

**LA POLÍTICA PETROLERA COLOMBIANA Y SUS EFECTOS EN EL
DESARROLLO DE LA INDUSTRIA PETROLERA DURANTE EL PERIODO
1970 – 1999: Un análisis desde la Escuela Neoinstitucionalista**

JAIRO ALFONSO DUQUE RAMÍREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS HUMANAS
ESCUELA DE ECONOMÍA Y ADMINISTRACIÓN
BUCARAMANGA
2004**

**LA POLÍTICA PETROLERA COLOMBIANA Y SUS EFECTOS EN EL
DESARROLLO DE LA INDUSTRIA PETROLERA DURANTE EL PERIODO
1970 – 1999: Un análisis desde la Escuela Neoinstitucionalista**

**JAIRO ALFONSO DUQUE RAMÍREZ
CÓDIGO 1944545**

**TRABAJO DE GRADO
PARA OBTENER EL TÍTULO DE ECONOMISTA**

**DIRECTOR
CARMÉN ELISA SÁNCHEZ NAVARRETE
ECONOMISTA
MAGÍSTER EN ECONOMÍA APLICADA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS HUMANAS
ESCUELA DE ECONOMÍA Y ADMINISTRACIÓN
BUCARAMANGA
2004**

DEDICATORIA

*Este trabajo de grado es el producto del esfuerzo en medio de la incertidumbre y el temor,
sentimientos que florecen cuando parece que todo lo que hacemos no tiene razón de ser.
Sin embargo, cuando no se pierde la fe y se tiene claro que nuestra vida tiene un porqué, en medio
de la niebla del camino aparece la luz de la esperanza y de la perseverancia.*

*A DIOS TODO PODEROSO, MI SEÑOR JESUCRISTO, mi luz,
EL ARJIFE DE TODA MI VIDA, DE DIOS ESTE FRUTO...
MI PROMESA, MI HUMILDE OFRENDA EN SUS MANOS
DEPOSITO MI HOY Y MI MAÑANA, POR QUE EL NUNCA
ME HA FALLADO.*

*A MI MADRE, EL AMOR DE DIOS HECHO MUJER, QUE
NUNCA HA PERDIDO SU FE EN MÍ A PESAR DE
OCASIONES SU LLANTO EN TANTAS OCASIONES, QUE
SU FIDELIDAD VA MÁS ALLÁ DE LA VIDA misma... A ELLA
ENTREGO ESTE LOGRO Y TODO MI AMOR EN
AGRADECIMIENTO. DIOS TE BENDIGA ETERNAMENTE.*

... CAMINANTE NO HAY CAMINO, SE HACE CAMINO AL ANDAR... "
J.M. Derratt

AGRADECIMIENTOS

ESTE TRABAJO NO ES ÚNICAMENTE PRODUCTO DE MI ESFUERZO, EN EL TAMBIÉN ESTÁN DEPOSITADOS LOS APOYOS DE MUCHOS AMIGOS Y FAMILIARES, SERES MARAVILLOSOS Y MUY QUERIDOS, QUIENES NO DESAPROVECHARON PALABRAS PARA ANIMARME A SEGUIR ADELANTE Y NO CLAUDICAR EN ESTE PROYECTO. A ELLOS MI MÁS PROFUNDO RESPETO Y AGRADECIMIENTO, ACOMPAÑADO DE MI DESEO POR QUE Dios todo poderoso bendiga sus vidas y las colme de felicidad.

A Carmen Elisa, directora de este trabajo, agradezco su paciencia, sus orientaciones, su dedicación y su tiempo. Este también es su fruto. Dios te bendiga, a ti y a tu familia, POR siempre. Gracias!

Agradezco también a mi escuela de economía, a mis profesores y a Susana Valdivieso, de quien aprendí la importancia de la honestidad y la ética en un profesional.

de todo corazón, ¡Muchas gracias!

CONTENIDO

| | Pág |
|--|------------|
| INTRODUCCIÓN | 17 |
| 1. APORTES TEÓRICOS DEL NEOINSTITUCIONALISMO A LA COMPRENSIÓN DE LA DINÁMICA DEL SECTOR PETROLERO COLOMBIANO | 21 |
| 1.2 ANTECEDENTES DEL NEOINSTITUCIONALISMO | 21 |
| 1.3 SUPUESTOS TEÓRICOS DEL MODELO NEOCLÁSICO | 23 |
| 1.4 EL MODELO NEOINSTITUCIONALISTA | 26 |
| 1.4.1 El problema de la Información y la racionalidad limitada del individuo. | 26 |
| 1.4.2 Los costos de transacción. | 29 |
| 1.4.3 El papel de las instituciones y las organizaciones. | 32 |
| 1.4.4 La importancia de los derechos de propiedad. | 36 |
| 1.4.5 El papel del contrato, el sistema legal y el Estado. | 39 |
| 1.4.6 El cambio institucional y su papel en el crecimiento o estancamiento económico. | 43 |
| 1.5 LA POLÍTICA PETROLERA COLOMBIANA UNA VISIÓN INSTITUCIONALISTA | 48 |

| | |
|--|----|
| 2. LA INDUSTRIA PETROLERA COLOMBIANA: Su comportamiento en el periodo 1970 – 2000 | 54 |
| 2.1 DINÁMICA DE LA INDUSTRIA | 56 |
| 2.1.1 Antecedentes: 1905 – 1970. | 56 |
| 2.1.2 De exportador a importador: 1974 – 1985. | 58 |
| 2.1.3 La Autosuficiencia: 1986 – 1990. | 61 |
| 2.1.4 Exportador neto: 1993 – 1999. | 62 |
| 2.1.5 La Declinación: 2000. | 63 |
| 2.2 ECONOMÍA Y PETROLEO | 64 |
| 2.2.1 Reservas y Producción. | 64 |
| 2.2.2 Balanza Comercial del sector y Refinación. | 68 |
| 2.2.3 Inversión Extranjera. | 71 |
| 2.2.4 Efectos Macroeconómicos. | 74 |
| 3. MARCO INSTITUCIONAL Y ORGANIZATIVO DEL SECTOR PETROLERO COLOMBIANO: El régimen contractual colombiano y el comportamiento de los agentes. | 80 |
| 3.1 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL SECTOR PETROLERO | 80 |
| 3.1.1 Agentes Estatales. | 81 |

| | |
|--|-----|
| 3.1.1.1 Congreso de la República. | 83 |
| 3.1.1.2 Ministerio de Minas y Energía. | 84 |
| 3.1.1.3 Ecopetrol. | 87 |
| 3.1.1.4 Ministerio del Medio Ambiente. | 89 |
| 3.1.2. Agentes Privados. | 91 |
| 3.1.2.1 Asociación Colombiana del Petróleo – ACP. | 92 |
| 3.1.2.2 Otras Agremiaciones. | 93 |
| 3.1.3. Unión Sindical Obrera – USO. | 93 |
| 3.1.4. Las Comunidades Indígenas y las Minorías Étnicas. | 94 |
| 3.2 MARCO LEGAL Y NORMATIVO DEL SECTOR | 95 |
| 3.2.1 Antecedentes. | 95 |
| 3.2.2 Normas Constitucionales. | 96 |
| 3.2.3 Normas Específicas. | 99 |
| 3.2.3.1 Normas Especiales. | 99 |
| 3.2.3.2 Normas Generales. | 101 |
| 3.2.3.2.1 Normas de carácter Tributario. | 102 |
| 3.2.3.2.2 Legislación Ambiental. | 104 |

| | |
|---|-----|
| 3.3 EL RÉGIMEN CONTRACTUAL COLOMBIANO | 106 |
| 3.3.1 La Evolución del Contrato Colombiano. | 109 |
| 3.3.1.1 Contrato de Distribución 50 – 50. | 110 |
| 3.3.1.2 Contrato de Distribución Escalonada. | 112 |
| 3.3.1.3 Contrato de Distribución con Factor R. | 113 |
| 3.3.1.4 Contrato con Factor R y distribución 30 – 70. | 117 |
| 4. EFECTOS DEL MARCO INSTITUCIONAL PETROLERO SOBRE LA INDUSTRIA DURANTE EL PERIODO 1970 – 1999. | 122 |
| 4.1 LOS COSTOS DE TRANSACCIÓN EN EL SECTOR PETROLERO COLOMBIANO | 123 |
| 4.2 EL PROCESO DE CONFORMACIÓN DE LA ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR PETROLERO COLOMBIANO Y SUS EFECTOS SOBRE LA DINÁMICA DE LA INDUSTRIA | 133 |
| 4.2.1. Proceso de Histórico de la Conformación de la Estructura Institucional del Sector. | 135 |
| 4.2.2 Los cambios en la política petrolera y el papel del Estado en la crisis del sector petrolero colombiano. | 149 |
| 5. CONCLUSIONES | 155 |
| BIBLIOGRAFÍA | 160 |
| ANEXOS | 169 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág |
|---|------------|
| Tabla 1. Impuestos pagados por el sector petrolero colombiano. | 74 |
| Tabla 2. Contrato de distribución escalonada. | 112 |
| Tabla 3. Nuevo esquema de regalías variables. | 119 |
| Tabla 4. Estado de tierras a diciembre de 2000. | 125 |
| Tabla 5. Atentados contra el sistema Caño Limón – Coveñas. | 131 |
| Tabla 6. Ingresos Tributarios del Gobierno Nacional. | 145 |
| Tabla 7. Evaluación del Government Take en contratos colombianos. | 152 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág |
|---|------------|
| Gráfica 1. Reservas remanentes de crudo 1960 – 2000. | 65 |
| Gráfica 2. Producción nacional de crudo 1970 – 2000. | 65 |
| Gráfica 3. Relación Reservas Producción 1970 – 2000. | 68 |
| Gráfica 4. Balanza Comercial de Ecopetrol 1978 – 2000. | 69 |
| Gráfica 5. Comportamiento de la demanda y oferta de | 70 |
| Gráfica 6. Inversión Extranjera en Colombia 1970 – 1998. | 71 |
| Gráfica 7. Participación del PIB petrolero 1980 – 1999. | 76 |
| Gráfica 8. Transferencias del sector al Estado 1984 – 2000. | 77 |
| Gráfica 9. Contrato con esquema de distribución Factor R. | 115 |
| Gráfica 10. Nuevo esquema de distribución por Factor R. | 118 |
| Gráfica 11. Prospección Sísmica 2D Terrestre 1978 – 2000. | 127 |
| Gráfica 12. Regalías giradas por Ecopetrol 1984 – 2000. | 146 |
| Gráfica 13. Histórico de contratos de asociación 1970 – 2000. | 151 |

LISTA DE ANEXOS

| | Pág. |
|--|-------------|
| Anexo A. Mapa de Cuencas Sedimentarias. | 170 |
| Anexo B. Mapa de Tierras. | 171 |
| Anexo C. Mapa de Pozos Exploratorios. | 172 |
| Anexo D. Prospección Sísmica 2D 1978 - 2000 (Km. de Perfil). | 173 |
| Anexo E. Inversiones de Ecopetrol en exploración directa (MUS \$). | 174 |
| Anexo F. Historia de Reservas y Producción Acumulada de Petróleo. | 175 |
| Anexo G. Producción de Petróleo crudo en Colombia. | 176 |
| Anexo H. Balanza Comercial de Ecopetrol MUS \$. | 177 |
| Anexo I. Carga de Crudo a Refinerías | 178 |
| Anexo J. Comportamiento de la Demanda y Oferta de Gasolina. | 179 |
| Anexo K. Distintos Usos del Crudo. | 180 |
| Anexo L. Transferencias al Estado. | 181 |
| Anexo M. Inversión Extranjera en Colombia 1970 – 2001. | 182 |
| Anexo N. PIB Nacional y del Petróleo 1980 – 1999. | 183 |
| Anexo O. Ingresos Tributarios del Gob. Nal. – Composición Porcentual | 184 |

| | |
|---|-----|
| Anexo P. Ingresos Tributarios del Gobierno Nal – Porcentaje del PIB | 185 |
| Anexo Q. Ingresos Tributarios del Gobierno Nal – Composición | 186 |
| Anexo R. Histórico de Contratos de Asociación 1970 – 2000. | 187 |
| Anexo S. Evolución del Contrato de Asociación Colombiano. | 188 |
| Anexo T. Evolución del Criterio de Distribución Contrato de Asociación. | 189 |
| Anexo U. Normatividad del sector. | 190 |

RESUMEN

TITULO: LA POLÍTICA PETROLERA COLOMBIANA Y SUS EFECTOS EN EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA PETROLERA DURANTE EL PERIODO 1970 – 1999: Un análisis desde la Escuela Neoinstitucionalista.*

AUTOR: DUQUE RAMÍREZ, Jairo Alfonso**

PLABRAS CLAVES: Escuela Neoinstitucional, Costos de Transacción, Derechos de Propiedad, Instituciones, Política Petrolera Colombiana, Contrato de Asociación, Ecopetrol.

