.

Ilustración de Enrique Grau, 1953. Revista Lámpara.

10. El dato de inversión extranjera de 2010 se estimó como la diferencia entre el total anunciado por la ANH (us \$4.000) y el total de inversión anunciado por Ecopetrol para 2010 en su presupuesto anual (us \$951 millones), sin discriminar por país donde explora.

11. Hernando Zerda y Mauricio Téllez califican algunas de las afirmaciones y cifras de J. P. Morgan en este párrafo: la meta intermedia de producción fue alcanzada; la compra de BP se efectuó en compañía con Talisman; la inversión de Ecopetrol fue del orden de us \$892 millones; la producción diaria en 2010 fue de 616 kboed, y hay que recordar que las cifras mencionadas por J. P. Morgan son producción diaria y no anual acumulada.

así como son diferentes las condiciones de precios y de seguridad de ambos períodos, por lo menos.

A continuación se muestran las cifras para número de pozos exploratorios A3, contratos, kilómetros de sísmica, tasa de éxito de la perforación, inversión extranjera, reservas y producción. En las estadísticas se ve que tanto al país como a Ecopetrol les ha ido bien:

- El promedio anual de km 2D de sísmica entre 1978 y 2004 fue 8.314,5 km y entre 2005 y 2010 fue 17.972,6 km (más del doble).
- El promedio anual de pozos A3 perforados entre 1980 y 2004 fue 28,24 y entre 2005 y 2010 fue 74,1 (más del doble). El promedio de pozos perforados

Ilustración de Julio Castillo, 1970. Revista Lámpara.

Esta compra añadirá aproximadamente 90 kboed al portafolio de Ecopetrol. La compañía ha anunciado también unas reservas probadas de 1,714m boe para el 31 de diciembre de 2010, un incremento del 11% con respecto al 2009.

Esta perspectiva ascendente de reservas y de producción para Ecopetrol contrasta con el panorama que se dio durante los años noventa y la primera mitad de la presente década. Desde 1999, los precios subieron continuamente, partiendo de niveles inferiores a us \$20 por barril, sobrepasando los us \$74 por barril en 2007, antes de la crisis y la recesión internacional. Por



fin el precio ha despegado y eso favorece el contrato, a Ecopetrol y al país. Las cifras que menciona J. P. Morgan reflejan solo una parte de la historia de cambio sectorial: 1) Ecopetrol puede invertir ahora más en exploración; 2) las reservas probadas han subido, pero más por el efecto de precios que permite costear la recuperación secundaria en campos maduros, que por adiciones sustanciales en campos nuevos.

Hay un aspecto estratégico del cambio sectorial que todavía no se refleja en las cifras mostradas: las presiones competitivas de las compañías que han llegado entusiastamente y seguirán llegando a Colombia. Puesto que las ventajas competitivas son siempre temporales en cualquier negocio, la siguiente fase de la competencia involucrará un mayor peso de la investigación, el desarrollo y la innovación en gestión de crudos pesados sobre toda la cadena de valor, así como de exploración y producción costa afuera (*offshore*) y la petroquímica, entre otras. Estas nuevas tecnologías requieren una combinación de desarrollos propios y en alianzas con centros de excelencia internacional.

Conclusiones

Dos editoras *senior* de la revista *Harvard Business Review* durante los años noventa (Magretta y Stone, 2002), plantean que las fallas de estrategia son frecuentemente fallas al confrontar la realidad. En el caso colombiano, el contrato de asociación estaba inspirado en otras realidades geológicas: el adagio propuesto por Johnston (2003: 108) de que “los términos contractuales duros usualmente se correlacionan con ‘buenas piedras’” no se cumplió en Colombia; la ideología nacionalista fue mala consejera porque moldeó paradigmas y atrincheró intereses que retrasaron la modernización sectorial; y la prospectividad y la materialidad colombianas parecen más compatibles con las características de las compañías *junior* que con las de las compañías mayores.

Aunque el período de evaluación del nuevo contrato de concesión es de ocho años y los tiempos de respuesta a los cambios usualmente toman más de una década en estabilizarse, es posible afirmar que la reforma era cuestión de vida o muerte para Ecopetrol y para el país, y puede juzgarse como indispensable dentro de la lógica de la adecuación a la competencia global. El aumento de la reciente actividad exploratoria en Colombia es importante, pero no se puede atribuir solo a las mejores condiciones del contrato

de concesión; la competitividad sectorial y la seguridad del país mejoraron mucho, y los precios han sido favorables desde 2003; además, aunque las reservas por nuevos descubrimientos han aumentado, es muy importante el aumento de reservas en campos existentes por el efecto de precios, que hace viable la extracción de crudos costosos o de baja calidad.

La puesta en marcha de la reforma, con la introducción de la ANH y el contrato de concesión moderno volvió a poner a Colombia en el mapa petrolero internacional. Los resultados empíricos de la reforma son contundentes en el aumento de la exploración, de la producción y de movilización de capital extranjero. En general, toda la industria ha crecido y Ecopetrol, un competidor más dentro del nuevo esquema, tiene indicadores siempre superiores a los de todo el sector a cuando era el administrador del recurso, a pesar de que duró cuatro años todavía dentro de las cuentas nacionales, sin mayores posibilidades de acción que antes de la reforma. El cambio no se ha hecho a costa de Ecopetrol, como muestran las estadísticas de la sección anterior; Ecopetrol tiene un futuro de crecimiento, por dentro y fuera del país, potenciado por su ingreso a las bolsas de valores. El cambio a una empresa listada ha sido fundamental para que Ecopetrol pueda competir y tomar las decisiones agresivas que pueden requerirse para capturar las oportunidades que surjan.

Schelling (2006: 151) plantea que una de las tareas de los economistas es explorar las oportunidades para eliminar restricciones a las transacciones mutuamente beneficiosas, encontrar qué tan lejos se está de las mejores oportunidades y proponer cambios que acerquen a la frontera de posibilidades. En tal contexto, los economistas colombianos tienen una parte de responsabilidad en no haber dado un debate intelectual profundo para contrarrestar las identidades mecánicas “asociación = soberanía + mayor bienestar” y “concesión = entrega + enriquecimiento inmerecido del concesionario”, que moldearon la política pública en recursos naturales hasta comienzos de la presente década.

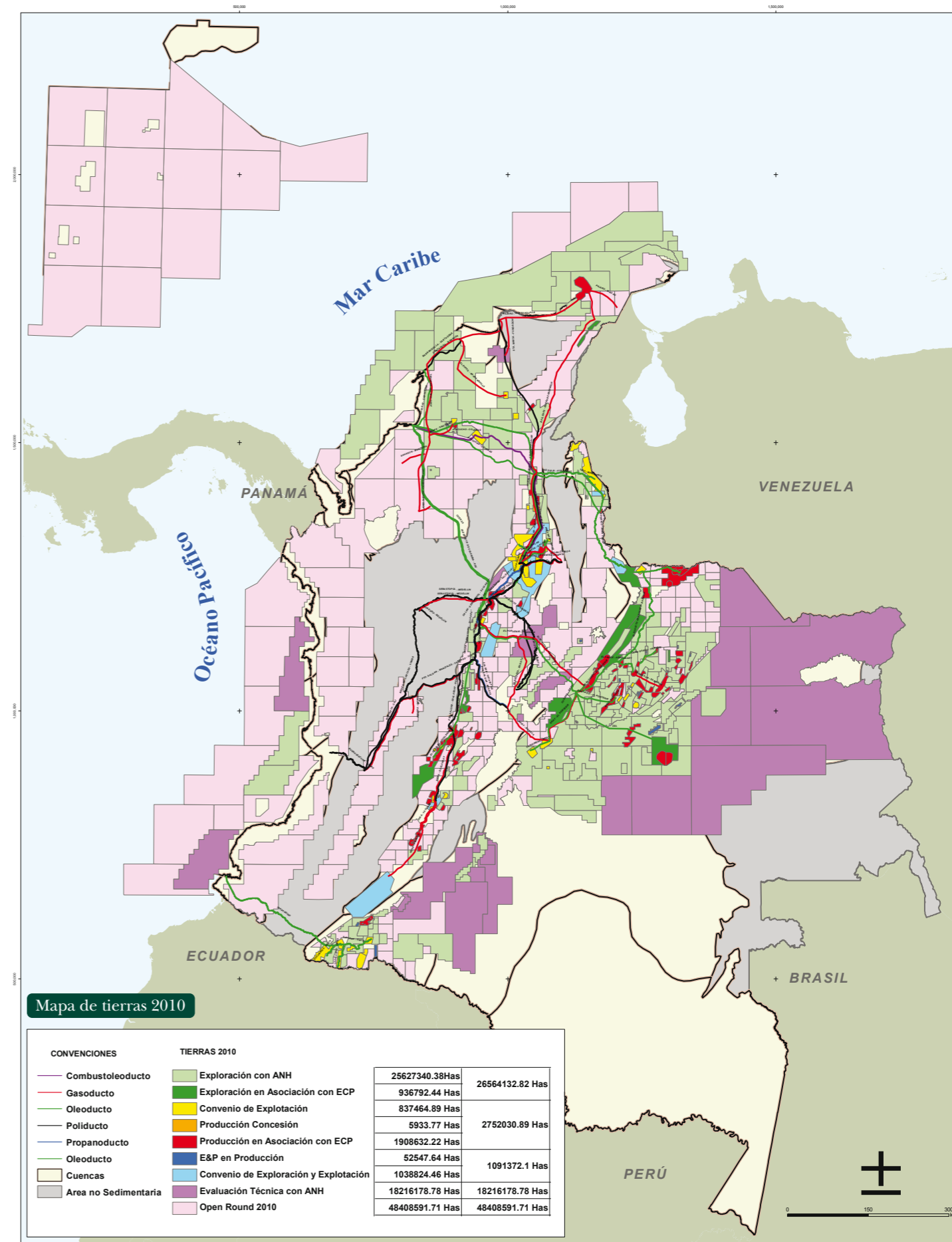
Por último, una reflexión: si el nuevo marco institucional y el nuevo contrato llegaron a ser muy exitosos

y se descubren reservas de tamaños individuales en el orden de los miles de millones de barriles, como es la expectativa de muchos, ¿cuáles podrían ser sus consecuencias sobre el crecimiento económico? La sabiduría convencional plantea que el ingreso de divisas generará la denominada “enfermedad holandesa” (apreciación de la tasa de cambio que favorece los bienes no transables a expensas de los sectores exportadores); Mehlum, Moene y Torvik (2006) llegan a una conclusión distinta: los recursos naturales solo son una maldición en países con instituciones débiles. Cuando las instituciones son fuertes, los ingresos adicionales son un complemento de las actividades productivas, a las que puede potenciar; cuando las instituciones son débiles, los ingresos adicionales son objeto de redistribución contenciosa, eliminando el esfuerzo en actividades productivas.