DESCRIPCIÓN:

El objetivo del trabajo es el de analizar la política petrolera colombiana durante el periodo 1970 – 1999 y determinar el impacto que ha tenido en el desarrollo de la industria petrolera nacional. La investigación busca comprender la razón por la cual se encuentra en peligro la autosuficiencia petrolera del país, si tenemos en cuenta que Colombia posee importantes reservas potenciales de hidrocarburos. Se trata de establecer si esta situación es producto de la estructura sectorial o de los cambios en el mercado internacional.

Para la realización del estudio, se emplea el modelo teórico Neoinstitucionalista, el cual ofrece las herramientas necesarias para comprender la manera como se ha ido construyendo la estructura institucional del sector a lo largo del periodo estudiado y determinar la responsabilidad de esta en el estancamiento del mismo.

El trabajo se encuentra dividido en cuatro capítulos. En el primero se exponen las principales características del modelo neoinstitucional. El segundo, presenta un diagnóstico histórico de la industria durante el periodo 1970 – 1999. El tercero, describe el marco institucional que rige al sector. Por último, en el cuarto se recurre al modelo neoinstitucional estudiado para analizar el papel del marco institucional en el desempeño de la industria.

La conclusión más importante que se desprende del trabajo realizado es que, aunque la estructura institucional no es la más adecuada para fomentar el crecimiento sostenido de la industria, este también depende del comportamiento del mercado internacional petrolero.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ciencias Humanas. Escuela de Economía. Director: Msc. Carmen Elisa Sánchez Navarrete.

SUMMARY

TITLE: COLOMBIAN PETROLEUM POLICY AND ITS EFFECTS IN THE DEVELOPMENT OF THE PETROLEUM INDUSTRY DURING THE PERIOD 1970 – 1999: Analysis from the Neoinstitucionalista school.*

AUTHOR: DUQUE RAMÍREZ, Jairo Alfonso.**

KEY WORDS: New Institutional School, Transaction Costs, Ownership Right, Institutions, Colombian Petroleum Policy, Association Contract, Ecopetrol.

DESCRIPTION:

The objective of this work is to analyse the Colombian petroleum policy during the period 1970- 1999 and to determine the impact that it has had in the development of the national petroleum industry. The investigation aims to understand the reason why the petroleum auto-sufficiency of the country is in danger, if we take into account that Colombia possesses important potential reserves of hydrocarbon. The work tries to establish if this situation is the result of the structure of the sector or changes in the international market.

To carry out this study, a New Institutionalism theoretical model it is employed, which offers the necessary tools to understand the way how the institutional structure of the sector has been gradually built along the studied period, and determine the responsibility of that in the deadlock of it.

The work is divided in four chapters. In the first one there are exposed the main characteristics of the neo- institutional model. The second one, a historical diagnostic of the industry during the period 1970 – 1999 it is shows. The third, describes the institutional framework which rules the sector. Finally, in the fourth one it is appealed to the neo- institutional model studied to analyse the role of the institutional framework in the performance of the industry.

The most important conclusion that comes off from this work is this: even that the institutional structure is not the most adequate to foment the sustained growing of the industry, this also depends on the behaviour of the petroleum international market.

* Grade Project.

** Human Science Faculty. School of Economy. Director: Msc. Carmen Elisa Sánchez Navarrete.

INTRODUCCIÓN

El petróleo ha sido el recurso natural no renovable más empleado por la civilización durante todo el siglo XX, y seguirá siéndolo la mayor parte del siglo XXI. Gracias a su uso se hizo posible la gran expansión económica de occidente y aún hoy día cualquier variación en su oferta o demanda causa notables efectos en todos los países del planeta.

El mundo petrolero se divide en dos bandos, las naciones que tienen el prodigioso crudo en sus entrañas y las naciones que deben comprarlo por carecer de él. Esto de por sí significaría, para los países propietarios del recurso, el tener la gallina de los huevos de oro; lo que no es muy exagerado en el caso de naciones petroleras como Arabia Saudita o Venezuela. Sin embargo, no todos los países poseen la misma cantidad, calidad y accesibilidad al recurso, situación que determina los diferentes niveles de desarrollo del sector y su influencia en las economías de cada país.

Nuestro país ha sido premiado por la naturaleza al contar con la presencia de hidrocarburos en su territorio, aunque no en las cantidades exorbitantes de los gigantes petroleros. De todas maneras lo importante de esta realidad, es que el petróleo está allí y eso es una ventaja que no tiene todo el mundo, por desgracia, la mayoría de las veces no se aprovecha como debiera.

Esta es una realidad muy cercana a nuestra nación, la cual después de casi 100 años de historia petrolera no ha sabido darle a este recurso el uso económico más adecuado para convertirlo en fuente generadora de crecimiento y desarrollo sostenido para toda la sociedad colombiana.

Un reflejo de esto es el hecho de que en la actualidad no conocemos cual es el verdadero potencial de hidrocarburos que posee nuestro subsuelo, apenas si hemos logrado explorar un 10% del territorio, lo que nos deja a la imaginación todo un abanico de probabilidades.

Nuestra industria petrolera ha sido el producto de la suerte más que de la planeación. Hemos tenido épocas de crisis energética como la del periodo importador de los setentas, que bien se podría catalogar como la más absurda prueba de que existe la pobreza en medio de la riqueza; y al mismo tiempo, hemos tenido periodos de auge gracias a los repentinos hallazgos de megacampos, como Caño Limón, Cusiana y Cupiagüa.

A pesar de esto, siempre hemos estado al borde de la crisis energética, lo que parece ser la prueba de la falta de planeación y buena administración de nuestros recursos petroleros. Solo con observar la situación actual de estancamiento de la industria, caracterizada por el acelerado descenso de las reservas remanentes y el muy bajo nivel de adición de nuevas reservas, podemos confirmar esta realidad.

Tan crítica es la situación que las entidades encargadas del tema energético han asegurado que de no reactivarse el sector, el país se vería obligado a importar crudo, para abastecer las refinerías, antes de llegar a la mitad de esta década, o sea, volveríamos a ser importadores netos de petróleo.

La pérdida de la autosuficiencia no es solo cuestión de no tener acceso al recurso físico, sus repercusiones van mucho más allá. El boom de la bonanza petrolera se convirtió en un milagroso oasis en medio de árido desierto de la recesión económica de los años noventa. Los abundantes ingresos obtenidos por el país se tradujeron en mayores transferencias a las

regiones e ingresos al fisco nacional; todo lo cual permitió sortear la difícil situación financiera que se afrontaba en las diferentes esferas del gobierno.

De ahí la enorme importancia que adquiere el tema petrolero para mantener, mas o menos equilibrada la frágil estructura macroeconómica del país. Por esta razón hemos querido abordar esta problemática, con el propósito de lograr comprender más a fondo los motivos que han llevado a un país con apreciables reservas petroleras a enfrentar una potencial situación de escasez del recurso.

Queremos establecer por que razón el Estado no ha logrado definir una política sectorial eficiente en términos de mantener un nivel constante de adición de nuevas reservas y una tasa de explotación del recurso enmarcada en el criterio de la seguridad energética.

Esta inquietud orientara la investigación hacia el estudio de la política petrolera durante el periodo 1970 – 2000 y los efectos que ha tenido sobre el desarrollo de la industria y del país. Nos centraremos en los cambios realizados al Contrato de Asociación colombiano, que es la principal herramienta de política sectorial que han empleado los diferentes gobiernos. Por este motivo, será el Estado, como la institución encargada de diseñar, ejecutar y vigilar la política petrolera, nuestro objeto de análisis.

Para la realización de este análisis se ha optado por emplear un marco teórico enfocado en el estudio del papel que las instituciones tienen dentro de la economía y de su influencia para lograr el desarrollo y el crecimiento de las sociedades. Este marco teórico es el desarrollado por la Escuela Neoinstitucional.

Por medio de él, esperamos poder interpretar y analizar de una mejor manera como se encuentra conformada la estructura institucional del sector petrolero colombiano y si esta se ha convertido en obstáculo para el logro de mejores resultados y externalidades.

El trabajo se encuentra dividido en cinco capítulos. El primero de ellos es el acercamiento al modelo neoinstitucional, donde se estudiarán algunos conceptos básicos de la teoría que nos servirán para interpretar los hechos ocurridos en la industria. El segundo capítulo es el diagnóstico histórico de la industria petrolera colombiana, que nos permitirá comprender su dinámica durante el periodo 1970 – 2000. El tercero abarca la descripción del marco institucional que rige al sector – los agentes participantes, las instituciones legales, las instituciones reguladoras -, fundamentalmente en lo que respecta a la evolución del contrato de asociación petrolero. En el cuarto se empleará el modelo neoinstitucional, estudiado en el primer capítulo, para analizar el papel que jugó el marco institucional del sector en el desempeño de la dinámica de la industria durante el periodo estudiado, se buscará establecer los motivos por los cuales el sector no ha logrado, en casi 100 años, impactar positiva y permanentemente la economía nacional, permaneciendo aún con bajos niveles de desempeño. En el quinto y último capítulo se expondrán las conclusiones del trabajo.

Es de aclarar que este trabajo es apenas un acercamiento a los problemas que enfrenta la industria, el objetivo principal ha sido el de medir la capacidad que tiene el modelo neoinstitucional para explicar el origen de los mismos en un sector tan complejo como el petrolero y al mismo tiempo el de dar las bases que permitan definir las estrategias encaminadas a superar estas fallas y mejorar su desempeño a nivel micro y macro.

1 APORTES TEÓRICOS DEL NEOINSTITUCIONALISMO A LA COMPREENSIÓN DE LA DINÁMICA DEL SECTOR PETROLERO COLOMBIANO

El desarrollo de toda investigación o estudio debe soportarse sobre la base de un sólido marco teórico; dado que éste será el instrumento analítico e interpretativo que permitirá al investigador identificar y explicar las diversas variables que caracterizan el problema objeto de análisis. En otras palabras, el marco teórico es la guía del proceso investigativo, ya que permite tener una mayor claridad de los objetivos que se buscan y de la metodología que se habrá de emplear para comprobar la veracidad de la hipótesis planteada.

Teniendo en cuenta lo anterior, para el desarrollo de la presente investigación, se pretende a través del marco teórico neoinstitucionalista tener una visión del sector de los hidrocarburos en Colombia. En el primer capítulo se intentará hacer un acercamiento a los principales postulados teóricos de ésta escuela, necesarios para el desarrollo del tema de investigación propuesto.

1.2 ANTECEDENTES DEL NEOINSTITUCIONALISMO

Los antecedentes de la escuela neoinstitucionalista se remontan a dos corrientes del pensamiento económico contemporáneo: *el historicismo alemán* y *el institucionalismo norteamericano*. Sin embargo, la evolución teórica de ésta escuela ha sido producto de la profundización en ciertos campos de estudio desarrollados inicialmente por estas dos corrientes.

El historicismo alemán se caracterizó por fusionar la tradición positivista, el método inductivo y el estudio de la historia. Su trabajo se centro en la

recopilación y análisis empírico de la información económica de carácter histórica, con el objeto de inferir los resultados de las políticas económicas adoptadas por los diferentes gobiernos y extraer de ello las experiencias necesarias para la formulación de las políticas futuras.

Ésta escuela consideraba que *“en ningún caso estas observaciones debían tender a la formulación de “leyes” sociales infalibles, ya que, el ejercicio de la libertad humana impedía pronosticar el comportamiento económico de las personas”*¹. Para los historicistas alemanes el individuo no se comportaba únicamente de manera egoísta y racional, también era movido hacia la búsqueda y defensa de intereses colectivos. Su foco de interés se centraba en la nación, por lo que la mayoría de sus estudios de historia económica se basaron en la política económica del gobierno y sus efectos sobre la prosperidad y crecimiento de Alemania.

Uno de los aportes más importantes del historicismo alemán al neoinstitucionalismo contemporáneo fue *“... la importancia que le atribuyeron a cada pueblo y a sus cambiantes costumbres económicas, destacando que no se pueden comprender correctamente las instituciones económicas de un país sin recurrir a su historia y al nivel de progreso económico y social alcanzado.”*²

Por su parte, el *institucionalismo norteamericano*, cuyo principal representante fue Thorstein Veblen, concebía a la economía como la *“ciencia del aprovisionamiento social”*, aspecto que lo diferenciaba bastante del pensamiento clásico y neoclásico. De igual forma, se distanció del historicismo alemán y se desarrolló como una corriente progresista, identificada con el liberalismo, el marxismo y el laborismo.

¹ YÁNEZ, César. Antecedentes y aportes del neo-institucionalismo económico. <http://www.iigov.org/iigov/pnud/bibliote/resenas/resena0010.htm>

Criticó el concepto de equilibrio general, proponiendo, en contraste, una concepción de la economía más dinámica y próxima a la realidad, acogiendo disciplinas como la historia, la antropología y la política. Esto le permitió descubrir la gran relevancia económica que tienen aspectos como los hábitos, las costumbres y las leyes en el condicionamiento del comportamiento de los individuos y las economías.

A esta escuela se le reconoce el interés de reconstruir series económicas históricas de largo plazo, con el objeto de estudiar el comportamiento de los ciclos económicos y los cambios en las pautas de crecimiento. Por ello consideraron los cambios económicos como el resultado de cambios estructurales y funcionales, en los cuales influían de una manera determinante los factores tecnológicos y el progreso científico, resultado de la evolución cultural de la humanidad.

1.3 SUPUESTOS TEÓRICOS DEL MODELO NEOCLÁSICO

Al igual que la escuela *historicista alemana* y el *institucionalismo norteamericano*, el neoinstitucionalismo tiene su origen en la necesidad de encontrar respuestas a los interrogantes teóricos dejados por el rígido modelo neoclásico, el cual a pesar de estar soportado sobre una sólida y eficiente estructura lógica y matemática, es incapaz de explicar y de predecir el comportamiento de mercados imperfectos e ineficientes.

Se debe aclarar que la teoría neoinstitucional no busca reemplazar al modelo neoclásico, más bien busca complementarlo y reforzarlo. El motivo es que al

² Ibid., p. 2.

estudiar el comportamiento de mercados imperfectos el modelo neoclásico no logra su completa aplicabilidad, dejando vacíos teóricos importantes; por lo que se requiere desarrollar nuevos modelos que permitan comprender la dinámica de este tipo de estructuras económicas, con el objeto de identificar el origen de los desequilibrios y plantear las soluciones más adecuadas.

Para los neoinstitucionalistas, la incapacidad del modelo neoclásico para explicar el comportamiento de estos mercados radica en la naturaleza misma de sus supuestos, los cuales al partir de una gran simplificación de la realidad no permiten interpretar la complejidad de los procesos de intercambio que se dan dentro de estas economías; esos supuestos son:³

- *Equilibrio General*: Lo que implica que la oferta y la demanda en los mercados se encuentra en equilibrio (precios en equilibrio), por tanto los mercados se vacían completamente.
- *Competencia Perfecta*: Lo que implica que al existir un gran número de compradores y de vendedores no es posible influir en los precios, lo cual permite una asignación eficiente de recursos.
- *Información Completa*: Lo que implica que todos los individuos participantes en el mercado poseen toda la información necesaria sobre precios, características y ubicación de los bienes y servicios para tomar sus decisiones. La información es gratuita y sin restricciones.
- *Elección Racional*: Lo que implica que al no existir incertidumbre, gracias a que se tiene toda la información suministrada por el

³ AYALA ESPINO, José. Instituciones y Economía: Una introducción al neoinstitucionalismo económico. México: Fondo de Cultura Económica, 1999. p. 87.

mercado, el individuo puede tomar sus decisiones de una manera racional, logrando con ello maximizar su beneficio. Dichas elecciones se toman basadas en los precios de mercado y las restricciones presupuestales, ignorándose aspectos éticos, culturales, políticos, sociales e institucionales.

- *Costos de Transacción nulos:* Lo que implica que al no existir incertidumbre en el mercado, por existir información completa, los individuos y la economía en conjunto no incurren en costos de transacción positivos, ya que las transacciones se realizan de manera libre y sin fricciones.
- *Las instituciones son variables exógenas:* Lo que implica que las instituciones no influyen en el comportamiento de los individuos ni de los mercados, ya que su objetivo es desarrollar y mantener estos últimos, permitiendo que sean reemplazadas de acuerdo a su eficiencia e ineficiencia en el proceso de intercambio.
- *Maximización del bienestar social mediante la Elección Racional:* Lo que implica que en la búsqueda de la maximización del bienestar individual (elección racional) se alcanzará la maximización del bienestar social.

Basados en esta breve descripción del modelo neoclásico, en la tercera parte nos centraremos en el análisis desarrollado por la escuela neoinstitucional sobre de las debilidades del mismo para explicar el desempeño de los mercados imperfectos.

1.4 EL MODELO NEOINSTITUCIONALISTA

El modelo neoclásico se encuentra soportado sobre una serie de supuestos que le permiten obtener el grado de simplificación necesario para explicar y predecir el comportamiento de economías regidas por el mercado, en donde la oferta y la demanda se equilibran y el uso de los factores alcanza el mejor óptimo posible.

Sin embargo, en las economías reales el equilibrio neoclásico no logra alcanzarse, debido a la presencia de imperfecciones que contradicen los supuestos marginalistas e impiden una eficiente asignación de recursos y factores. Éste fenómeno es el centro del análisis neoinstitucional y la fuente del cuerpo teórico construido por ésta escuela del pensamiento económico.

1.4.1 El problema de la Información y la racionalidad limitada del individuo. Para los teóricos del neoinstitucionalismo la información es uno de los bienes más importantes del sistema económico; su presencia hace posible la existencia de los mercados, debido a que influye el comportamiento y las elecciones que los individuos y las empresas toman en los procesos de intercambio económico, social y político.

“La información es el lubricante más importante del intercambio, sin ella no sabríamos de la existencia de mercados, productores, consumidores, bienes y servicios, precios, calidades, tecnologías y costos.”⁴

Para los neoclásicos, la información es completa, gratuita y sin restricciones. Sin embargo, en los mercados reales la información rara vez es completa, perfecta y de libre acceso para todos los participantes; al contrario, es escasa

y de difícil acceso, por lo que su obtención conlleva un costo adicional inevitable, debido al carácter indispensable que tiene en la toma de decisiones.

“La información es incompleta, imperfecta y costosa, es decir, adquirir información involucra costos en términos de tiempo y recursos. Esto limita la cantidad de información que cualquier individuo posee o desea poseer. Los individuos racionales sólo adquirirán información hasta el punto en el cual los costos marginales y los beneficios atribuidos a la adquisición de información sean iguales.”⁵

Es precisamente éste costo, el que no reconoce la escuela neoclásica; sin embargo, su existencia e influencia es bien apreciable en el desempeño de los mercados, pues determina la conducta y las elecciones de los individuos en el intercambio. Los costos de información se originan en dos tipos de problemas: la *información incompleta* y la *información asimétrica*.

Según José Ayala, la información incompleta “... surge cuando los precios de mercado no transmiten toda la información que se requiere para llevar a cabo el intercambio.”⁶, lo que ocasiona mayor incertidumbre en los agentes, genera un ambiente de mayor riesgo para los intercambios e inhibe la iniciativa empresarial de los individuos.

La información asimétrica se relaciona con los problemas originados en la distribución desigual de la información entre individuos y organizaciones. Éste fenómeno genera desequilibrios en el proceso de intercambio, al aumentar la desconfianza y dar cabida a comportamientos oportunistas entre los agentes.

⁴ Ibid., p. 134.

⁵ Ibid., p. 90.

“La información asimétrica significa que la información se encontrará fragmentada, lo cual introduce incertidumbre y un margen mayor para que los individuos cometan errores de cálculo.”⁷

Cuando los agentes se enfrentan a estos problemas de información son más propensos a asumir conductas oportunistas como la selección adversa, el riesgo moral y la aversión al riesgo; los cuales afectan su capacidad acción en el mercado y los lleva a tomar decisiones poco beneficiosas.

De acuerdo al supuesto conductual marginalista, cuando los individuos se enfrentan al conjunto de elecciones que el mercado les ofrece, están en capacidad de tomar las decisiones racionales más acertadas para maximizar su utilidad, gracias a que poseen la información necesaria y tienen los modelos subjetivos adecuados: *El individuo es racional y egoísta en todo momento.*

Sin embargo, debido a las fallas de mercado antes expuestas, los individuos rara vez pueden tomar decisiones completamente racionales. Desde el punto de vista de North⁸, los individuos no manejan una racionalidad de tipo perfecto, más bien actúan bajo una *racionalidad individual imperfecta o procesal* (Bounded Rationality), ocasionada por las restricciones del medio en el que se desenvuelven y las limitaciones mentales fruto de los modelos ideológicos heredados culturalmente. El resultado final es que las personas no siempre logran maximizar su bienestar.

⁶ Ibid., p. 139.

⁷ Ibid., p. 144.

⁸ NORTH, Douglass C. Instituciones, cambio institucional y desempeño económico. México: Fondo de Cultura Económica, 1993.

A este respecto, en una cita hecha por Ayala, H. Simon argumenta que “... *los individuos no son capaces de tomar todos los pasos para ser racionales porque existen restricciones de cálculo, por lo que predomina la racionalidad limitada, porque los individuos sólo son racionales hasta cierto punto; entonces no necesariamente maximizan su función de utilidad porque no son capaces que conocer y ordenar todas las alternativas, es decir sólo se puede satisfacer un cierto nivel de utilidad.*”⁹

La *racionalidad limitada* llevará a idear estrategias más complejas que permitan analizar, descartar y elegir las alternativas mas ventajosas que ofrece el mercado, con el objeto de disminuir la incertidumbre y el riesgo. Necesariamente esto generará mayores costos en los procesos de toma de decisión y en el intercambio como un todo.

Éstos costos estarán representados en la obtención de información veraz y oportuna, en la creación de instituciones que regulen el intercambio y vigilen los acuerdos, en la innovación de tecnologías que permitan mayor exactitud en la medición y valoración de los bienes y/o servicios, y en fin, en el establecimiento de una infraestructura legal, política y económica que asegure el normal funcionamiento del mercado.