Usando un índice de calidad institucional (un número entre 0 y 1, donde 0 es la peor calificación y 1 la mejor), Mehlum, Moene y Torvik (2006) encuentran una relación estrecha entre el incremento de la abundancia de recursos naturales sobre el crecimiento económico, para una muestra de 87 países. El resultado es que, con calidad institucional superior a 0,93, el ingreso de divisas contribuye al crecimiento y, con calidad inferior a 0,93, sucede lo contrario (hay maldición de los recursos). En la muestra usada, 15 países tienen suficiente calidad institucional para neutralizar la maldición de los recursos, y Colombia aparece con un índice de calidad institucional igual a 0,53, superior a Perú (0,32), similar a México (0,54) y Venezuela (0,56), e inferior a Chile (0,63), Australia (0,94), Noruega (0,96), Canadá (0,97) y Holanda (0,98).

Entonces, se puede afirmar que Colombia sí enfrenta el riesgo de que los ingresos por sus recursos no generen crecimiento. Este no es un libro de política pública sobre el mejor uso de los recursos naturales; sin embargo, lo mínimo para decir es que la abundancia de hidrocarburos que se generare en los próximos años gracias a la reforma sectorial de 2003 requiere, antes que todo y mientras se consolidan instituciones fuertes, adoptar medidas de choque que por lo menos eviten el despilfarro, el gasto improductivo y la depredación.

Ilustración de Gloria Matallana, 1970. Revista Lámpara.



Bibliografía

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).** 2011. "Contratación e&p-tea->contrato e&p-tea" (Recuperado el 11 de enero de 2011 en <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=113>).
- Arthur, D.** 2009. "Market Survey for ANH". Bogotá. Little Inc.
- Barrios, A. E.** 2005. "Evaluación de los regímenes fiscales de petróleo en Colombia". Capítulo 1. En Martínez, A. (ed.). *¿Es atractiva la contratación petrolera para la inversión privada en Colombia?* Centro de Investigaciones para el Desarrollo (CID), Universidad Nacional de Colombia, Bogotá.
- Benavides, J.** 2011. "Los presidentes de Ecopetrol". Capítulo 3 de este volumen.
- Bremmer, I.** 2006. *The J Curve: A New Way to Understand Why Nations Rise and Fall*. Simon & Schuster. Nueva York.
- Caballero, C. y L. A. Amaya.** 2011. "La fundación de Ecopetrol o el pragmatismo de la clase dirigente colombiana". Capítulo 2 en este volumen.
- Cárdenas, J. C.** 2005. "Evaluación económica del nuevo sistema de contratación de hidrocarburos en Colombia". Capítulo 2. En Martínez, A. (ed.). *¿Es atractiva la contratación petrolera para la inversión privada en Colombia?* Centro de Investigaciones para el Desarrollo (CID), Universidad Nacional de Colombia, Bogotá.
- Daniel, P. et ál.** 2006. "Evaluating Fiscal Regimes for Resource Projects: An Example from Oil Development". IMF Conference on Taxing Natural Resources: New Challenges and New Perspectives. Washington, D. C. September 25.
- Durán, X.** 2011. "El petróleo en Colombia, 1900-1950: especuladores y empresas multinacionales". Capítulo 1 en este volumen.
- Ecopetrol.** 2003. "La marca de Caño Limón. El yacimiento araucano llega a 20 años vivo y coleando". *Carta Petrolera*, agosto-octubre (Recuperado el 11 de marzo de 2011 en <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta/actualidad.htm>).
- Ecopetrol.** 2010. "¿Is Colombia just not for Super-Majors? ¿Will the others come?". Especiales de *Carta Petrolera* 108 (Recuperado el 12 de noviembre de 2010 en http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_english_ver7.htm).
- Energy International Association (EIA).** "Table 11.5. World Crude Oil Production, 1960-2009".

(Recuperado el 11 de marzo de 2011 en <http://www.eia.doe.gov/aer/txt/ptb1105.html>).

- El Tiempo.** 1996. "Se cocinan más cambios en contratos petroleros". 15 de agosto de 1996 (Recuperado el 11 de marzo de 2011 en <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-470077>).
- El Tiempo.** 2001. "Audacias mayores de ochenta años". 18 de marzo de 1996. Reproducido por *El Heraldo* (Recuperado el 10 de marzo de 2011 en <http://www.palacio.org/Hablamos/0000000b.htm>).
- Fenton Krysiak, T.** 2007. "Agreements from another era. Production Sharing Agreements in Putin's Russia, 2000-2007". Oxford Institute for Energy Studies. WP 34. November.
- Frente Obrero.** 2011. "Lo ilegal y lo inconveniente en la privatización de Ecopetrol (I)". 21 de febrero (Recuperado el 11 de marzo de 2011 en <http://usofrenteobrero.org/pdf/bfobarranca/bfobarranca280211.pdf>).
- Johnston, D.** 2007. "How to Evaluate the Fiscal Terms of Oil Contracts". Capítulo 3. En Humphreys, M. et ál. (eds.). *Escaping the Resource Curse*. Columbia University Press. Nueva York.
- Johnston, D.** 2003. *International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis*. Tulsa, OK. Pennwell.
- Kaiser, M. J.** 2007. "Fiscal system analysis —concessionary systems". *Energy*. 32: 2135-2147.
- Kretzschmar, G. L. et ál.** 2009. "Oil price and reserve location: Effects on oil and gas sector returns". *Global Finance Journal*. 20: 260-272.
- IHS Cambridge Energy Research Associates (CERA).** 2010. *A Comparison of Fiscal Regimes-Offshore Natural Gas in Israel*. Special Report. Cambridge, MA.
- Magretta, J. et ál.** 2002. *What Management Is: How It Works and Why It's Everyone's Business*. Free Press. Nueva York.
- Marshall, A.** 1956. *Principles of Economics*. 8ª ed. Macmillan (1890). Londres.
- Mehlum, H. K et ál.** 2006. "Institutions and the Resource Curse". *The Economic Journal*. 116: 1-20.
- Mena de Quevedo, M.** 2007. *Jaque mate a Ecopetrol*. 3R Editores. Bogotá.
- Mommer, B.** 1999. "Oil Price and Fiscal Regimes". Oxford Institute for Energy Studies. Working Paper 24. Mayo.
- Morgan, J. P.** 2011. "Colombia 101-The Country Stockguide: 23 Investment Opportunities". *Latin America Equity Research*. 14 February.

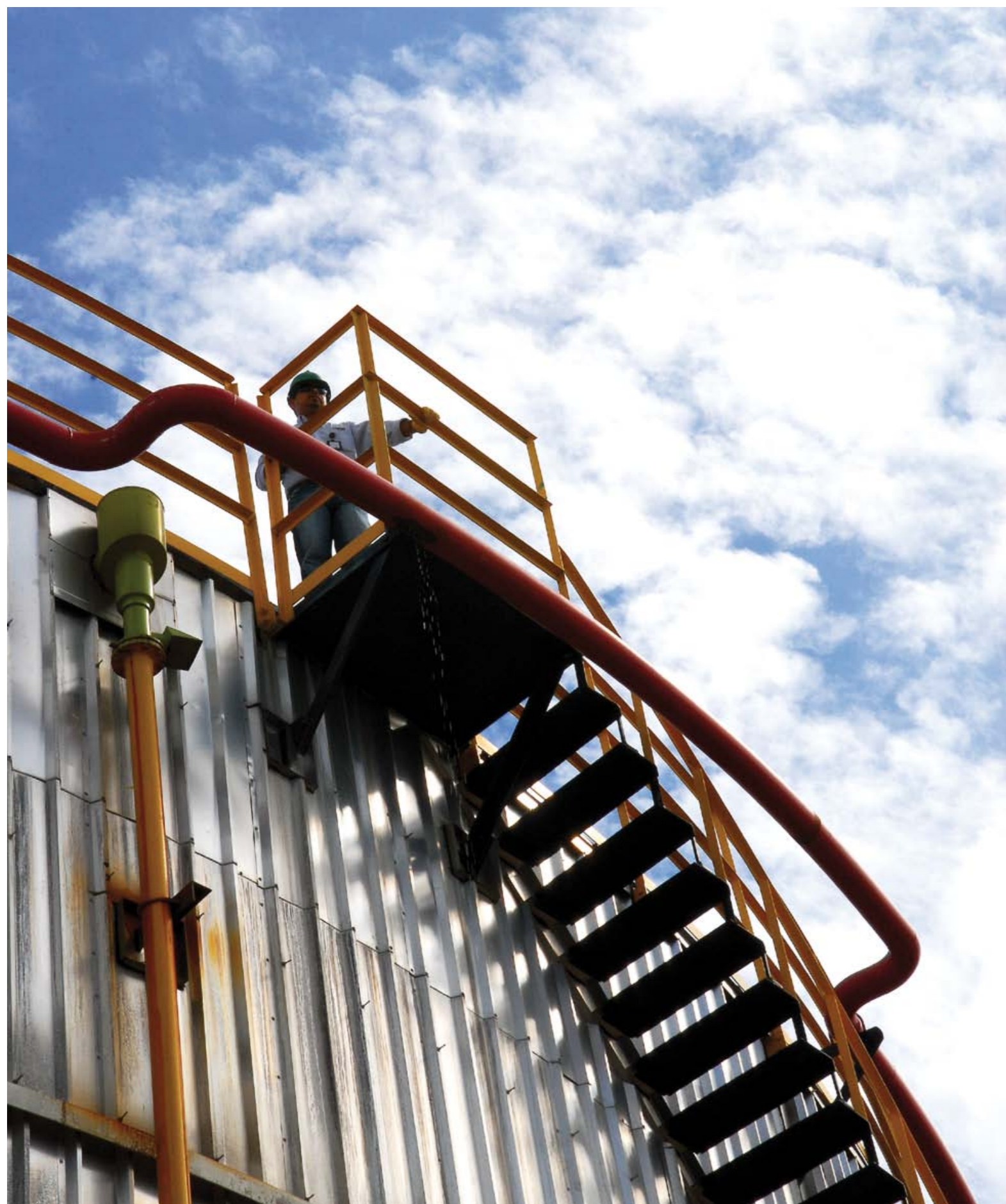
Ilustración de Enrique Grau, 1992. Revista Lámpara.

- Narveson, J.** 1995. "Deserving profits". Capítulo 3. En Cowan, R. & Rizzo, M. J. (eds.). *Profits & Morality*. The University of Chicago Press. Chicago, IL.
- Ocampo, J. A. et ál.** 2006. "La industrialización y el intervencionismo estatal (1945-1980)". Capítulo VII. En Ocampo, J. A. (comp.). *Historia Económica de Colombia*. Planeta-Fedesarrollo. Bogotá.
- Otto, J.** 2004. "International Comparative Tax Regimes". 50 *Rocky Mountain Mineral Law Institute* 17: 1-45.
- Otto, J. et ál.** 2006. *Mining Royalties. A Global Study of Their Impact on Investors, Government, and Civil Society*. The World Bank. Washington, D. C.
- Rawl, A.** 2004. "Journey to Sakhalin: Royal Dutch/Shell in Russia". *Harvard Business School* 24, March. Number 8.