1.4.2 Los costos de transacción. Los costos en el modelo neoclásico se relacionan principalmente con los costos de producción, los cuales al ser determinados por la tecnología empleada son fáciles de conocer y manipular para lograr la maximización de los beneficios económicos. De esta forma, el modelo descarta la existencia de otro tipo de costos que puedan alterar la eficiencia del mercado.

Según Ayala, el intercambio neoclásico: “... *ocurre en el vacío, es decir, sin la*

⁹ SIMON, H. Reason in Human Affairs, citado por AYALA, José. Op., cit., p.119.

necesidad de instituciones, derechos de propiedad, contratos, cumplimiento de las instituciones, [...] los costos de transacción son inexistentes, la coordinación económica es espontánea, la información es gratuita, las acciones colectivas innecesarias y las políticas e intervenciones públicas redundantes.”¹⁰

Por el contrario, la escuela neoinstitucional reconoce la existencia de otro tipo de costos dentro del sistema económico: los llamados *costos de transacción*. Estos se originan en los múltiples problemas que los individuos deben enfrentar para participar en el mercado.

“Los costes de transacción, entonces, representan el esfuerzo económico que los agentes deben hacer para intervenir en el sistema de transacciones reglado en un mercado específico.”¹¹

La diferencia crucial entre los *costos de producción* y los *costos de transacción*, es que los primeros, al estar determinados por el desarrollo tecnológico, tienden a ser iguales en todos los mercados, lo que facilita y unifica las estrategias encaminadas a disminuirlos. En cambio, los costos de transacción, al depender de las características institucionales particulares de cada mercado, tienden a ser diferentes, por lo que cada sociedad deberá diseñar estrategias propias para disminuirlos y facilitar el intercambio económico y político.

La *transacción* para los neoinstitucionalistas va más allá del intercambio simple de bienes y servicios, se relaciona más bien con la negociación de los derechos sobre dichos bienes. Según Thráinn Eggertsson, “...los costes de transacción son los que surgen cuando los individuos intercambian derechos

¹⁰ Ibid., p. 99.

¹¹ YÁNEZ, Op. cit., p. 2.

de propiedad sobre los activos económicos y ejercen sus derechos exclusivos."¹²

Los costos generados de la transferencia de derechos de propiedad, son consecuencia de la definición, protección y vigilancia de los derechos que adquieren los individuos en el intercambio de los bienes y servicios transados. La fuente más importante de estos costos, según D. North, son los de adquirir y procesar la información necesaria para llevar a cabo la transacción.

*"Los costos de la información son la clave de los costos de la negociación [transacción], que se componen de los costos de medir los atributos valiosos de lo que está intercambiando y los costos de proteger y de hacer cumplir compulsivamente los acuerdos. Estas mediciones y esta compulsión tienen costos que son fuentes de instituciones sociales, políticas y económicas."*¹³

Los costos de medición se originan en la necesidad de establecer un valor de cambio definido para cada uno de los bienes o servicios transados en el mercado, lo que se logra mediante el desarrollo de tecnologías que permitan establecer, de la forma más clara y acertada, los atributos de dichos bienes y servicios.

Inevitablemente, este tipo de tecnología tiene costos demasiado altos, lo que hace que entre más complejo sea un bien, sea más difícil e inexacto medir sus atributos. Esto obliga a los mercados a emplear sustitutos imperfectos como marcas, patentes o garantías, para generar confianza en los agentes y reducir el costo de la negociación.

¹² EGGERTSSON, Thráinn. El comportamiento económico y las instituciones. Madrid: Alianza Editorial, 1995. p. 24.

Los costos de hacer cumplir los acuerdos, hacen referencia al andamiaje institucional creado para que los agentes respeten y cumplan los contratos establecidos *ex ante*, durante y *ex post* del intercambio. Su objetivo es aumentar la confianza y estimular la participación de los agentes en el mercado, motivándolos a establecer procesos de coordinación y cooperación mutua.

Si los costos de transacción llegasen a ser más altos que los beneficios obtenidos del intercambio, los agentes no tendrán incentivos para participar en el mercado. *“En general, una economía que opera con costos de transacción muy altos será ineficiente y poco equitativa.”*¹⁴

Ante esta posibilidad, las sociedades, a lo largo de la historia, han ideado una serie de *Instituciones* encargadas de regular y vigilar el intercambio, cuyo propósito principal es el de disminuir o atenuar los costos de transacción para lograr un mejor desempeño de la economía.

1.4.3 El papel de las instituciones y las organizaciones. El modelo neoinstitucional define dos categorías importantes dentro del funcionamiento de los mercados, hablamos de las *Instituciones* y las *Organizaciones*.

Las *instituciones* son creaciones de la sociedad encaminadas a eliminar o mitigar las fallas de mercado que originan los costos de transacción. Su función es la de reglamentar, operativizar, fiscalizar y dirigir el intercambio.

En palabras de Douglass North las *instituciones* son *“...las reglas del juego en una sociedad o, más formalmente, son las limitaciones ideadas por el hombre que dan forma a la interacción humana. Por consiguiente,*

¹³ NORTH, Op. Cit., p. 43.

¹⁴ AYÁLA, Op. Cit., p. 359.

*estructuran incentivos en el intercambio humano, sea político, social o económico.*¹⁵

Ellas se encargan de establecer una estructura económica, social y política estable, que genere los incentivos necesarios para que los individuos actúen en el mercado a un bajo costo. *“En el sentido más amplio del término, las instituciones son el conjunto de reglas que articulan y organizan las interacciones económicas, sociales y políticas entre los individuos y los grupos sociales.”*¹⁶

Para la escuela neoclásica, las instituciones son una variable exógena que no altera ni influye los patrones de elección de los individuos. Su papel es reforzar temporalmente las funciones del mercado y necesariamente desaparecerán o serán reemplazadas sin generar ningún efecto permanente o temporal en el sistema económico.

Sin embargo, las instituciones sí son permanentes dentro del funcionamiento de las sociedades, sin ellas no sería posible el intercambio económico, político y social. Según North: *“La función principal de las instituciones en toda sociedad es reducir la incertidumbre estableciendo una estructura estable (pero no necesariamente eficiente) de la interacción humana.”*¹⁷

A ésta estructura se le conoce como *Marco de Restricciones Institucionales*, que se encarga de limitar el conjunto de elecciones que los individuos pueden tomar para maximizar su beneficio. Su función es señalar los incentivos y las restricciones para participar en el mercado; para lo cual fija los derechos, las retribuciones, las prohibiciones y las sanciones que individuos y organizaciones deben afrontar por sus actuaciones.

¹⁵ NORTH, Op. Cit., p. 13.

¹⁶ AYÁLA, Op. Cit., p. 60.

En otras palabras, establece el orden institucional, entendido “... como un marco de reglas formales e informales que orientan el comportamiento individual en una dirección específica.”¹⁸

Las *instituciones formales e informales* son las restricciones que limitan el accionar humano y dan estabilidad al marco institucional a través del tiempo. Las *instituciones formales* “... son las reglas escritas en las leyes y reglamentos, y son construcciones expresamente creadas por los individuos para encarar problemas específicos de coordinación económica, social y política.”¹⁹

Su origen se debe a la evolución de las sociedades hacia estructuras más complejas. Se encuentran representadas en la legislación y el ordenamiento escrito de los pueblos y son producto de la negociación política entre los grupos de poder. Su objetivo es solucionar problemas específicos que atañen a toda la sociedad, por lo que su cumplimiento es de carácter obligatorio y su aplicación se hace de manera coercitiva por parte del Estado.

Por su parte las *instituciones informales* “... son las reglas no escritas, que se van acumulando a lo largo del tiempo, y quedan registradas en los usos y costumbres.”²⁰

Se originan en las limitaciones que imponen las sociedades a sus miembros con el propósito de dar una estructura sólida a las relaciones interpersonales. Se transmite por herencia, aunque pueden ser aprendidas, imitadas y moldeadas por los individuos. Su finalidad es reglamentar la conducta

¹⁷ NORTH, Op. Cit., p. 16.

¹⁸ YÁNEZ, Op. Cit., p. 3.

¹⁹ AYÁLA, Op. Cit., p. 66.

²⁰ Ibid, p. 67.

individual para mantener el orden y la dinámica social; por ello son de carácter autocumplido y su violación conlleva sanciones morales y privadas.

Estos dos tipos de instituciones se complementan y autoreforza. En palabras de North, *“La combinación de las reglas constitucionales con los códigos éticos y morales asociados es la que genera la estabilidad de las instituciones y las hace reacias al cambio”*²¹

El proceso de creación, cambio y adopción del marco institucional no es fortuito; al contrario, es producto de la concertación, socialización, aprendizaje y transmisión cultural de los pueblos. Por esta razón, las reformas hechas a las limitaciones formales no producirán cambios inmediatos en las limitaciones informales. El cambio se dará de forma incremental.²²

Las instituciones son invariables y estáticas a corto plazo; sin embargo, la presión constante de las *organizaciones* sobre el marco institucional lleva a que se altere incrementalmente su estructura, permitiendo cambios a largo plazo.

Las *organizaciones* son entidades ideadas por el hombre *“... con el propósito de maximizar la riqueza, el ingreso, u otros objetivos definidos por las oportunidades que brinda la estructura institucional de la sociedad.”*²³

Al ser grupos políticos, sociales y/o económicos, las organizaciones poseen el poder de negociación y movilización necesario para facilitar o truncar el funcionamiento del mercado.

²¹ NORTH, Douglass. Estructura y cambio en la historia económica. Madrid: Alianza Editorial. 1984. p. 231.

²² NORTH, Instituciones, cambio institucional y desempeño económico, Op. Cit., p. 120.

²³ NORTH, Instituciones, cambio institucional y desempeño económico, Op. Cit., p. 99.

Su importancia radica en que permiten superar las debilidades de la actuación individual; ya que *“...son mecanismos superiores para lograr la coordinación y cooperación en el intercambio, superando ampliamente los alcances limitados de las acciones individuales.”*²⁴

En otras palabras, disminuyen los costos que los individuos deben asumir en el proceso de intercambio, mediante el empleo de habilidades, estrategias, conocimientos y tecnologías que únicamente pueden ser asumidas colectivamente.

Como vemos, la interrelación entre las instituciones y las organizaciones es recíproca y constante, por esta razón la dirección evolutiva de la sociedad estará determinada por las limitaciones e incentivos que ofrezca el marco institucional y la dinámica que las organizaciones desarrollen dentro de ésta estructura.

1.4.4 La importancia de los derechos de propiedad. Los *derechos de propiedad*, son una de las instituciones más importantes para el desarrollo económico, político y social de los pueblos; su definición y existencia determina las acciones que tanto individuos como organizaciones tomarán para lograr sus objetivos en el mercado.

En palabras de Eduardo Wiesner, *“...los derechos de propiedad son las reglas del juego de la competencia. Sin derechos de propiedad que sean claros, medibles, inequívocos y transferibles a bajos costos, es muy difícil que haya mercados.”*²⁵

²⁴ AYÁLA, Op. cit., p. 295.

Esto se debe a que en toda transacción tanto comprador como vendedor deben tener claridad y seguridad de los bienes y servicios que intercambian, lo que sólo será posible si las características y el valor de dichos bienes se encuentran claramente definidas y su propiedad está perfectamente establecida y protegida por la ley.

Estas garantías son las que suministra el sistema de derechos de propiedad, al reconocer los derechos que poseen los individuos, frente a la sociedad, de utilizar los recursos de su propiedad para beneficio personal.

Según North: *"Los derechos de propiedad son derechos que los individuos se apropian sobre su propio trabajo y sobre los bienes y servicios que poseen. La apropiación es una función de normas legales, de formas organizacionales, de cumplimiento obligatorio y de normas de conducta, es decir, el marco institucional."*²⁶

Lo anterior implica que los individuos pueden emplear libremente sus bienes para obtener ganancias sobre los mismos, ya sea mediante su transferencia, parcial o total, a otros individuos en el mercado. De esta manera los derechos de propiedad facilitan el intercambio y la producción al permitir utilizar los bienes o servicios en forma de activos.