- Schelling, T.** 2006. *Strategies of Commitment and Other Essays*. Harvard University Press. Cambridge, MA.
- Segovia, R.** 2011. "Auge y legado del contrato de asociación". Capítulo en este volumen.
- Stiglitz, J.** 1974. "Incentives and Risk Sharing in Sharecropping". *The Review of Economic Studies*. 41: 219-255.
- Yanovich, I.** 2010. "La reforma del sector de hidrocarburos". En Memorias de la Renovación del Estado 2002-2010. DNP. Bogotá.
- Yergin, D.** 2008. *The Prize. The Epic Quest for Oil, Money & Power*. With a new epilogue. Free Press. Nueva York.







*Páginas 552-553:
campo Apiay, Meta.*

Campo Apiay, Meta.

ÍNDICE ONOMÁSTICO

A

ACIP (Asociación Colombiana del Petróleo), 470
 Asociación Colombiana del Petróleo (ACIP), 470
 Acta de San Vicente de Chucurí, 41, 49
 Acta No. 1660 del 11 de junio de 1985, 244
 Acto legislativo No. 013 de 2010, 448
 ADECO (Asociación de Directivos de Ecopetrol), 283
 ADR (American Depositary Receipts), 162
 AFIC (Asociación de Compañías de Financiamiento Comercial), 152
 Agencia Internacional de Energía (AIE), 437
 Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), 106, 107, 108, 139, 162, 199, 253, 366, 411, 416, 434, 438, 507, 510, 540, 541, 542, 543, 544, 546, 548
 Aka de Alemania, 385
 Allen Guiberson, 181
 Álvarez Cerón, Julio, 124
 Álvarez Restrepo, Antonio, 88
 American Depositary Receipts (ADR), 162
 Amorocho Cortés, Enrique, 106, 136, 153, 379
 Andian National Corporation Limited, 20, 21, 26, 31, 44, 45, 47, 48, 49, 54, 56, 58, 76, 83, 84, 91, 96, 98, 171, 178, 179, 180, 181, 184, 188, 190, 226, 227, 230, 242, 471
 ANDI (Asociación Nacional de Industriales), 84, 87, 124, 443
 Ángel Escobar, Alejandro, 62, 91, 569
 Anglo-Persian Oil Company, 423

ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), 106, 107, 108, 139, 162, 199, 253, 366, 411, 416, 434, 438, 507, 510, 540, 541, 542, 543, 544, 546, 548
 Anson Drilling, 297, 299
 Antex Oil, 142, 194
 Aragón Quintero, Alonso, 80, 82
 Arango Arango, Marco Aurelio, 120, 121, 165
 Arango Reyes, Samuel, 106, 122, 164, 165, 367
 Araújo, Simón, 30, 40
 Arias Trujillo, Ricardo, 274, 314
 Arrieta, Carlos Gustavo, 461, 463, 465, 467, 475
 Artículo 1 de la Ley 20 de 1969, 466
 Artículo 12 del Decreto No. 30 de 1951, 89
 Artículo 28 de la Constitución Nacional, 76
 Artículo 112 de la Ley 110 de 1912, 369
 Artículo 131 de la Ley 1151 de 2007, 402
 Artículos 1, 2 y 3 de la Ley 165 de 1948, 89
 Artículos 12 y 13 de la ley 20 de 1969, 465
 Artículos 360 y 361 de la Carta Constitucional, 391, 456
 Asamblea Departamental de Santander, 124
 Asamblea Nacional Constituyente, 137, 144, 155
 ASCATIDAR (Asociación de Comunidades Indígenas de Arauca), 350
 Asociación Cocorná, 505
 Asociación Colombiana del Petróleo (ACIP), 470
 Asociación de Compañías de Financiamiento Comercial (AFIC), 152
 Asociación de Comunidades Indígenas de Arauca (ASCATIDAR), 350

Asociación de directivos de Ecopetrol (ADECO), 283
Asociación Nacional de Industriales (ANDI), 84, 87, 124, 443
Asociación Nare, 505
Asociación Rubiales, 510
Aurelio Caviedes, 76
Austral Stake Ltd., 491
Avianca, 130
Ávila Riascos, Francisco, 122
Ayerbe Chaux, Gerardo, 139
Azula Barrera, Rafael, 62, 91

B

Bachilleres por Colombia, 143, 147, 338, 340
Baker Oil Tools, 230
Banadía, 205
Banco de Bogotá, 58, 145
Banco de la República, 121, 135, 149, 155, 368, 375, 376, 384, 390, 393, 398, 410, 416, 417, 442, 457, 568, 569
Banco Grameen de Bangladesh, 341
Banco Interamericano de Desarrollo (BID), 129, 569
Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF), 385
Banco Mundial, 84, 91, 96, 137, 176, 197, 345, 356, 383, 393, 434, 444, 445, 456, 457
Banco Popular, 147
Barake, José, 132, 133, 136, 325
Barco Vargas, Virgilio, 22, 27, 36, 39, 52, 56, 106, 142, 145, 149, 176, 386, 390
Barí (etnia), 347
Barrera Rueda, Álvaro, 106, 132, 133
Bell P. L., 30, 36, 37, 38, 41, 42, 51, 52, 58, 274, 275, 314
Benavides, Eliécer, 284
Bendeck, Jorge, 136, 266, 298, 487
Benedum, Michael, 41, 42, 44, 51
Betancourt Mejía, Gabriel, 133
Betancur Cuartas, Belisario, 89, 91, 136, 137
BHP Billiton, 157
BID (Banco Interamericano de Desarrollo), 129, 569
Bioenergy S. A., 213
BIRF (Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento), 385
Bohórquez, José Joaquín, 29, 36
Bolsa de Valores de Colombia, 162
Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE), 162
Booz Allen & Hamilton, 146

Borrego, Edward, 62, 91, 92
Botero, Rodrigo, 134
BP (British Petroleum Company), 144, 148, 151, 156, 256, 417, 457, 471, 475, 483, 492, 493, 494, 495, 498, 499, 500, 503, 504, 511, 544
Braden, Spruille, 73, 74, 98
Braun C. F., 184
British Petroleum Company (BP), 144, 148, 151, 156, 256, 417, 457, 471, 475, 483, 492, 493, 494, 495, 498, 499, 500, 503, 504, 511, 544
Bunch, Higinio, 36
Burgos, Francisco, 22, 23, 36, 37, 38, 51

C

Cabrales, Orlando, 23, 30, 38, 58, 136, 152
Cadavid, Severiano, 82, 90, 92, 231
Caja Colombiana de Subsidio Familiar (Colsubsidio), 124
Caja de Crédito Agrario, 121
Calderón Zuleta, Alberto, 156, 157
Camacho Leyva, Luis Carlos, 132
Camacho Roldán, Salvador, 85
Campo Andalucía, 482, 483
Campo Apiay, 10, 16, 133, 161, 170, 197, 213, 234, 242, 243, 256, 258, 312, 334, 385, 386, 394, 432, 553, 568, 570, 571
Campo Caño Norte, 482
Campo Casabe, 172, 244, 288, 385, 462, 481, 535
Campo Castilla, 125, 203, 209, 234, 248, 252, 256, 303, 373, 451, 475, 481
Campo Chichimene, 234, 256, 257, 335, 475
Campo Colorado, 171, 181, 182, 185
Campo Coporo, 152, 495
Campo Cravo Sur, 482
Campo Cupiagua, 104, 106, 107, 144, 146, 148, 150, 151, 157, 170, 194, 196, 243, 256, 264, 393, 395, 417, 421, 429, 434, 437, 492, 494, 495, 498, 500, 503, 505, 510, 511, 535
Campo Cusiana, 104, 106, 107, 133, 142, 144, 146, 148, 150, 151, 157, 170, 194, 196, 197, 208, 209, 243, 252, 256, 257, 264, 340, 357, 383, 393, 395, 416, 417, 421, 429, 434, 437, 471, 492, 493, 494, 495, 498, 499, 500, 503, 505, 510, 511, 531, 535
Campo Ghawar, 535
Campo Guando, 510, 511
Campo La Cira, 12, 136, 170, 171, 172, 181, 183, 185, 190, 238, 486, 535
Campo La Petrólea, 172, 176, 179

Campo Lizama, 243, 273
Campo Llanito, 182, 243
Campo Neiva-Dina, 192
Campo Orito, 16, 125, 132, 157, 170, 192, 196, 304, 373, 378, 383, 421, 434, 467, 535
Campo Orito-Acaé, 192
Campo Payoa, 170, 191, 197, 373, 535
Campo Payoa-Provincia, 191
Campo Provincia, 170, 191, 197, 373, 535
Campo Provincia-Payoa, 170, 373, 535
Campo Quebrada Roja, 182
Campo Río Zulia, 373
Campos Jobo-Tablón, 193
Campo Tibú, 36, 53, 56, 129, 142, 179, 184, 196, 238, 301, 304, 535
Campo Trinidad, 481
Campo Velásquez, 51, 184, 190, 288, 535
Campo Yaguará, 482, 483
Campo Yalea, 481
Campo Yariguí, 190, 535
Canacol Energy Ltd., 133
Carbocol (Carbones de Colombia, S. A), 143, 145, 147, 149, 379, 390, 540
Carpobol (Carpobol de Colombia S. A.), 143, 145, 147, 149, 379, 390, 540
Carib Syndicate, 51, 52
Carolina Constructors of Texas, 181
Cartagena Oil Refining Company, 30, 37, 56, 58
Carter, Jimmy, 426
Carter Oil Company, 44
Carvajal Peralta, Alonso, 62, 91
Carvajal Sinisterra, Alfredo, 85, 86, 98, 114, 138, 139, 485
Carvajal Sinisterra, Manuel, 66, 85, 86, 89, 91, 114, 124
Carvajal y Cía., 85, 86
Casa Inglesa, 504
Cavipetrol (Corporación de los Trabajadores de la Empresa Colombiana de Petróleos), 122, 123, 294, 328
CCA (Compañía Colombiana Automotriz), 152
Cementos Samper, 145
CEPAL (Comisión Económica para América Latina), 291, 314, 416
CEPSA (Compañía Española de Petróleos S. A.), 156
Chemical Bank & Trust Company, 90, 114, 115
Chester Thompson, 40
Chevron, 156, 192, 194, 248, 474, 475, 490, 495, 505, 511
Chevron-Texaco, 156