Por esta razón, *"El derecho de propiedad es uno de los mecanismos más decisivos en la asignación de recursos, es decir, quienes detentan el derecho sobre ciertos recursos tienen el poder de utilizar (o no) dicho recurso, producirlo, ofrecerlo, venderlo, etc., con la única restricción de no afectar a terceros."*²⁷

²⁵ WIESNER DURAN, Eduardo. La efectividad de las políticas públicas en Colombia: un análisis Neoinstitucional. Bogotá : Tercer Mundo Editores, 1997. p. 8.

²⁶ NORTH, Instituciones, cambio institucional y desempeño económico, Op. Cit., p. 51.

²⁷ AYÁLA, Op. cit. p. 234.

Sin embargo, el establecimiento del sistema de derechos de propiedad es un proceso costoso, porque requiere del suministro de información exacta sobre las características de los bienes y servicios transados, así como del establecimiento de un sistema legal y coercitivo que garantice la protección y el respeto de los derechos adquiridos.

Por otra parte los derechos de propiedad no siempre serán eficientes, ni conducirán al crecimiento económico. Esto se debe principalmente a que son el producto de un proceso político de negociación, en el cual predominan los intereses particulares y las fallas de mercado.

"La eficiencia del mercado político es la clave de esta cuestión. Sucede, empero, que los elevados costos de transacción de mercados políticos y las percepciones subjetivas de los actores con frecuencia han dado por resultado derechos de propiedad que no inducen el crecimiento económico..."²⁸

Además, debe tenerse en cuenta que el sistema de derechos de propiedad define la estructura del poder económico y político dentro de una economía dada; por lo que las organizaciones destinarán recursos y esfuerzos para su modificación o conservación.

"El sistema de derechos de propiedad engendra una peculiar estructura de poder económico y político, puesto que los agentes derivan su poder de su posición relativa en la estructura de propiedad y de la asignación y distribución de recursos."²⁹

²⁸ NORTH, Instituciones, cambio institucional y desempeño económico, Op. Cit., p. 73.

²⁹ AYÁLA, Op. cit., p. 232.

Teniendo en cuenta que los derechos de propiedad son producto de la negociación colectiva, podemos considerar su establecimiento como un *contrato* suscrito entre todas las fuerzas participantes en el mercado; en el cual se reconocen, respetan y protegen los derechos otorgados a los individuos y a las organizaciones sobre la propiedad.

1.4.5 El papel del contrato, el sistema legal y el Estado. El *contrato* ha sido la institución económica más relevante para el cumplimiento de los derechos de propiedad. Su desarrollo, ha permitido la funcionalidad del sistema económico de mercado, gracias a la disminución de la incertidumbre y el riesgo inherentes al intercambio.

“Los contratos reflejarán la estructura incentivo-desincentivo encastrado en la estructura de derechos de propiedad (y las características de cumplimientos obligatorios); por consiguiente el conjunto de oportunidades de los participantes y las formas de organización que ideen en contratos específicos se derivarán de la estructura de los derechos de propiedad.”³⁰

En otras palabras, el contrato materializa el marco institucional en los intercambios desarrollados por los agentes. Por medio de él, las partes de la negociación establecen las condiciones que mediarán la transacción y favorecerán los intereses de cada una, restringiendo la posibilidad de actitudes oportunistas y alcanzando soluciones mutuamente beneficiosas.

En palabras de Luis de Sebastián, *“Un contrato especifica que las dos partes deben hacer algo para lograr objetivos definidos de común acuerdo, contiene una disposición de incentivos para que cada parte haga lo que ambos esperan de ella, e implica que el cumplimiento es obligatorio y que el no cumplimiento coloca a la parte que no cumple en desventaja y sujeta a*

*sanciones que pueden imponer terceras partes”.*³¹

Desafortunadamente, el establecimiento del contrato, por sí sólo, no logra superar todas las fallas del mercado. Los problemas de información y la racionalidad limitada de los individuos los hace imperfectos e incompletos al no poder cubrir todas las eventualidades que dificultarían el intercambio a largo plazo.³²

Para que el contrato pueda considerarse completo, deberá estar en capacidad de prever, describir e identificar todas las posibles contingencias que pudieran surgir durante su ejecución y que podrían exigir la modificación de sus términos. Así mismo, deberá determinar el curso de acción que se tomará en caso de producirse alguna de las contingencias previstas, al igual que los pagos que deban hacerse. Por último, las partes deberán estar en la posibilidad de vigilar el cumplimiento de los términos y/o de hacerlos cumplir en caso de violación.³³

Sin embargo, estas condiciones no llegan a cumplirse a cabalidad en los mercados reales; por lo que los contratos siempre estarán expuestos al oportunismo y el incumplimiento. Lo que ocasionará que los individuos los repudien cuando consideren que se encuentran en desventaja con respecto a la parte contraria.

Esta situación lleva a la necesidad de obligar el cumplimiento de los contratos, como medio para disminuir la incertidumbre, fomentar la

³⁰ NORTH, Instituciones, cambio institucional y desempeño económico, Op. Cit., p. 74.

³¹ DE SEBASTIÁN, Luis. La participación como mecanismo contractual en las políticas sociales. Washington D. C.: Banco Interamericano de Desarrollo, 1997. p. 7.

³² AYÁLA, Op. cit., p. 269.

³³ DE SEBASTIÁN, Op. cit., p. 23.

participación de los agentes y permitir el intercambio a largo plazo, función que recae en el sistema legal establecido por el marco institucional.

“El sistema legal protege los arreglos institucionales y sociales que hacen viable la producción y la distribución. La protección de los derechos individuales tiene como resultado la creación de condiciones para la cooperación y obtención de las ventajas mutuas que se derivan del intercambio y la división social del trabajo. Gracias a la existencia de las leyes se distribuyen los costos y beneficios involucrados en toda transacción, y a su vez los agentes se involucran en el intercambio porque el sistema jurídico promete imparcialidad y justicia para todos, lo cual representa un poderoso incentivo para muchas actividades mercantiles.”³⁴

Esta estructura es el resultado de la acumulación de experiencias de los agentes en el mercado y del deseo de establecer un marco regulatorio confiable sobre las transacciones que realizan, con el fin de proteger sus inversiones y asegurar las ganancias del intercambio. En un principio se definió como un sistema de normas informales, pero a medida que se ampliaron y especializaron los mercados se hizo necesario crear un cuerpo más formal de normas (constituciones, códigos, leyes, cortes, etc).

“... la función de las leyes y las instituciones es restringir, pero a la vez moldean la conducta de los individuos, sus concepciones y sus deseos, además liberan y dan poder a los individuos para actuar de acuerdo con sus preferencias.”³⁵

El desempeño de la economía dependerá directamente del tipo de estructura legal que la rija; *“... por que diferentes estructuras legales conducen a*

³⁴ AYÁLA, Op. cit., p. 318.

³⁵ Ibid., p. 330.

*diferentes tipos de desempeño económico, y distintas configuraciones legales, incluyendo definiciones y asignaciones de derechos diversos, conducen a diferentes resultados económicos.*³⁶

Sin embargo, el sistema legal, por si solo, no garantiza la eficiencia del mercado, requiere de la existencia del Estado como una superestructura garante de su vigilancia y cumplimiento.

*"El cumplimiento obligatorio por una tercera parte significa el desarrollo del Estado como una fuerza coercitiva capaz de monitorear derechos de propiedad y hacer cumplir contratos..."*³⁷

Para cumplir eficientemente estos objetivos, el Estado debe ser capaz de hacerlo a un costo más bajo que el que asumirían los agentes y las organizaciones a nivel individual.

*"...el cumplimiento obligatorio por una tercera parte requiere de una parte neutral con la aptitud de poder medir, sin costo, los atributos de un contrato y, también, sin costo alguno hacer cumplir los acuerdos de tal modo que la parte ofensora siempre tuviera que compensar a la parte dañada en forma tal que le resultara muy costoso violar el contrato."*³⁸

*De esta manera "... el Estado define, identifica y previene los riesgos, como parte esencial de su poder privativo; así mismo, fija las sanciones, penas, multas, etc., y aplica reglas de conducta obligatorias para todos los individuos en la sociedad."*³⁹

³⁶ Ibid., p. 342.

³⁷ NORTH, Instituciones, cambio institucional y desempeño económico, Op. Cit., p. 82.

³⁸ NORTH, Op. cit., p. 81.

³⁹ AYÁLA, Op. cit., p. 230.

Ahora bien, la sola existencia del Estado tampoco garantiza el funcionamiento eficiente de los mercados. La razón es que al ser el Estado una organización en si misma, sus miembros tienen funciones de utilidad propias que influyen la toma de decisiones, las cuales estarán basadas más en intereses personales que en los colectivos.

“En pocas palabras, si el Estado posee la fuerza coercitiva, entonces quienes rijan al Estado usarán esa fuerza en su propio interés a expensas del resto de la sociedad.”⁴⁰

De todas maneras, el éxito del sistema legal y de la estructura de derechos de propiedad, dependerá de la gestión del Estado para lograr su acceso, conocimiento y aceptación por parte de los agentes y las organizaciones; al igual que de su esfuerzo por darles credibilidad mediante la su eficiencia, imparcialidad y justicia.

1.4.6 El cambio institucional y su papel en el crecimiento o estancamiento económico. Hasta ahora hemos analizado las debilidades de los supuestos del modelo neoclásico para explicar el funcionamiento de los mercados reales, en donde los *costos de transacción* cumplen indudablemente un papel fundamental.

Sabemos, entonces, que los *costos de transacción* son el origen de las *instituciones económicas y políticas* y que éstas, a su vez, tienen la finalidad de reducir el impacto de dichos costos sobre el mercado, fomentando la eficiencia en el intercambio político y económico.

“Las instituciones surgen, entonces, para administrar y negociar situaciones especiales. Surgen para ayudar a que los mercados funcionen;

*suministrando más y mejor información; creando marcos legales sobre, por ejemplo, derechos de propiedad; tratando de reducir los costos de transacciones; estableciendo estructuras organizacionales para hacer más eficientes algunas actividades y, en fin, para ayudar a la 'mano invisible'.*⁴¹

El problema radica en que las instituciones no siempre son eficientes al momento promover el crecimiento y desarrollo económico, debido a que en ocasiones sus estructuras de incentivos están orientadas hacia comportamientos predatorios y oportunistas, dando como resultado sistemas económicos estancados.

La explicación a esto, es que las *instituciones* son el resultado de la negociación política generada entre las organizaciones que participan en el mercado; proceso en el que los grupos con mayor poder de negociación logran imponer sus propios intereses, aunque no necesariamente sean los más apropiados para generar estructuras productivas eficientes.

*"Las instituciones no son creadas por fuerza ni tampoco para ser eficientes socialmente; más bien estas instituciones, o cuando menos las reglas formales, son hechas para servir los intereses de quienes tienen el poder de negociación para idear nuevas normas."*⁴²

Como producto de esta negociación, se establece el *marco de restricciones institucionales* ideado para favorecer los intereses de los grupos ganadores; el cual definirá los incentivos que guiarán el crecimiento económico, lo que North llamó *vía de dependencia institucional*. En otras palabras, se establece la dirección que seguirá el desarrollo económico, político y social de los pueblos a través de la historia.

⁴⁰ NORTH, Instituciones, cambio institucional y desempeño económico, Op. Cit., p. 82.

⁴¹ WIESNER; Op. cit., p. 111.

“La vía de la dependencia significa que la historia importa. No podemos entender las elecciones de nuestros días (y definir las en el modelamiento del desempeño económico) sin trazar la evolución incremental de las instituciones.”⁴³

De acuerdo a North, la vía de la dependencia explicaría, en parte, las diferencias existentes en el desarrollo económico de las naciones; las que tendrían su origen en los marcos institucionales adoptados originalmente por dichas sociedades y el papel que desempeñaron en la definición de los modelos ideológicos y subjetivos determinantes del comportamiento de los agentes.

“Recordemos la naturaleza de las utilidades crecientes de la matriz institucional hecha de un complejo de normas interdependientes y de limitaciones informales que en total determinan el desempeño económico; cambios individuales y específicos en las limitaciones formales o informales ciertamente pueden cambiar la historia aunque en su mayor parte no invierten su dirección.”⁴⁴

Por esta razón, el *cambio institucional* es un proceso lento y gradual, motivado principalmente por los cambios en los precios relativos (debidos a los cambios en la tecnología y en las preferencias), que llevarán a los agentes a alterar la estructura institucional en su beneficio.

⁴² NORTH, Instituciones, cambio institucional y desempeño económico, Op. Cit., p. 29.

⁴³ NORTH, Instituciones, cambio institucional y desempeño económico, Op. Cit., p. 131.

⁴⁴ NORTH, Instituciones, cambio institucional y desempeño económico, Op. Cit., p. 131.

“Un cambio en los precios relativos induce a una o ambas partes a un cambio, sea político o económico, por considerar que ambas partes o una de ellas podría pasarla mejor con un acuerdo o contrato alterado.”⁴⁵

Sin embargo, North agrega que: *“... habrá grandes cambios en el marco institucional formal sólo cuando alterar las reglas formales signifique mejorar el interés de quienes tienen suficiente capacidad de negociación.”⁴⁶*

Como vemos, el proceso de *innovación institucional* es conflictivo, difícil y a largo plazo como consecuencia de la diversidad de intereses en juego; situación que complica el logro de soluciones cooperativas y eficientes que beneficien a todos los participantes.

Los cambios logrados en el marco institucional alteran la estructura de poder de la sociedad, afectando a unos y beneficiando a otros, por esa razón se requiere que el proceso de negociación sea participativo y consensual, para garantizar la legalidad y legitimidad de las nuevas instituciones.

“El cambio institucional tiene como objetivo definir nuevos derechos, reducir los costos de transacción, atenuar problemas de información (oportunismo) y la reestructuración organizacional. El proceso de cambio está mediado por un proceso político que tiene dos caras: el aprendizaje y la internalización de las nuevas instituciones y su operación y manipulación.”⁴⁷

Aquí es donde el papel del Estado se hace más importante, por considerar que debe ser el mediador de la negociación entre las organizaciones y el garante del cumplimiento del nuevo marco institucional. Sin embargo, no se debe olvidar la responsabilidad que el mercado político tiene en muchas de

⁴⁵ NORTH, Instituciones, cambio institucional y desempeño económico, Op. Cit., p. 114.

⁴⁶ NORTH, Instituciones, cambio institucional y desempeño económico, Op. Cit., p. 94.

las imperfecciones del mercado económico, debido a la toma de decisiones bajo la luz del interés particular en contra del interés colectivo.

“Existen, por lo tanto, los escogimientos públicos. [...] estos escogimientos reflejan más los intereses racionales de quienes toman las decisiones públicas que los de aquellos a quienes se supone que benefician esas decisiones.”⁴⁸

En conclusión, el marco institucional es el resultado histórico de un proceso de concertación entre las organizaciones y los agentes participantes en el mercado. Su solidez se debe a la estabilidad de las restricciones informales y al papel que juega ideología en el comportamiento humano.

Sin embargo, en la medida que los agentes ven la posibilidad de alterar el marco de restricciones a su favor, se irán dando ajustes marginales en el mismo; los cuales a largo plazo establecerán cambios de consideración en la estructura institucional.

Finalmente, sólo cuando el marco institucional establece y promueve el cumplimiento de derechos de propiedad claros y democráticos, incentiva la creación de riqueza mediante el fomento de actividades productivas, genera comportamientos cooperativos y coordinados entre los agentes, favorece la equidad y la igualdad en el intercambio, alienta la competencia en el mercado y fortalece el respeto a las leyes, las economías emprenderá la vía del crecimiento y del desarrollo económico.

⁴⁷ AYÁLA, Op. cit., p. 356.

⁴⁸ WIESNER, Op. cit., p. 119.

1.5 LA POLÍTICA PETROLERA COLOMBIANA: UNA VISIÓN INSTITUCIONAL

En este apartado nos propondremos justificar las razones por las cuales consideramos que el marco teórico antes expuesto ofrece las herramientas necesarias para analizar la política petrolera colombiana y poder comprender la dinámica de desarrollo que la industria ha tenido a lo largo del periodo 1970 – 1999.

Para un sistema económico como el capitalista, el sector energético es un área clave para alcanzar los objetivos de crecimiento y desarrollo deseados por la sociedad. Sin embargo, la obtención de energía abundante y barata en la mayoría de los casos no es posible, haciendo de ésta un bien costoso por su escasez y alta demanda. Esta afirmación es más evidente si la fuente energética empleada es un recurso natural no renovable como los hidrocarburos.

Todo el desarrollo de la economía mundial del siglo XX giró en torno a la utilización de petróleo como fuente energética de primer orden. Precisamente esta importancia de los hidrocarburos es la que permitió el desarrollo de un complejo mercado mundial, el cual se encuentra sustentado sobre un imbricado sistema de normas legales, instituciones políticas, organizaciones de comercio, redes financieras y una muy bien articulada infraestructura tecnológica y de transporte.

Los principales actores de este mercado son los países productores de hidrocarburos y los países consumidores, los cuales, a lo largo de los años, han ido dando forma a la estructura institucional que rige la dinámica de la actual industria petrolera mundial.

Los países productores de hidrocarburos, han luchado desde el principio de la industria por obtener la retribución económica justa por la venta de este valioso recurso. Con este fin, las naciones poseedoras de las más altas reservas conformaron un bloque unificado de productores llamado OPEP, con el objetivo de poder controlar el precio del crudo en el mercado por la vía de la oferta.

En cuanto a los países consumidores, han optado también por organizarse buscando la manera de regular el mercado y establecer normas para el comercio de crudo. Por otra parte, algunos de estos países han constituido compañías petroleras, de carácter nacional o privado, encargadas de negociar con los países productores la explotación de sus hidrocarburos, como una forma de asegurar el abastecimiento de su demanda.

La complejidad de esta situación se encuentra en que mientras el primer grupo cuenta con el recurso natural, es el segundo quien, la mayoría de las veces, cuenta con el capital de inversión y la tecnología necesaria para su extracción y transporte.

Esta descripción del mercado mundial es de gran importancia al momento de analizar la estructura institucional del sector petrolero colombiano, ya que internamente se presentan los mismos conflictos de intereses entre los actores ya mencionados, no obstante, las diferencias propias de cada país en los aspectos políticos, económicos, sociales y culturales.

Son estas diferencias las que definen la manera como se organizará y funcionará el sector dentro del sistema económico. Por esta razón, para comprender su desempeño se debe antes conocer como actúan los grupos que representan estas fuerzas, cuales son sus intereses, como se financian,

cuanto poder de negociación manejan, que beneficios obtienen de su accionar.

Para realizar este tipo de análisis se requiere entonces de un modelo teórico como el desarrollado por el Neoinstitucionalismo, ya que provee de las herramientas necesarias para efectuar el estudio de una estructura tan compleja como la del sector petrolero.

Mediante el empleo de este modelo podríamos identificar los grupos de poder que participan en la construcción del marco institucional del sector, así como la forma en la que se desarrolla la negociación del mismo y la capacidad negociadora de cada uno de estos agentes. En este análisis es importante estudiar el papel que desempeña Ecopetrol y las relaciones que establece con las compañías petroleras, las demás entidades estatales y los diferentes grupos que participan en el sector.

A este respecto, el modelo neoinstitucional nos proporciona una teoría del comportamiento que asumen tanto individuos como organizaciones al participar en un mercado con imperfecciones -como es el caso del petrolero-, dónde se adaptan a las ventajas y restricciones que define el marco institucional mediante el empleo de estrategias que les permitan obtener el máximo beneficio de las decisiones que toman en un ambiente de alta incertidumbre y riesgo.

El riesgo en este sector se relaciona con las probabilidades de hallar campos comerciales de hidrocarburos en las áreas a contratar, lo cual es un proceso que requiere de cuantiosas inversiones en tecnología, estudios, mano de obra y tiempo. Además, para el caso colombiano, existen otros factores a tener en cuenta como son la seguridad y las condiciones socio-económicas y políticas que enfrenta el país.

La incertidumbre, por su parte, esta relacionada, además de los anteriores factores, con la estructura institucional que rige al sector, caracterizada por la falta de claridad de las normas legales, por la contradicción de las decisiones oficiales entre los organismos del Estado, por la corrupción y la burocratización administrativa y por la falta de una política sectorial clara en sus objetivos y estable a largo plazo.

Según los neoinstitucionalistas, en este tipo de ambiente el comportamiento de los actores adopta actitudes que no siempre van por el camino de la eficiencia y la eficacia económica, presentándose conductas oportunistas como la de los “*rent-seekers*”, que son individuos o grupos que buscan la manera de aprovechar las debilidades institucionales para obtener beneficios económicos a costa del bienestar del resto de la sociedad.

De acuerdo a lo anterior, se podrían identificar aquellos grupos u organizaciones políticas, económicas, sociales o al margen de la ley que adoptan este tipo de comportamiento oportunista para capturar rentas que el sector de otra forma no les daría.

Otra de las fallas institucionales que se debe estudiar, se relaciona con la disponibilidad y la calidad de la información que entrega el mercado de hidrocarburos a los agentes, estableciendo si dicha información se encuentra monopolizada por algunas empresas privadas y/o entidades del Estado o si simplemente no existe, obstaculizando la toma de decisiones y frenando el crecimiento de la industria.

Una categoría importante a emplear en este análisis del sector se relaciona con la existencia de lo que los neoinstitucionalistas han llamado *Costos de Transacción del Mercado*, que como se menciono, pueden frustrar el éxito

del intercambio de bienes y servicios. La tarea entonces es identificar cuales son los costos de transacción más significativos del sector y que consecuencias traen para el normal funcionamiento del mercado.

En esta parte de la investigación se debe analizar el papel que cumplen la constitución y las leyes para reducir los costos de transacción y si en la practica su aplicación facilita o dificulta la asignación eficiente de los recursos.

Un aspecto central de este trabajo es el referente al desempeño del Contrato de Asociación y su efectividad para promover el dinamismo o el estancamiento del sector. Para ello es necesario estudiar los alcances y los límites del mismo, las modificaciones que se le han efectuado y los resultados obtenidos y la capacidad que tienen los diversos agentes, privados y estatales, para negociar modificaciones en sus características.

Debe tenerse en cuenta que los neoinstitucionalistas emplean la categoría de *Contratos Incompletos* para referirse a la dificultad que se tiene, en mercados imperfectos, para garantizar el cumplimiento de los compromisos pactados entre los agentes, debido a las fallas institucionales antes mencionadas (información incompleta, costos de transacción altos, instituciones débiles, etc). La idea es determinar hasta que punto el contrato de asociación colombiano puede considerarse un contrato incompleto, teniendo en cuenta factores como la probabilidad de que los socios participantes en la negociación adopten comportamientos oportunistas, la capacidad del contrato para garantizar el cumplimiento de los compromisos asumidos y la eficacia institucional para concretar el éxito de la negociación.

Así mismo, se debe examinar el papel del Estado colombiano como parte neutral garante del contrato de asociación. Analizando su capacidad para

vigilar y obligar el cumplimiento de los compromisos adquiridos, y garantizar el entorno institucional adecuado para llevar a cabo los objetivos de la contratación, esto es, las condiciones económicas, legales y de seguridad mínimas para que los inversionistas puedan actuar confiadamente.