Chona Contreras, Francisco José, 106, 136, 142, 143, 144, 153, 194, 216, 267, 298, 484, 487
Churchill, Winston, 423
CIRP (Complejo Industrial de Refinación y Petroquímica), 125
Cities Service Petroleum Corporation, 120, 182, 194, 242, 470, 471, 485, 487
Club Miramar, 91
Club Unión, 92, 325
Cock, Víctor, 76
Cofanes (etnia), 347
Colciencias (Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología), 129, 569
Colcultura (Instituto Colombiano de Cultura), 129
Colegio Santander, 133
Colombia-Cities Service Petroleum Corporation, 182, 191
Colombia Móvil, 145
Colombian Investment Trust, 47
Colombian Oil Development Company, 492
Colombian Petroleum Company (COLPET), 122, 129, 142, 180, 190, 192, 194, 347
Colorado School of Mines, 129, 245
COLPET (Colombian Petroleum Company), 122, 129, 142, 180, 190, 192, 194, 347
Colsubsidio (Caja Colombiana de Subsidio Familiar), 124
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 209, 391, 392
Comisión de Relaciones Exteriores del Congreso de Estados Unidos, 46
Comisión Económica para América Latina (CEPAL), 110, 152, 164
Comisión Sindical Nacional del Partido Comunista de Colombia, 298, 299, 314
Compañía Canadiense de Petróleos, Talisman, 156, 256, 544
Compañía Colombiana Automotriz (CCA), 152
Compañía Colombiana de Gas, 178
Compañía de Petróleo El Cóndor, 52
Compañía de Petróleos del Carare, 52
Compañía Española de Petróleos S. A. (CEPSA), 156
Compañía estatal Petróleos Mexicanos, 66
Compañía Explotadora de Petróleo, 38
Compañías Petroleras Internacionales (IOC), 461, 464, 467, 470, 471, 475, 476, 483, 491, 492, 500, 501, 505
Compañía Universal del Canal de Panamá, 40
Complejo Industrial de Refinación y Petroquímica (CIRP), 125

Concejo Municipal de Barrancabermeja, 331

Concesión Andian, 45, 47, 56

Concesionaria de Petróleo Shell-Cóndor, 181

Concesión Ariguaní, 170, 172, 173

Concesión Barco, 12, 38, 39, 52, 53, 68, 71, 72, 73, 142, 170, 171, 172, 173, 178, 179, 183, 184, 288, 347, 357

Concesión Cantagallo, 72, 172, 173, 178

Concesión Carnicerías, 475

Concesión Cubarral, 474

Concesión de Mares, 12, 21, 33, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 56, 59, 62, 64, 66, 69, 71, 72, 73, 76, 77, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 96, 99, 104, 114, 115, 118, 124, 169, 171, 172, 178, 179, 180, 181, 182, 183, 184, 189, 190, 196, 213, 216, 221, 235, 262, 268, 275, 280, 282, 337, 346, 367, 417, 461, 462, 463, 465, 470, 481, 482, 486, 528

Concesiones del Ferrocarril de Panamá, 40

Concesión Neiva, 475

Concesión San Pablo, 190

Concesión Tello, 475

Concesión Texas, 378

Concesión Yondó, 52, 71, 72, 170, 171, 172, 173, 174, 175, 178, 183

Condor Shell, 75

Confederación de Trabajadores de Colombia (ctc), 79

Confederación Sindical de Trabajadores Colombianos (cstc), 296, 298

Congreso Nacional de Ingeniería, 183, 216

CONPES (Consejo Nacional de Política Social), 110, 204, 391, 392, 416

Consejo Nacional de Petróleos, 64, 69, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 89, 91, 92, 98, 114, 172, 176, 179, 182, 216

Consejo Nacional de Política Social (CONPES), 110, 204, 391, 392, 416

Consenso de Washington, 111, 164

Consorcio Seap-Cinep, 343

Continental Oil, 471

Contrato Boquerón, 510

Contrato Caguán, 483, 505

Contrato Chaux-Folsom, 347

Contrato Cravo Norte, 194, 379, 385, 484, 486, 487

Contrato de Asociación Arauca, 483, 511

Contrato de Asociación Cubarral, 505, 511

Contrato de Asociación Gibraltar, 495

Contrato de Asociación Pauto, 499, 500, 511

Contrato de Asociación Pirirí, 510, 511

Contrato de Asociación Quifa, 510, 511

Contrato de Asociación Sácama, 499, 500

Contrato de Asociación Samoré, 495, 511

Contrato de Asociación Santiago de las Atalayas, 492, 493, 494, 495

Contrato de Asociación Tauramena, 494, 495

Contrato Hobo, 482, 483, 505

Contrato Huila, 482, 483, 511

Contrato Medina, 482

Contrato Piedemonte, 499, 500, 503

Contrato Piedemonte Occidental, 499

Contrato Recetor, 499, 500, 503

Contrato Rubiales, 491, 510, 511

Contratos воmт, 146, 391, 392, 402, 403

Contratos de Asociación Támara, 499, 500

Contrató Sinú, 37, 482

Contrato Tame, 482

Contrato Turbo-Tierralta, 482

Convención Colectiva de Trabajo de Ecopetrol, 309

Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (oit), 343, 345, 350

Cordillera de los Andes, 349

Cordillera de los Yariguíes, 331, 338, 345

Cordillera Oriental, 150, 203, 369, 373, 482, 485

Cordillera San Lucas, 338

Cordillera Santo Domingo, 338

Corfivalle (Corporación Financiera del Valle), 157

Corporacin Financiera Internacional (ifc), 137, 331, 357

Corporación de los Trabajadores de la Empresa Colombiana de Petróleos (Cavipetrol), 122, 123, 294, 328

Corporación Desarrollo y Paz del Magdalena Medio, 331

Corporación Financiera del Valle (Corfivalle), 157

Cote Uribe, Gustavo, 124

Crawford, George, 41

CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), 209, 391, 392

cstc (Confederación Sindical de Trabajadores Colombianos), 296, 298

ctc (Confederación de Trabajadores de Colombia), 79

Cuéllar, Eduardo, 85

Cupiagua, 10, 104, 106, 107, 144, 146, 148, 150, 151, 157, 170, 194, 196, 243, 256, 264, 393, 395, 417, 421, 429, 434, 437, 492, 494, 495, 498, 500, 503, 505, 510, 511, 535

Currie, Lauchlin, 86, 91, 176

Cusiana, 10, 104, 106, 107, 133, 142, 144, 146, 148, 150, 151, 157, 170, 194, 196, 197, 208, 209, 243, 252, 256, 257, 264, 340, 357, 383, 393, 395, 416, 417, 421, 429, 434, 437, 471, 492, 493, 494, 495, 498, 499, 500, 503, 505, 510, 511, 531, 535

D

Decreto 10 de 1950, 181

Decreto 675 del 23 de febrero de 1948, 79

Decreto 743 de 1975, 477

Decreto 948 del 5 de junio de 1995, 248

Decreto 1056 de 1953, 369, 371, 373

Decreto 1404 de 2005, 198

Decreto 1760 del 26 de junio de 2003, 306, 351

Decreto 2310 de 1974, 193, 373, 529

Decreto 2625 de 2000, 402

Decreto 3238 del 27 de agosto de 2007, 402

Decreto Extraordinario No. 10, 82

Decreto Legislativo 1760 de 2003, 10, 161

Decreto Legislativo 2310 del 28 de octubre de 1974, 128, 476

Decreto Ley 444 de 1967, 375

Decreto Ley 1760 de 2003, 11, 403

Decreto Reglamentario 727 del 7 de marzo de 2007, 402

Del Corral, Martín, 81

Delgado Barreneche, Rafael, 89

Del Hierro, José Elías, 82, 83, 84, 98, 184, 190, 191, 192, 193, 216

De Mares, Roberto, 22, 23, 27, 29, 35, 36, 38, 39, 41, 42, 44, 50, 56, 63, 73, 274, 346

De Narváz, Enrique, 76

Departamento de Energía de Estados Unidos, 436, 437

De Roux, Francisco, 16, 306, 345

Deutsche Bank, 25

Díaz, Luis Aurelio, 284

Dirección de Imagen Externa y Relaciones con la Comunidad (drc), 339, 340, 343

Doherty, Henry, 52

Dow Chemical, 133, 238, 299

Dow Jones, 356

Doyle, W. T. S., 40

drc (Dirección de Imagen Externa y Relaciones con la Comunidad), 339, 340, 343

Drucker, Peter, 139

E

Echandía, Darío, 80

Echeverry, Darío, 306

Ecodiesel Colombia S. A., 212

Ecogás (Emresa Colombiana de Gas), 148, 151, 197, 198, 391, 392, 393, 402, 403

École Nationale des Ponts et Chaussées (ENPC), 121

Ecopetrol Internacional, 143

Edigás, 120

EEB (Empresa de Energía de Bogotá), 157

Ejército de Liberación Nacional (ELN), 143, 154, 304, 338, 493, 494

Elf Aquitaine, 481, 482, 511

El Liberal, 76, 89, 91

ELN (Ejército de Liberación Nacional), 143, 154, 304, 338, 493, 494

El Tiempo, 40, 58, 76, 88, 91, 92, 98, 301, 314, 538, 548

Empresa de Energía de Bogotá (EEB), 157

Empresa Estatal de Gas de Rusia (Gazprom), 525

Empresas Públicas de Medellín (EPM), 145

Empresas Unidas de Energía Eléctrica de Bogotá, 117

Emresa Colombiana de Gas (Ecogás), 148, 151, 197, 198, 391, 392, 393, 402, 403

ENPC (École Nationale des Ponts et Chaussées), 121

EPM (Empresas Públicas de Medellín), 145

Equatorial Company, 51

ESAP (Escuela Superior de Administración Pública), 129

Escuela de Minas, Universidad de Colorado, 129, 245

Escuela Superior de Administración Pública (ESAP), 129

Espinosa Fenwarth, Abdón Eduardo, 149

Espinosa Valderrama, Augusto, 87

Esso Colombiana S. A., 48, 50, 83, 87, 91, 96, 119, 120, 179, 180, 184, 367

Exim Bank de Japón, 385

Export-Import Bank, 84

F

Factor R, 146, 154, 500, 501, 502, 503, 504, 505

FAEP (Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera), 365, 393, 394, 399, 402

Fall, Albert Bacon, 46

Fecode (Federación Colombiana de Educadores), 294

Fedepetrol, 290, 357

Federación Colombiana de Educadores (Fecode), 294

Federación Nacional de Cafeteros (FNC), 121, 375, 443, 444

Fedesarrollo (Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo), 134, 165, 361, 393, 416, 417, 549, 568, 569

FEN (Financiera Eléctrica Nacional), 147

Financiera Eléctrica Nacional (FEN), 147

Flanagan, James, 41, 45, 46, 47, 428

Flórez Enciso, Luis Bernardo, 16, 146, 148, 149, 421

FMI (Fondo Monetario Internacional), 138, 152, 375, 383, 398

FNC (Federación Nacional de Cafeteros), 121, 375, 443, 444

Fodex (Fondo de Monedas Extranjeras), 383, 394

Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP), 365, 393, 394, 399, 402

Fondo de Compensación Regional, 448

Fondo de Competitividad Regional, 448

Fondo de Desarrollo Regional, 448

Fondo de Monedas Extranjeras (Fodex), 383, 394

Fondo de Pensiones de las Entidades Territoriales, 406

Fondo Monetario Internacional (FMI), 138, 152, 375, 383, 398

Fondo Nacional de Ahorro, 383

Fondo Nacional del Café, 383, 444

Forrester, Jay, 161

Foster Wheeler Corporation, 91, 92, 114, 116, 117, 118, 122, 171, 176, 179, 181, 184, 238, 329, 357, 365, 367

Frente Nacional, 104, 110, 125, 274

Frente Urbano Resistencia Yariguíes (FURY), 338

Fuerzas Armadas Revolucionaris de Colombia (FARC), 152, 154, 304, 338, 350, 499

Fundación Alto Magdalena, 340

Fundación Amanecer, 341

Fundación Catatumbo, 340

Fundación Golfo de Morrosquillo, 340

Fundación Mazda, 135

Fundación Oleoducto de Colombia, 341

Fundación para el Desarrollo del Magdalena Medio (Fundesmag), 324, 340

Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo (Fedesarrollo), 134, 165, 361, 393, 416, 417, 549, 568, 569

Fundación Social, 145

Fundación Sur Colombia, 341

Fundesmag (Fundación para el Desarrollo del Magdalena Medio), 324, 340

G

Gaddafi, Muammar, 475

Gaitán, Jorge Eliecer, 79

Galán Gómez, Mario, 89, 104, 105, 106, 107, 114, 124, 125, 216, 238, 340, 374, 465

Galán Sarmiento, Gabriel, 124, 125

Galindo, Alberto, 89, 91

Galoría, Asencio A., 297

Galvis Galvis, Alejandro, 124

García Ortiz, Laureano, 46

García Parra, Jaime, 128, 133, 134, 135, 139, 193, 534

Gas Natural S. A., 197

Gasoducto Apiay, 133

Gasoducto Apiay-Villavicencio-Bogotá, 197, 386

Gasoducto Ballena-Barranquilla, 129

Gasoducto Ballenas-Barrancabermeja, 148, 149, 197, 248, 391

Gasoducto Cicuco-Barranquilla, 122

Gasoducto de Santander, 395

Gasoducto La Guajira, 202, 209

Gasoducto Transoriente, 133

Gaviria Trujillo, César, 106, 111, 145, 146, 147, 163, 377, 383, 393

Gazprom (Empresa Estatal de Gas de Rusia), 525

Georgia Institute of Technology (Georgia Tech), 139

Gómez, Laureano, 76, 85, 86, 87, 88, 89, 91, 92, 96, 110, 124, 179

Gould, Jay, 23

Gran Acuerdo Social Barrancabermeja Ciudad Región 100 años, 331

Grupo Odinsa S. A., 155

Grupo Sanford, 137

Guamacoes (etnia), 346

Guataquíes (etnia), 346

Gulf Oil Corporation, 52, 53, 180, 475, 490

Gutiérrez Pemberthy, Javier, 9, 13, 104, 106, 108, 162, 163, 164, 301, 570

H

Hacienda Hatonuevo, 130

Halliburton, 230, 234

Hammer, Armand, 475

Harding, Warren G., 46

Harrington, F. C., 41

Harvard, 145, 152, 350, 549, 569

Harvard Business Review, 545

Hatonuevo (hacienda), 130

Heredia, Luz, 325

Hidroeléctrica de Lebrija, 116, 368

Hitchcock, Gilbert, 46

Hoenig, A. V., 44

Horn Silver Mine, 471

Houston Oil, 481, 483, 487, 511

Hughes, Howard R., 226, 234

Huilex Colombia, 482, 483

I

Ibáñez, Luis, 284

ICEL (Instituto Colombiano de Energía Eléctrica), 155

Icetex (Instituto Colombiano de Crédito y Estudios Técnicos en en Exterior), 117

Icollantas (Industria Colombiana de Llantas), 147

ICP (Instituto Colombiano del Petróleo), 138, 143, 147, 203, 221, 243, 244, 245, 246, 248, 252, 253, 258, 264, 266, 267, 268, 325

IEP (Instituto de Estudios Políticos), 145, 456

IFC (Corporacin Financiera Internacional), 137, 331, 357

IFI (Instituto de Fomento Industrial), 117, 129, 135, 147, 368

IIT (Instituto de Investigaciones Tecnológicas), 121

Imperial Oil Company, 21, 25, 41

Imperial Oil Limited, 43, 45, 47

Incae (Instituto Centroamericanos de Administración de Empresas), Costa Rica, 145

Incomex (Instituto Colombiano de Comercio Exterior), 152

Inderena (Instituto Nacional de Recursos Naturales), 349, 499

Industria Colombiana de Llantas (Icollantas), 147

Inga (etnia), 347

Ingenio Azucarero de Pajonales, 115

Ingeominas (Instituto Colombiano de Geología y Minería), 243

Institut International de Recherche et de Formation Education et Développement (IRFED), Francia, 137, 569

Instituto Centroamericanos de Administración de Empresas (Incae), Costa Rica, 145

Instituto Colombiano de Comercio Exterior (Incomex), 152

Instituto Colombiano de Crédito y Estudios Técnicos en en Exterior (Icetex), 117

Instituto Colombiano de Cultura (Colcultura), 129

Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), 155

Instituto Colombiano de Geología y Minería (Ingeominas), 243

Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), 138, 143, 147, 203, 221, 243, 244, 245, 246, 248, 252, 253, 258, 264, 266, 267, 268, 325

Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología (Colciencias), 129, 569

Instituto de Estudios Políticos (IEP), 145, 456

Instituto de Estudios Sociales de La Haya, 149

Instituto de Fomento Industrial (IFI), 117, 129, 135, 147, 368

Instituto de Investigaciones Tecnológicas (IIT), 121

Instituto Nacional de Recursos Naturales (Inderena), 349, 499

Instituto Técnico Dámaso Zapata, 124

Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo (Intevp), 244

Intercol (International Colombian Petroleum Company), 83, 84, 96, 98, 114, 116, 118, 119, 120, 121, 125, 153, 179, 180, 181, 184, 190, 192, 194, 221, 235, 238, 262, 282, 283, 329, 367, 368, 374, 471, 474, 482, 483, 526, 540, 568

Interconexión Eléctrica S. A (ISA), 104, 145, 152, 162, 163

International Colombian Petroleum Company (Intercol), 83, 84, 96, 98, 114, 116, 118, 119, 120, 121, 125, 153, 179, 180, 181, 184, 190, 192, 194, 221, 235, 238, 262, 282, 283, 329, 367, 368, 374, 471, 474, 482, 483, 526, 540, 568

International Petroleum Company (IPC), 21, 44, 47, 56

Interprovincial Pipelines (IPL Energy Inc.), 498

Intevp (Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo), 244

Invercolsa (Inversiones de Gases de Colombia), 395

Inversiones de Gases de Colombia (Invercolsa), 395

IOC (Compañías Petroleras Internacionales, 461, 464, 467, 470, 471, 475, 476, 483, 491, 492, 500, 501, 505

IPC (International Petroleum Company), 21, 44, 47, 56

IPL Energy Inc. (Interprovincial Pipelines), 498

IRFED (Institut International de Recherche et de Formation Education et Développement), Francia, 137, 569

Isaacs, Jorge, 22, 31, 35, 51

Isagen, 163

isa (Interconexión Eléctrica S. A), 104, 145, 152, 162, 163
Isaza Delgado, José Fernando, 134, 135, 136, 149, 155

J

Jersey Standard (Jersey), 21, 22, 24, 25, 26, 30, 35, 36, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 49, 50, 51, 53, 54
Jiménez de Quesada, Gonzalo, 346
Johnson, Howard, 161
Junta promotora de Ecopetrol, 79

K

Kappa Oil, 504
Kellog, M. W., 204

L

Ley 10 de 1961, 191, 193, 371
Ley 20 de 1969, 125, 193, 365, 373, 374, 463, 465, 466, 467, 470
Ley 31 de 1946, 79, 80, 98
Ley 37 de 1931, 169, 179, 369, 371
Ley 55 de 1905, 345
Ley 75 de 1986, 340
Ley 81 de 1960, 373
Ley 99 de 1993, 355
Ley 120 de 1919, 369
Ley 141 de 1994, 391
Ley 142 de 1994, 163, 383, 391
Ley 160 de 1936, 371
Ley 165 de 1948, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 86, 87, 89, 179, 199
Ley 209 en 1995, 393
Ley 358 de 1997, 406
Ley 401 de 1997, 151, 197, 403
Ley 407 de 1997, 392
Ley 488 de 1998, 406
Ley 549 de 1999, 406
Ley 617 de 2000, 406
Ley 756 de 2002, 395
Ley 819 de 2003, 406
Ley 1118 de 2006, 11, 13, 161, 163, 398
Ley antimonopolios Sherman de 1890, 24

Ley venezolana de petróleos de 1943, 461
Litoteca Nacional, 245
Lleras Camargo, Alberto, 15, 63, 110, 367, 371, 568
Lleras Restrepo, Carlos, 84, 105, 106, 110, 125, 145, 152, 155, 184, 373, 374, 463, 465
Lloreda Grasas, 161
Lodge, Henry Cabot, 46
London School of Economics, 152, 569
López Michelsen, Alfonso, 105, 106, 107, 111, 124, 134, 150, 295, 298, 373, 377, 476, 538
López Pumarejo, Alfonso, 76, 80, 83, 121, 124
López Pumarejo, Eduardo, 80, 83
Louisiana Land and Exploration, 481
Lukoil, 156

M

Maier, L. P., 62, 91, 92
Mallet, Robert, 224
Manotas, Juan Pablo, 73
Manrique Van Damme, Alfonso, 149
Martínez, Diego, 22, 23, 26, 29, 30, 36, 37, 38, 39, 40, 51, 54, 56
Martínez Oil Company, 37
Martínez Vega, Argemiro, 13, 85
Massachusetts Institute of Technology (MIT), 133, 137, 161, 325, 569
Maxus Energy Colombia, 499
Mejía, Luis Ernesto, 16, 108, 139, 160, 162, 517, 534, 535
Mellon, Andrew, 53
Mena de Quevedo, Margarita, 145, 538
Merlano, Alberto, 16, 138, 139, 273, 296, 305, 314
Ministerio de Educación, 133
Ministerio de Fomento, 86, 91, 115
Ministerio de Hacienda, 73, 135, 145, 150, 305, 368, 398, 402, 403, 427, 432, 442, 502
Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 384, 410, 457
Ministerio de Industrias, 58, 73
Ministerio del Interior, 350
Ministerio del Medio Ambiente, 248
Ministerio de Minas y Energía, 10, 77, 79, 80, 81, 82, 86, 87, 89, 98, 160, 216, 294, 301, 339, 384, 392, 403, 417, 491, 510
Ministerio de Minas y Petróleos, 73, 79, 82, 86, 91, 115, 176, 181, 193, 194, 216, 474, 477, 480
Ministerio de Obras Públicas, 41, 470
Ministerio de Trabajo, 78, 295, 297, 298, 299

MIT (Massachusetts Institute of Technology), 133, 137, 161, 325, 569
Mobil, 53, 54, 122, 197, 475
Modigliani, Franco, 161
Moir (Movimiento Obrero Independiente y Revolucionario), 298
Monoil, 471
Monómeros, 125, 374, 390
Mora, Bernardo, 52
Morales, Luis, 482, 483
Morgan, J. P., 23, 544, 545, 548
Movimiento Obrero Independiente y Revolucionario (Moir), 298
Museo del Petróleo, 16, 89, 91, 92, 239, 324
Myers, Stewart, 161