Con referencia al Estado, el análisis se centrará en los efectos que tiene su dualidad institucional -como entidad garante del funcionamiento del mercado y como agente participante en la distribución de la renta petrolera- en el desempeño del sector a corto y largo plazo.

De acuerdo a lo expresado, podemos afirmar que el marco teórico adoptado por esta investigación es el más adecuado para estudiar la problemática del sector petrolero colombiano; ya que nos permite analizar la manera como históricamente se han ido construyendo las instituciones que rigen el sector, el papel que los grupos de interés han jugado en este proceso, la capacidad que el Estado ha tenido para garantizar el cumplimiento de los objetivos institucionales y el éxito o el fracaso que ha tenido el país en la definición de una política sectorial que impulse la industria petrolera como un sector que genere riqueza en vez de redistribuirla.

2. LA INDUSTRIA PETROLERA COLOMBIANA: Su comportamiento en el periodo 1970 – 2000

Colombia es un país dotado de variados recursos naturales y minerales, lo cual le ha permitido mantener una economía diversificada y hasta cierto punto autosuficiente. Entre esos recursos el petróleo es uno de los más importantes, gracias al aporte energético y económico que le ha dado al crecimiento y desarrollo del país.

Indudablemente el petróleo es el energético más importante de nuestro tiempo; por esta razón, su posesión es una ventaja estratégica y su adquisición es una cuestión prioritaria para cualquier país. Afortunadamente, nuestro país cuenta con reservas importantes de este recurso, aunque no en las proporciones de los considerados *países petroleros*, como por ejemplo Arabia Saudita, Venezuela y México, si en las proporciones suficientes para suplir la demanda interna y aún para destinar excedentes a exportación.

Según los especialistas el país cuenta con 18 cuencas sedimentarias (Ver Anexo), de las cuales el 81% se localizan en el área continental y el 19% en la plataforma submarina. De acuerdo a esto, el potencial hidrocarburífero es de aproximadamente 37.000 millones de barriles de petróleo equivalente, de los cuales el 70% corresponde a hidrocarburos líquidos y el 30% restante a hidrocarburos gaseosos.⁴⁹

Sin embargo, la mayor parte de la exploración y de la explotación ha sido realizada en apenas 7 de las 18 cuencas existentes, lo que representa solamente un 37% del área potencialmente petrolífera. Esto se debe principalmente a la escasa información geológica que se tiene de la mayoría

⁴⁹ RODADO NORIEGA, Carlos. Nueva política petrolera para Colombia. Bogota: Ecopetrol, 1999. p. 9.

de las cuencas, dado el bajo nivel exploratorio. Colombia registra una cobertura de apenas dos pozos exploratorios por cada 1000 Km², en comparación con países como EE.UU. y Canadá que poseen 83 y 11 pozos exploratorios por cada 1000 Km², respectivamente.⁵⁰

Aunado a esto, en los mercados internacionales los crudos colombianos son considerados de muy buena calidad, debido a que su gravedad API se ubica entre 40 y 29 grados y su contenido de azufre es bastante bajo (0.15% - 0.50%).⁵¹

Según Carlos Rodado Noriega⁵², expresidente de Ecopetrol, la actividad petrolera hasta el año 1999 se había traducido en el descubrimiento de 7.200 millones de barriles de petróleo y en aproximadamente 12 terapiés cúbicos de gas.⁵³

Sin embargo, el desarrollo de la industria ha estado marcado por diferentes etapas de auge y detrimento, cuya dinámica se explica por la conjugación entre la situación económica y política del país y el comportamiento del mercado mundial petrolero.

El petróleo ha sido uno de los principales protagonistas de la historia colombiana del siglo XX, su gran influencia ha sido cómplice del desarrollo industrial, del movimiento obrero sindicalista, del nacionalismo arraigado, de los grupos insurgentes, de las protestas sociales, del progreso o atraso regional, del conocimiento científico - tecnológico y del poder político nacional y regional.

⁵⁰ Ibid., p. 9.

⁵¹ Ibid., p. 9.

⁵² Ibid., p. 9.

⁵³ Ibid., p. 9.

En este capítulo se hará una breve reseña de lo que ha sido la historia petrolera del país hasta nuestros días, tratando de centrarnos en los diferentes periodos que ha presentado la dinámica de la industria y el aporte que ésta ha dejado a la nación.

2.1 DINÁMICA DE LA INDUSTRIA

2.1.1 Antecedentes: 1905 – 1970. En esta primera etapa de la industria se da inicio al proceso de construcción del marco institucional que habrá de guiar el desarrollo del sector; sin embargo, la nueva estructura se caracterizará por la gran diferencia de poderes que habrá entre los agentes participantes en la negociación. Por un lado, estará un Estado con poco conocimiento de la industria y una débil capacidad negociadora y por el otro, unas compañías petroleras con el conocimiento tecnológico y empresarial suficientes para obtener grandes ventajas durante este proceso. El resultado será, entonces, un marco institucional que favorecerá enormemente los intereses de las multinacionales petroleras frente a los intereses de la nación.

La historia del petróleo en Colombia se remonta a los inicios del siglo XX, cuando se realizaron los primeros descubrimientos de crudo en el Valle del Magdalena Medio y en la región del Catatumbo. Estos hallazgos configurarían las llamadas concesión De Mares y la concesión Barco respectivamente, las cuales se convertirían en los mayores descubrimientos realizados en el país durante la primera mitad del siglo.

Estos primeros campos serían explotados bajo la figura del *contrato de concesión*, el cual fue el tipo contractual más utilizado en todos los países productores de la época. En este contrato el gobierno otorgaba a la

multinacional concesionaria la propiedad privada sobre los recursos minerales extraídos a cambio de un porcentaje de crudo o dinero correspondiente al pago de regalías (entre el 6% y el 15%).

La explotación de la concesión De Mares estuvo a cargo de la multinacional EXXON y entro en operación con los pozos Infantas (1918) y La Cira (1921). Su duración fue de 30 años y pagó una tasa de regalías del 10% (DE LA PEDRAJA; 1993; p. 24). Por su parte, la concesión Barco estuvo a cargo de la multinacional GULF OIL COMPANY y entro en operación en el año 1931. El hallazgo más significativo de ésta fue el Campo Tibú en 1940.⁵⁴

Estas dos concesiones retornaron finalmente al país y su producción aún permanece activa. Hasta 1999, los campos de Infantas y La Cira habían producido más de 700 millones de barriles de crudo y el campo Tibú aproximadamente 250 millones de barriles de crudo.⁵⁵

Otros descubrimientos importantes en este periodo se hicieron en la cuenca del Putumayo y el Catatumbo. En la primera, la multinacional Texas encontró el campo Orito (1959) y en la segunda, la Chevron encontró el campo Río Zulia (1961). Hasta 1999, estos campos habían producido 200 y 130 millones de barriles de crudo respectivamente.⁵⁶

La otra característica de este periodo fue la construcción y entrada en operación de dos refinerías. La primera de ellas, la de Barrancabermeja (1922), fue construida por la EXXON como parte de la concesión De Mares. Esta refinería tenía en principio una capacidad de 1.500 bpd y fue aumentándola hasta llegar a los 22.000 bpd antes de su reversión a la

⁵⁴ VEGALARA & ASOCIADOS. Análisis del sistema de contratación de hidrocarburos en Colombia y sus factores determinantes. Bogotá: Estrategias y Métodos, 1999. p. 2.

⁵⁵ Ibid., p. 2-3.

⁵⁶ Ibid., p. 3.

nación. La segunda, la refinería de Cartagena, que entró en operación en el año 1957 y fue construida por la empresa INTERCOL, subsidiaria de la Standard Oil Company de New Jersey.⁵⁷

Sin embargo, el acontecimiento más importante fue el relacionado con la creación, en 1951, de la Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPELROL. La cual tendría por objeto administrar los campos, el oleoducto y la refinería que la EXXON devolvería a la nación una vez concluida la concesión De Mares. Es así como por medio de la Ley 165 de 1948 se aprobó la creación de la empresa estatal.⁵⁸

Este importante logro, fue el resultado del fortalecimiento de los diferentes sectores políticos y sociales que tenían intereses en el sector, quienes gracias al conocimiento que consolidaron a lo largo de todos estos años de actividad, pudieron modificar la estructura institucional que regía la industria a favor de los intereses de la nación.

Al final de este periodo, el país había pasado de producir 0.3 millones de barriles en 1922 a producir 79.6 millones de barriles en 1970. Así mismo, las exportaciones totales entre 1926 y 1974 fueron de aproximadamente 1.057.24 millones de barriles, de un total de 1.887.44 millones de barriles producidos en el mismo periodo.⁵⁹

2.1.2 De exportador a importador: 1974 – 1985. La década del setenta trajo nuevos retos a la industria petrolera nacional, dos acontecimientos importantes redefinirán la dinámica de la industria y dejarían una huella

⁵⁷ SANABRIA, Nestor J. El desarrollo y el subsector de los hidrocarburos. Bogotá: ICAE, 1996. p. 2.

⁵⁸ DE LA PEDRAJA TOMAN, Rene. Petróleo, electricidad, carbón y política en Colombia. Bogotá: El Ancora Editores. 1993. p. 82.

⁵⁹ OTERO PRADA, Diego F. Una política de hidrocarburos para el siglo XXI. Bogotá, 1999. p. 3.

imborrable en la historia económica del país: *el cambio de régimen contractual y la pérdida de autosuficiencia petrolera*.

En 1969 el Congreso de la República ratifica la propiedad del Estado sobre los recursos naturales no renovables y asigna a Ecopetrol toda la responsabilidad del manejo de la industria petrolera del país. Así mismo, por primera vez en Colombia, se implementa el Contrato de Asociación como único instrumento contractual.⁶⁰

En el año de 1974, mediante Decreto 2310, queda abolido definitivamente el régimen de concesión, convirtiéndose el Contrato de Asociación en la única herramienta disponible para que las compañías extranjeras puedan desarrollar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el país en asocio obligado con la empresa estatal.

Esta decisión se debió principalmente a que el régimen de concesiones fue perdiendo fuerza en la medida en que los gobiernos de los países productores fueron ganando conocimiento sobre el comportamiento y manejo de la industria y a su vez fortalecieron su capacidad negociadora. La ola nacionalista que recorrió la industria a nivel mundial, empezando por Irán y continuando con México, cambio la visión de los sindicatos y de ciertos sectores políticos, dándole los argumentos necesarios para exigir una mayor parte de la renta petrolera para la nación; como también para exigir un mayor control del gobierno central sobre la industria.⁶¹

Sin embargo, a pesar de este cambio del régimen contractual, el país no pudo evitar la pérdida de su autosuficiencia petrolera, la cual fue ocasionada

⁶⁰ VEGALARA & ASOCIADOS, Op. cit., p. 5.

⁶¹ Para un mayor acercamiento a la historia de la industria petrolera colombiana durante el Régimen de Concesiones ver el libro citado de Rene de la Pedraja Tomán.

por el drástico descenso de la exploración durante las décadas del 60 y del 70, convirtiendo al país en importador neto de crudo.

De acuerdo a Fedesarrollo, durante el periodo 1961 – 1976 el promedio de pozos exploratorios perforados por año fue de 23, promedio inferior a los 34 pozos por año perforados durante el periodo 1951 – 1963.⁶²

Paradójicamente el nivel de producción no descendió durante estas décadas, al contrario éste paso de 165 KBPD en 1963 a 219 KBPD en 1970.⁶³

Estos incrementos en la producción se dieron a costa del deterioro acelerado de las reservas remanentes existentes, las cuales efectivamente pasaron de 1.235 millones de barriles en 1950 a 380 millones de barriles en 1978.⁶⁴

El resultado final fue que el país no contó con la producción de crudo necesaria para cubrir la demanda interna de combustibles, obligando a su importación (1975 – 1985) para cargar las refinerías, justo en momentos cuando se vivía el choque petrolero de los 70 que ocasionó un aumento sin precedentes en los precios del crudo.