N

National City Bank, 53
New York Times, 21, 23, 43, 44, 51, 53, 59
Nexen Inc., 53, 156
Nigata Machinery, 242
Nixon, Richard, 426
Nukak-makús (etnia), 347
NYSE (Bolsa de Valores de Nueva York), 162

O

Obama, Barack, 426, 438, 456
obcc (Oleoducto Bicentenario de Colombia), 12, 205
Obregón, Gregorio, 85
Ocampo, José Antonio, 58, 59, 152, 165, 417, 549
Occidental Petroleum Corporation (oxy), 345, 349, 484, 485, 487, 491, 495, 504, 505, 511
Ocean Drilling, 234
Ocensa (Oleoducto Central S. A.), 12, 196, 215, 495, 498, 510
O’Connor, Roderick, 139
OEA (Organización de los Estados Americanos), 350
OIT (Organización Internacional del Trabajo), 343, 345, 350
Oleoducto Ayacucho-Barranca, 129, 196
Oleoducto Ayacucho-Coveñas, 196, 205
Oleoducto Ayacucho-Pozos Colorados, 196
Oleoducto Barrancabermeja-Bogotá, 198
Oleoducto Barrancabermeja-Bucaramanga, 193, 197
Oleoducto Barrancabermeja-Cantimplora, 92

Oleoducto Barrancabermeja-Cartagena, 83
Oleoducto Barrancabermeja-Puerto Berrío, 85
Oleoducto Bicentenario de Colombia (obcc), 12, 205
Oleoducto Caño Limón-Coveñas, 12, 136, 137, 138, 142, 154, 205, 338, 385, 432, 492, 534
Oleoducto Cantimplora-Medellín, 189, 190
Oleoducto Cantimplora-Salgar, 116
Oleoducto Central del Llano, 196
Oleoducto Central de los Llanos, 482, 486
Oleoducto Central S. A. (Ocensa), 12, 196, 215, 495, 498, 510
Oleoducto Coveñas, 129
Oleoducto de Colombia, 196, 204, 309, 313, 341, 395, 505
Oleoducto del Pacífico, 196
Oleoducto Dina-Puerto Salgar, 196, 475
Oleoducto Galán-Cantimplora, 190, 196
Oleoducto Mariquita-Cali, 198, 391
Oleoducto Occidente, 129
Oleoducto Orito-Tumaco, 193
Oleoducto Puerto Salgar-Bogotá, 120, 190, 367
Oleoducto Puerto Salgar-Cartago, 196
Oleoducto Río Zulia-Santa Marta, 193
Oleoducto Yumbo-Cartago (adición), 193, 196, 490
ONIC (Organización Nacional Indígena de Colombia), 345, 347, 349, 350
OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo), 122, 138, 164, 193, 373, 379, 421, 426, 434, 437, 457, 461, 466, 475, 476, 522, 523, 529
Organización Carvajal, 138, 139
Organización de Ingeniería Internacional S. A., 155
Organización de los Estados Americanos (OEA), 350
Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), 122, 138, 164, 193, 373, 379, 421, 426, 434, 437, 457, 461, 466, 475, 476, 522, 523, 529
Organización Internacional del Trabajo (OIT), 343, 345, 350
Organización Nacional Indígena de Colombia (ONIC), 345, 347, 349, 350
Ospina, Pedro Nel, 47, 84
Ospina Pérez, Mariano, 64, 65, 77, 80, 82
oxy (Occidental Petroleum Corporation), 345, 349, 484, 485, 487, 491, 495, 504, 505, 511

P

Paba, Fermín, 89
Pacific Rubiales, 234, 510, 511

Pacto de Reactivación Petrolera, 198

Panamerican Investment, 35

Panches (etnia), 346

Pardo Parra, Enrique, 191, 463, 464, 465

Pardo Vanegas, Guillermo, 92

Pastrana Arango, Andrés, 111, 154, 155, 160, 304

Pastrana Borrero, Misael, 105, 110, 111, 155

Pastrana Polanco, Orlando, 132

PDVSA (Petróleos de Venezuela, S. A.), 132, 157, 264

Penn-Mex Fuel Company, 41, 43

Perforación la Yuca-1, 485

Perforación Matanegra-1, 485

Pertuz, Ismael, 297

Petrobras (Petroleo Brasileiro S. A.), 67, 69, 129, 234, 426, 475, 510, 511

Petro-Canada, 137, 138

Petroleo Brasileiro S. A. (Petrobras), 67, 69, 129, 234, 426, 475, 510, 511

Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA), 132, 157, 264

Petrolquímica Andina, 125

Phillips Petroleum Company, 120, 180

Pineda, Néstor, 76

Plan Maestro de Desarrollo (PMD), 204

Plan Nacional de Rehabilitación (PNR), 339

Planta de abasto de Puente Aranda, 132

Planta de gas de Cicuco, 122

Planta de gas La Horca, 185

Planta de Polietileno (Policolsa), 125, 129, 238, 299, 374, 395

Plataforma del mar Caribe, 125

PMD (Plan Maestro de Desarrollo), 204

PNR (Plan Nacional de Rehabilitación), 339

Policolsa (Planta de Polietileno), 125, 129, 238, 299, 374, 395

Poliducto Andino, 208, 393

Poliducto de Antioquia, 197

Poliducto de la Costa Norte, 197

Poliducto de la Sabana, 197

Poliducto del Pacífico, 146, 343, 347

Poliducto del Sur, 197

Poliducto de Occidente, 197

Poliducto Terpel del Centro, 197

Polipropileno del Caribe S. A. (Propilco), 11, 145, 163

Pontificia Universidad Javeriana, 155, 568

Pozo Anaconda, 495

Pozo Bajo Río, 471

Pozo Barco, 494, 500

Pozo Buenos Aires-1, 494

Pozo Buenos Aires 3, 499

Pozo Caño Limón-2, 379, 484

Pozo Chuchupa-Ballenas, 125, 197

Pozo Coporo-1, 495

Pozo Cravo Sur-1, 482

Pozo Cusiana-1, 493

Pozo Cusiana-2, 494

Pozo Cusiana-2A, 494

Pozo Cusiana-2Ast, 494

Pozo Gibraltar-1, 350

Pozo Guadalupe, 494, 500

Pozo La Cabaña 1, 492

Pozo La María 1, 492

Pozo Leticia 1, 492

Pozo Medina, 395, 495

Pozo Niscota-1, 495, 504

Pozos Infantas 1 y 2, 24, 25, 41, 171, 182, 463

Pozo Sirirí-1, 504

Pozos Tauramena 1 y 2, 243

Pozo Tauramena, 471, 494, 505

Pozo Tigrera-1, 471

Pozo Únete 1, 243

Programa GII (Grupos de Integración con la Industria), 245

Promigás S. A. ESP, 197, 390

Propilco (Polipropileno del Caribe S. A.), 11, 145, 163

Provincia de Mares, 331, 345

Provincia de Soto, 331

Provincia de Vélez, 331

Provincia Petroleum Company, 482

Puyana Menéndez, Francisco, 106, 117, 118, 119

R

Reficar (Refinería de Cartagena S. A.), 74, 120, 125, 129, 130, 131, 136, 142, 153, 184, 190, 204, 235, 262, 296, 367, 371, 374, 395, 398, 426, 448, 480

Refinería de Barrancabermeja, 12, 46, 51, 62, 73, 81, 86, 87, 88, 90, 91, 92, 96, 102, 111, 114, 116, 118, 120, 122, 125, 131, 132, 133, 137, 160, 163, 168, 172, 176, 178, 179, 180, 184, 188, 190, 196, 213, 217, 221, 234, 238, 242, 248, 253, 258, 259, 262, 273, 282, 285, 288, 299, 329, 354, 364, 367, 368, 374, 375, 421, 432, 460, 469, 475, 476, 480, 498, 507, 510, 528

Refinería de Cartagena S. A. (Reficar), 74, 120, 125, 129, 130, 131, 136, 142, 153, 184, 190, 204, 235, 262, 296, 367, 371, 374, 395, 398, 426, 448, 480

Rendón Gutiérrez, Juan María, 104, 146, 147, 297

Repsol YPF, S. A., 156

Resolución 50 de 1976, 193, 477

Resolución 232 del 21 de agosto de 1963, 164

Resoluciones 8-2438 y 8-2439, 396, 403

Restrepo Jaramillo, Cipriano, 85, 86, 87

Restrepo, Juan Camilo, 163

Restrepo Londoño, Andrés, 104, 106, 144, 145, 204, 296, 332

Restrepo Ochoa, Bernardo, 85

Reyes Prieto, Rafael, 22, 36, 39, 63

Richmond Petroleum Company, 51, 180, 181

Rockefeller, John D., 22, 23, 26, 29

Rodado Noriega, Carlos, 154, 155, 570

Rojas Pinilla, Gustavo, 106, 110, 117, 120

Roosevelt, Theodor, 39, 48

Rothschild Oil, 24, 25

Royal Dutch-Shell, 24, 25

S

Sadler, Everit, 43

Sagoc (South American Gulf Oil Company), 51, 122, 129, 179, 180, 188, 190, 196, 364

Sakhalin Energy Investment Co. Ltd. (SEIC), 525

Salazar, Fernando, 81

Salgar, José, 89, 91

Samper, 106, 146, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 383, 392

Santiago, Miguel Ángel, 16, 21, 103, 108, 114, 165, 339

Santos Calderón, Juan Manuel, 392, 570

Santos, Eduardo, 66, 71, 73, 74, 76, 121

Sardi Garcés, Luis Emilio, 62, 89, 90, 92, 114, 115, 124, 165

Scada (Supervisory control and data acquisition), 205

Schlumberger, 234, 268

Segovia Salas, Rodolfo, 16, 136, 137, 193, 216, 417, 461, 483, 486, 500, 503, 517, 529, 531, 538, 549, 569

Seguros Bolívar, 145

SEIC (Sakhalin Energy Investment Co. Ltd.), 525

Seismograph Service Corporation, 182

Sena (Servicio Nacional de Aprendizaje), 124, 249, 294, 309, 325

Serna, Eleuterio, 115

Serna, José Luis, 139

Serrano Gómez, Hugo, 132

Servicio Nacional de Aprendizaje (Sena), 124, 249, 294, 309, 325

SGP (Sistema General de Participaciones), 448, 450

Shell, 52, 53, 54, 77, 80, 89, 115, 137, 190, 192, 204, 288, 379, 487

Shell Condor, 172

Shell Global Solutions, 156, 204

Sistema General de Participaciones (SGP), 448, 450

Smith, Adam, 522

Sociedad Nacional del Carare, 52

Societé Européne des Petroles, 52

Socios Petroleros Colombianos (Sopetcol), 471

Socony-Vacuum Oil Co, 172, 179, 180

Solomon, Erza, 139

Sopetcol (Socios Petroleros Colombianos), 471

South American Gulf Oil Company (Sagoc), 51, 122, 129, 179, 180, 188, 190, 196, 364

South Blend, 205

Southern Improvement Company, 22, 23

Standard Oil, 16, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 30, 37, 38, 41, 42, 51, 53, 58, 71, 74, 76, 83, 84, 118, 178, 179, 223, 235, 242, 470

Standard Oil Holding Company, 23, 24, 25, 42

Standard Oil Trust, 23

Suárez, Carlos Severo, 130

Suárez, Marco Fidel, 31, 46

Suárez Rueda, Ernesto, 106, 130, 131, 371

Sun Oil, 471

Sun Ray Colombia Oil, 471

Superior Oil, 180, 471

Supervisory control and data acquisition (Scada), 205

T

Talisman, Compañía Canadiense de Petróleos, 156, 256, 544

Taylor, F. H. J., 116

TCPI International Investments Inc. (TransCanada Pipelines), 498

Teagle, Walter, 25, 41, 43, 45

Telecom, 147, 383

Tennessee Colombia S. A., 191, 194, 470

Terminal marítima de Mamonal, 178

Terpel, 125, 196, 197, 212, 374, 390, 397

Tethys Petroleum Company, 491, 510

Tetuán (campamentos), 184

Texaco, 52, 53, 54, 129, 156, 157, 197, 242, 465, 474, 475, 481, 505, 511

Texas Petroleum Company, 51, 106, 122, 172, 181, 182, 184, 190, 347, 379

The Pennsylvania State University, 129

The Ralph M. Parsons Co, 185

Three Seas Petroleum Company, 51

Toro Gómez, Jaime, 82, 90

Toscano, Hugo, 324, 325

Toscano Mantilla, Servideo, 324

Total Fina Elf S. A., 156

Towl D. O., 47

TransCanada Pipelines (TCPL International Investments Inc.), 498

Transcontinental Oil Company, 51

Tratado Herrán-Hay, 39

Tratado de Lisboa, 426

Tratado Root-Cortés, 39

Tratado Urrutia-Thompson, 31, 40, 45, 46

Tress, Joe, 41, 42, 43, 44

Triton Energy, 194, 492, 494

Troco (Tropical Oil Company), 12, 16, 21, 30, 31, 32, 33, 34, 37, 38, 40, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 62, 64, 65, 71, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 81, 82, 83, 85, 86, 89, 90, 91, 92, 99, 114, 168, 171, 172, 176, 178, 180, 181, 183, 184, 188, 196, 216, 225, 231, 235, 238, 273, 275, 280, 282, 294, 295, 324, 325, 326, 328, 337, 346, 367, 428, 470, 482

Tropical Oil Company (Troco), 12, 16, 21, 30, 31, 32, 33, 34, 37, 38, 40, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 56, 58, 62, 64, 65, 71, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 81, 82, 83, 85, 86, 89, 90, 91, 92, 99, 114, 168, 171, 172, 176, 178, 180, 181, 183, 184, 188, 196, 216, 225, 231, 235, 238, 273, 275, 280, 282, 294, 295, 324, 325, 326, 328, 337, 346, 367, 428, 470, 482

Trujillo Gómez, Santiago, 116, 117

Turbay, Juan José, 80, 86, 89, 91, 125, 135, 138, 143

Turbay, Julio César, 106, 111, 134, 145, 378

Turnsector Ltd, 491

U

Underwood, Oscar, 46

Unidad de Poder Adquisitivo Constante (UPAC), 155, 404

Unión Europea, 426, 438, 457

Unión Patriótica (UP), 339

Unión Sindical Obrera (uso), 10, 77, 78, 79, 96, 99, 132, 139, 143, 147, 154, 155, 161, 273, 274, 279, 280, 282, 283, 284, 288, 290, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 300, 301, 302, 304, 305, 306, 314, 331, 338, 343, 491, 538

Union Texas, 492

Uniroyal, 147

Universidad Corporativa de Ecopetrol, 246, 252, 253

Universidad de Antioquia, 58, 121, 145

Universidad de California, 137, 568, 569

Universidad de Chicago, 58, 59, 152, 549

Universidad de Estrasburgo, 135

Universidad de Illinois, 325

Universidad de la Florida, 325

Universidad del Atlántico, 138

Universidad de los Andes, 15, 16, 21, 59, 63, 98, 103, 120, 135, 146, 152, 155, 157, 161, 163, 221, 268, 273, 314, 319, 325, 517, 568, 569, 570

Universidad del Valle, 139, 146

Universidad de Michigan, 155

Universidad de Pensilvania, 139

Universidad de Pittsburgh, 161

Universidad de Tulsa, 142

Universidad de Yale, 157, 357

Universidad Externado de Colombia, 124

Universidad Industrial de Santander, 106, 124, 129, 132, 133, 142, 153, 314

Universidad Jorge Tadeo Lozano, 135

Universidad Nacional de Colombia, 59, 98, 119, 129, 133, 135, 138, 149, 155, 357, 416, 548, 568, 569

Universidad Nacional, Sede Medellín, 119, 121

Universidad Pedagógica Nacional, 129

Universidad Texas A&M, 245

UPAC (Unidad de Poder Adquisitivo Constante), 155, 404

UP (Unión Patriótica), 339

Urdaneta Arbeláez, Roberto, 91, 92, 165, 369

Urdinola Uribe, Antonio José, 150, 151, 152, 154, 252, 517, 534

Uribe Vélez, Álvaro, 106, 155

Urrutia, Miguel, 49, 134, 135, 273, 291, 569

Urueta, Carlos, 46, 47

uso (Unión Sindical Obrera), 10, 77, 78, 79, 96, 99, 132, 139, 143, 147, 154, 155, 161, 273, 274, 279, 280, 282, 283, 284, 288, 290, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 300, 301, 302, 304, 305, 306, 314, 331, 338, 343, 491, 538

Uwa (etnia), 345, 349, 350, 357

V

Valencia, Guillermo León, 105, 106, 110, 164

Valenzuela, Luis Carlos, 155, 396, 417

Valorización, 336, 421, 452

Vanderbilt, Cornelius, 23

Vargas, Getúlio, 67

Vasco, Gustavo, 142

Vásquez, Alberto, 130

Villarreal Buenahora, Juan Francisco, 105, 106, 128, 129, 132, 142, 143, 153, 164, 165

Villaveces, Carlos, 115

W

Wall Street Journal, 44, 46, 47, 51, 53, 59

Weetman Pearson, 30, 31, 39, 40, 42, 45, 51, 58

Western Geophysical International, 171

Western Texas Intermediate (WTI), 531, 542

Wiedman, Francisco, 36

Williams Brothers Pipeline Corp., 116, 181

WTI (Western Texas Intermediate), 531, 542

Y

Yacimiento Ballenas, 125, 197

Yacimiento Caño Limón, 10, 12, 16, 104, 106, 107, 136, 137, 138, 142, 144, 150, 152, 154, 170, 194, 196, 197, 198, 205, 208, 248, 264, 332, 338, 360, 378, 379, 383, 385, 393, 421, 429, 432, 434, 437, 442, 467, 484, 485, 486, 487, 490, 491, 492, 495, 498, 505, 510, 511, 529, 531, 534, 535, 548

Yacimiento Chichimene, 234, 256, 257, 335, 475

Yacimiento Chuchupa, 125, 197, 304, 348

Yacimiento Cicuco, 122, 129, 189, 190

Yacimiento Colorado, 129, 171, 181, 182, 185

Yacimiento El Centro, 24, 32, 33, 34, 46, 62, 83, 92, 114, 118, 119, 142, 165, 176, 177, 178, 179, 180, 185, 216, 230, 231, 275, 278, 279, 283, 284, 296, 301, 319, 320, 324, 325, 337, 351

Yacimiento Floreña, 500

Yacimiento Infantas, 12, 24, 25, 38, 41, 83, 136, 170, 171, 172, 181, 182, 183, 238, 346, 463, 486, 535

Yacimiento La Cira, 12, 136, 170, 171, 172, 181, 183, 185, 190, 238, 486, 535

Yacimiento Las Monas, 470, 490

Yacimiento La Yuca, 485

Yacimiento Matanegra, 194, 485

Yacimiento Pauto, 499, 500, 511

Yacimientos Petrolíferos Federales (YPF), 144

Yacimiento Volcanera, 500, 503, 511

Yacimiento Yondó, 52, 71, 72, 170, 171, 172, 173, 174, 175, 178, 182, 183, 339

Yacimiento Yotoco, 343

Yamecías (etnia), 346

Yanovich, Farbaiarz Isaac, 106, 108, 139, 156, 160, 161, 162, 164, 398, 417, 517, 531, 534, 543, 549

Yariguíes (etnia), 331, 338, 345, 347

Yates, H., 41, 52, 428

YPF (Yacimientos Petrolíferos Federales), 144

Z

Zapata, Ernesto, 133, 325



LOS AUTORES

Páginas 566-567:
campo Apiay, Meta.

ALFONSO AMAYA es Coordinador Académico de la Escuela de Gobierno “Alberto Lleras Camargo” de la Universidad de los Andes. Es economista e historiador de la Universidad de los Andes y tiene un magister en Economía de la citada universidad.

MAURICIO AVELLA es consultor e investigador independiente. Ha trabajado en Intercol, la Asociación Bancaria de Colombia, la Contraloría General de la República, el Consejo Gremial Nacional y el Banco de la República. Ha sido Profesor Asociado de la Universidad Nacional de Colombia e Investigador Asociado en Fedesarrollo y del Banco de la República. Tiene un M.Phil. y un doctorado en Economía de la Universidad de Glasgow (Escocia), así como un pregrado en Administración de la Universidad Nacional de Colombia.

JUAN BENAVIDES es vicedecano de Posgrados e Investigación de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de los Andes. Tiene más de treinta años de experiencia en regulación, diseño de políticas y financiación en infraestructura y energía. Fue Especialista Senior de Infraestructura del BID. Ha sido Profesor Asociado de Ingeniería y Administración en la Universidad de los Andes. Tiene un Ph.D. en Economía Minera (Penn State University), un segundo grado en Matemáticas de la Universidad Nacional de Colombia y un pregrado en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de los Andes.

CARLOS CABALLERO es director-fundador de la Escuela de Gobierno “Alberto Lleras Camargo” de la Universidad de los Andes. Ha sido miembro de la junta directiva del Banco de la República, ministro de Minas y Energía, así como presidente de la Asociación Bancaria de Colombia, de la Bolsa de Bogotá, del Banco de Comercio Exterior de Colombia y de Bancoldex. Es ingeniero civil de la Universidad de los Andes, M.Sc. de la Universidad de California (Berkeley), Master in Public Affairs de la Escuela Woodrow Wilson de Asuntos Públicos e Internacionales de la Universidad de Princeton.

ERIC DÁVILA es gerente general de Energía Sostenible Eficiente e Innovadora S. A., ESEISA, firma dedicada a la gestión energética de campos petroleros. Trabajó 21 años en Ecopetrol, donde tuvo a su cargo la estrategia de energía. Tiene un MBA de la Universidad de los Andes, una especialización en Gobierno Municipal de la Universidad Pontificia Javeriana y un pregrado en Ingeniería Electrónica de la Universidad Pontificia Bolivariana.

XAVIER DURÁN es Profesor Asistente de la Facultad de Administración de la Universidad de los Andes, después de haber sido profesor en la Universidad de Northwestern e investigador en el DNP. Su investigación estudia las decisiones de inversión en infraestructura y su contexto institucional en una perspectiva histórica. Tiene un pregrado y una maestría en Economía de la

Universidad de los Andes, una maestría en Gerencia de Innovación y Tecnología de la Universidad de Sussex, un doctorado en Historia Económica de la London School of Economics.

CLEMENTE FORERO es Profesor Titular de la Facultad de Administración de la Universidad de los Andes. Es coordinador del grupo de investigación en Gestión Pública y profesor del Seminario de Innovación en Países en Desarrollo. Fue decano de Ciencias Económicas y director del Doctorado en Economía de la Universidad Nacional de Colombia. Fue director general de Colciencias. Es ingeniero del INSA de Lyon (Francia), MS, MA y Ph.D. en Economía de Stanford University.

ASTRID MARTÍNEZ es Investigadora Asociada de Fedesarrollo. Fue directora de planeación corporativa de Ecopetrol, vicepresidente técnica de Asobancaria, gerente de Transmilenio y presidente del Grupo de Energía de Bogotá. Es Profesora Asociada de la Universidad Nacional, donde fue directora del CID y coordinadora del Doctorado en Economía. Tiene un doctorado en Economía de la Universidad de Campinas (Brasil), una especialización en banca, una maestría en Economía de la Universidad de los Andes y es economista de la Universidad Nacional de Colombia.

ALICIA PUYANA es Profesora Investigadora de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (México) y miembro del más alto nivel del Sistema Nacional de Investigadores de México. Ha sido profesora visitante de la Universidad de Oxford, de la London School of Economics y del Colegio de México. Ha estudiado por tres décadas la economía del petróleo, tema sobre el cual ha escrito libros y artículos en revistas internacionales. Es miembro asociado de Cambridge Energy Research Associates (CERA) y ha sido consultora internacional. Es doctora en Economía de la Universidad de Oxford.

RODOLFO SEGOVIA es socio administrador de Sanford S. A. Ha sido presidente de Ecopetrol, ministro de Obras Públicas y Transporte, senador de la República y presidente de empresas. Es miembro honorario de los Consejos Directivos de la Universidad

de los Andes y Fedesarrollo, miembro correspondiente de la Academia Colombiana de Historia y de la Academia de Historia de Cartagena. Tiene un pregrado en Ingeniería del Massachusetts Institute of Technology (MIT), una maestría en Historia de la Universidad de California (Berkeley) y una especialización en Desarrollo Económico del IRFED (París).

MARGARITA SERJE es Profesora Asociada del Departamento de Antropología de la Universidad de los Andes, donde coordina el grupo de investigación “Naturaleza y sociedad”. Se ha dedicado al estudio de conflictos por la apropiación y el uso de recursos naturales en los que se presentan confrontaciones entre empresas privadas, el Estado y las comunidades en las zonas marginales del territorio nacional. Obtuvo el Premio Alejandro Ángel Escobar en Ciencias Sociales y Humanas en 2006. Es doctora en Antropología Social de la École des Hautes Études en Sciences Sociales, París.

CLAUDIA STEINER es Profesora Asociada del Departamento de Antropología de la Universidad de los Andes y directora de *Antípoda. Revista de Antropología y Arqueología*. Ha sido directora del mismo Departamento, profesora de la Universidad Nacional y directora de Antropología Social del Instituto Colombiano de Antropología e Historia (ICANH). Tiene una maestría de la Universidad de Wisconsin (Madison) y un Ph.D. de Universidad de California (Berkeley). Ha investigado sociedades campesinas y la relación entre conflicto armado y procesos de colonización en Colombia.

MIGUEL URRUTIA es Profesor Titular de la Facultad de Economía de la Universidad de los Andes. Ha sido ministro de Minas y Energía, director del Departamento Nacional de Planeación, vicerrector de la Universidad de las Naciones Unidas (Tokio), gerente del Departamento Económico y Social del Banco Interamericano de Desarrollo (Washington), gerente general del Banco de la República y miembro de su junta directiva, además de director de Fedesarrollo, entre otros cargos. Tiene un pregrado en Economía de la Universidad de Harvard, y un M.Sc. y un Ph.D. en Economía de la Universidad de California (Berkeley).

PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
Juan Manuel Santos Calderón

JUNTA DIRECTIVA

Ministro de Hacienda y Crédito Público, Juan Carlos Echeverry
Ministro de Minas y Energía, Carlos Rodado Noriega
Director del Departamento Nacional de Planeación, Hernando José Gómez Restrepo
Fabio Echeverri Correa
Joaquín Moreno Uribe
Federico Rengifo Vélez
Henry Medina González
Almilcar Acosta Medina
Mauricio Cárdenas Santamaría

COMITÉ DIRECTIVO

Presidente, Javier Gutiérrez Pemberthy
Vicepresidente Ejecutivo de Exploración y Producción, Héctor Manosalva
Vicepresidente Ejecutivo del Downstream, Pedro Rosales
Vicepresidente de Transporte, Álvaro Castañeda
Vicepresidente de Exploración, Enrique Velásquez
Vicepresidente de Producción, Héctor Castaño
Vicepresidente de Refinación y Petroquímica, Federico Maya
Vicepresidente de Suministro y Mercadeo, Claudia Castellanos
Vicepresidente de Estrategia y Crecimiento, Camilo Marulanda
Vicepresidente de Servicios y Tecnología, Óscar Alfredo Villadiego
Vicepresidente Financiera, Adriana Marcela Echeverri
Vicepresidente Jurídico, Mauricio Echeverry
Vicepresidente de Talento Humano, Martha Cecilia Castaño
Secretaria General, Margarita Obregón

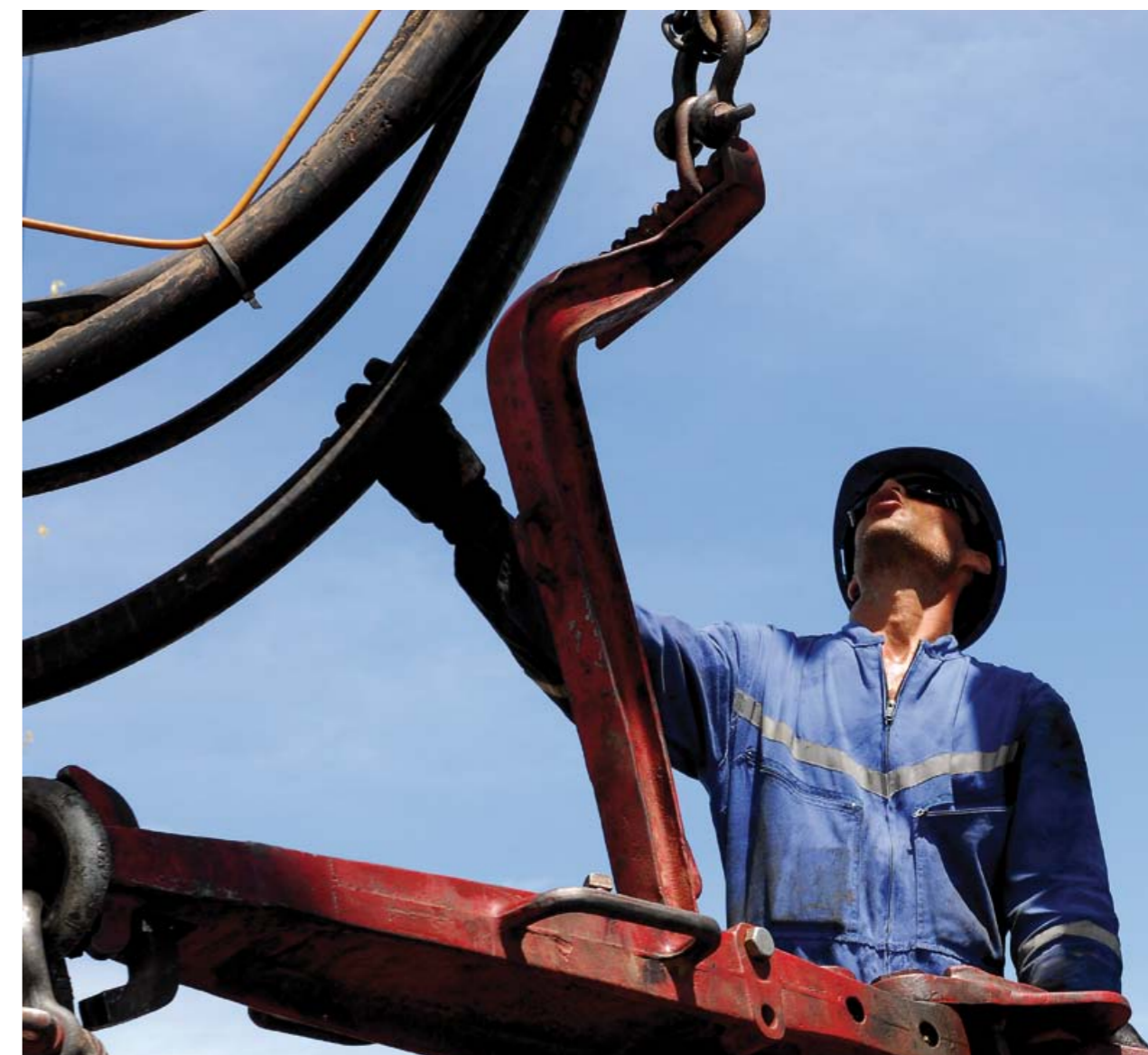
COMITÉ EDITORIAL

Carlos Caballero Argáez, Carlos Dávila y Juan Benavides,
por la Universidad de los Andes; y Pedro Rosales, Hernando Zerda Noriega,
Mauricio Tellez, Natalia Vega, Martha Sofía Serrano Medina
y Astrid Martínez, por Ecopetrol.
Editor: Juan Benavides

© Ecopetrol 2011
ISBN: 978-958-9287-30-9
Primera edición, agosto de 2011

Las opiniones expresadas por los autores de los capítulos en este libro son responsabilidad exclusiva de quien las emite y no necesariamente reflejan la posición institucional de Ecopetrol S. A. ni comprometen la responsabilidad por el uso que el destinatario haga de las mismas. Prohibida su reproducción sin autorización expresa por parte de Ecopetrol.

Campo Apiay, Meta.



EQUIPO DE PRODUCCIÓN

Dirección editorial, Benjamín Villegas
Coordinación e investigación gráfica, Juan David Giraldo
Departamento de arte, Yadira Silgado, Enrique Coronado,
Patricia Martínez, Andrea Vélez, Vanessa Valero.
Revisión de estilo, Stella Feferbaum

Las fotografías que ilustran este libro pertenecen al archivo fotográfico de Ecopetrol. Muchas de ellas carecen de identificación. Otras fueron tomadas por Clemencia Báez, Dídimo Carvajal, Nereo, Abdú Eljaiek, Fabio Serrano, Felipe Luque, Santiago Escobar, Foto Iris, Estudios Joya, Archivo de *El Espectador*.

Impreso en Colombia por
Panamericana Formas e Impresos.