Según Guillermo Perry⁶⁵, las importaciones de petróleo y derivados, entre 1975 y 1985, costaron US \$ 4.725 millones de dólares, cifra correspondiente al 44% de la deuda externa del país durante ese año. El valor de estas importaciones fue cubierto gracias a la bonanza cafetera que se vivió durante los años 1976 –1981, lo que evitó un mayor efecto negativo sobre la economía.

⁶² FEDESARROLLO. Petróleo y sector exportador. Bogotá: Fedesarrollo – Analdex, 1996. p. 6.

⁶³ PÉREZ BAREÑO, Leonel, Multinacionales, Estado y petróleo. El contrato de asociación en Colombia. Villavicencio: Corpes Orinoquía, 1998. p. 12.

⁶⁴ FEDESARROLLO, Op. cit., p. 6.

⁶⁵ PERRY, Guillermo. Política Petrolera: Economía y Medio Ambiente. Bogotá: Fescol – Cerec, 1992.

2.1.3 La Autosuficiencia: 1986 – 1990. Solo a mediados de la década de los 80 los nuevos contratos de asociación dieron resultados positivos. Gracias a esto se logro la reactivación de la producción de crudo y se pudo superar la crisis energética de la década anterior.

El primer gran descubrimiento de la década fue Caño Limón (1983), realizado por la multinacional OXY en la cuenca de los Llanos Orientales; este fue el primer campo gigantesco que se encontró en Colombia. Su producción plena se logró en 1986, llegando rápidamente a una tasa de 200.000 barriles por día. Hasta 1999, el campo llevaba una producción acumulada de 800 millones de barriles aproximadamente.⁶⁶

Caño Limón permitió que el país recuperara la autosuficiencia petrolera y reactivara la actividad exportadora a partir de 1986. El país paso de exportar 45.25 KBDP en 1986 a exportar 110.22 KBDP en 1990. Con ello la Balanza Comercial de Ecopetrol dejó de ser deficitaria en corto tiempo, pasando de MUS \$ (- 391) en 1980 a MUS \$ 335 en 1986.⁶⁷

Esta reactivación de la industria tuvo un gran impacto en la macroeconomía colombiana, gracias a los ingresos recibidos por las exportaciones, los impuestos y las regalías pagados por la industria y a los subsidios entregados sobre el consumo de derivados.

A partir de este momento, empieza a darse la pugna entre grupos y organizaciones interesados en obtener una parte de las rentas petroleras, para lo cual presionan a nivel del Congreso con el fin de negociar leyes que les permitan los mecanismos para acceder a estos ingresos.

⁶⁶ VEGALARA, Op. cit., p. 5.

2.1.4 Exportador neto: 1993 – 1999. Debido al descubrimiento de Caño Limón y al buen momento que pasaba la industria a nivel mundial a finales de la década del 80, se produjo un aumento en la suscripción de contratos de asociación, lo que llevo por consiguiente a un aumento en la actividad exploratoria del país. En cifras reales esto significo pasar de 35 pozos exploratorios en 1983 a 87 pozos exploratorios en 1988, año record en la historia petrolera colombiana.⁶⁸

Este auge exploratorio tuvo éxito con el descubrimiento en 1988, por parte de la Brithis Petroleum (BP), del campo de Cusiana, cuya explotación se inició en 1995, y años mas tarde con el campo de Cupiagüa en el piedemonte llanero de la cordillera occidental (Cuenca de los Llanos). Estos son los mayores campos descubiertos en Colombia y según Ecopetrol tienen reservas estimadas en alrededor de 1.400 millones de barriles.⁶⁹

A partir de ese momento, el país se convierte en un exportador neto de petróleo y la economía empieza a recibir los beneficios de esta actividad. Las exportaciones pasan de 110.22 KBDP en 1990 a un total de 148.01 KBDP en 1995 (año de inicio de la producción de Cusiana), para alcanzar su máximo nivel en 1999 con 261.50 KBDP. Esto represento ingresos por el orden de los MUS \$1.601.58 millones de dólares en 1999 en comparación con los MUS \$627.85 millones de dólares en 1991.⁷⁰

Es así como el petróleo pasa de representar en las exportaciones del país el 4% en 1980 a más del 40% en 1999. Así mismo, por concepto de

⁶⁷ Estadísticas de la Industria Petrolera / Empresa Colombiana de Petróleos. Vigésima Tercera Edición. Bogotá: ECOPETROL, 2000.

⁶⁸ SANABRIA, Op. cit., p. 3.

⁶⁹ TOVAR D., Alberto; PEREZ H., Víctor y TORRES C., Víctor J. La contratación petrolera en Colombia. En: El petróleo en Colombia . Bogotá: Ecopetrol, 2001. p. 112.

⁷⁰ ECOPETROL, Estadísticas de la industria petrolera, Op. cit.

transferencias a la nación, el sector entregó un valor superior a los \$2.6 billones de pesos. El valor agregado generado fue de US \$2.786 millones de dólares (un 3.3% del PIB de 1999).⁷¹

2.1.5 La Declinación: 2000. A pesar del notable comportamiento que tuvo el sector en la década del noventa, sobre todo a nivel de producción y exportación, no ocurrió lo mismo con las actividades de exploración. Estas sufrieron una grave declinación debido al pobre desempeño de la contratación. Los pozos exploratorios en consecuencia cayeron de 66 pozos en 1990 a 20 pozos en 1999.⁷²

Lo anterior ha significado que en los últimos nueve años no se han adicionado reservas importantes de crudo, lo que sumado al aumento constante de la tasa de producción, que en 1999 fue de 846.500 bpd, ha ocasionado el agotamiento de las reservas remanentes existentes. Estas pasaron de representar 3.231,9 Mbbl en 1992 a un total de 1.971,9 Mbbl en el año 2000.⁷³

Por este motivo el país se encuentra ad portas de una nueva crisis energética, lo que hace urgente la búsqueda de alternativas que permitan aumentar el nivel de reservas y la adopción de medidas concernientes a racionalizar la tasa de producción de los campos en explotación. En las actuales circunstancias, la pérdida de autosuficiencia implicaría un costo muy alto para la economía colombiana que apenas está tratando de superar la recesión económica de los noventa.

⁷¹ ECOPETROL, La contratación petrolera en Colombia. Op. cit. p. 113

⁷² ECOPETROL, Estadísticas de la industria petrolera, Op. cit.

2.2 ECONOMÍA Y PETROLEO

En esta parte del capítulo analizaremos el comportamiento de algunas variables de la industria durante el periodo 1970 – 2000, con el propósito de tener una visión general del comportamiento del sector y sus efectos sobre la economía del país.

2.2.1 Reservas y Producción. En lo que respecta a las reservas remanentes, en las últimas tres décadas el país se ha caracterizado por largos periodos de cero adición y periodos cortos de grandes descubrimientos que han permitido la recuperación del stock de crudo. En la Grafica 1, podemos apreciar los ciclos mas característicos de este comportamiento.

Como primera medida, puede observarse que el nivel de reservas remanentes sufre una drástica caída durante el periodo 1969 – 1978, ubicándose en 380 Mbbl. Esto obedeció a la drástica disminución de la actividad exploratoria, que paso de un promedio de 34 pozos exploratorios/año entre 1951 – 1961, a un promedio de 23 pozos exploratorios/año entre 1961 - 1976. (Gráfica N° 1)⁷⁴

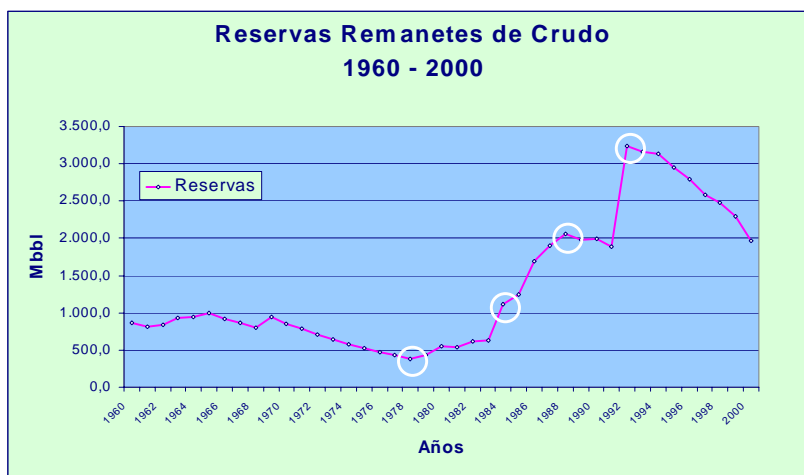
Otro factor que llevo al agotamiento acelerado de las reservas en este periodo fue la alta tasa de producción que se mantuvo, para sostener los niveles de exportación (Grafica 2). La producción alcanzo su máximo nivel en 1970 cuando fue de aproximadamente 80 Mbbl / año, de ahí en adelante empezó a disminuir mientras el consumo aumentaba. En 1974, el gobierno prohibió las exportaciones y ordenó la destinación del crudo producido únicamente a refinación interna. Al final, el país se vio obligado a importar

⁷³ ECOPETROL, Estadísticas de la industria petrolera, Op. cit.

⁷⁴ SANABRIA, Op. cit., p. 2.

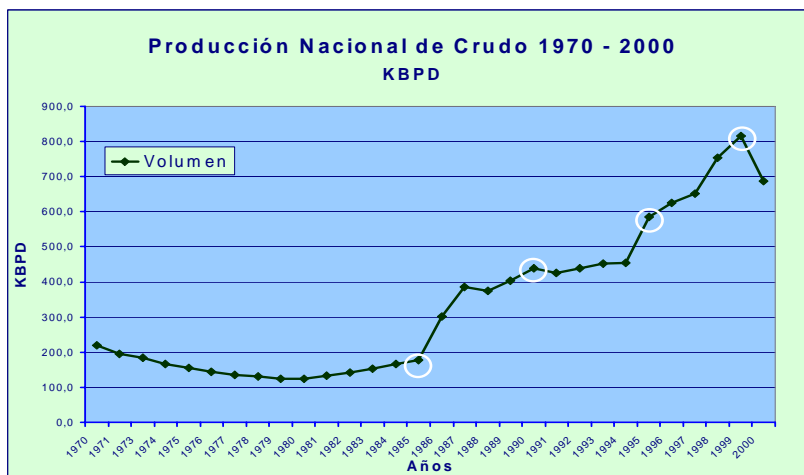
crudo para abastecer el excedente de la demanda que no era posible cubrir con la producción domestica. Por ejemplo, en 1979 la producción solo alcanzo los 45 Mbbl / año frente a una demanda de 68 Mbbl / año.⁷⁵

Grafica 1. Reservas remanentes de crudo 1960 - 2000



Fuente: Grafica elaborada por el autor con información estadística de Ecopetrol.

Grafico 2. Producción nacional de crudo 1970 - 2000



Fuente: Grafica elaborada por el autor con información estadística de Ecopetrol.

⁷⁵ ARANGO LONDOÑO, Gilberto. Estructura económica colombiana. Bogotá: Mc Graw Hill, 1998.

Sólo con el descubrimiento de Caño Limón (1984) el país aumentó sus reservas a 1.108 Mbbl, lo que permitió recuperar la autosuficiencia. De esta manera la tasa de producción aumentó nuevamente; pasando de 176 KBPD en 1985 a 439 KBPD en 1990. En los años siguientes las reservas fueron aumentando paulatinamente hasta alcanzar su pico máximo en 1988 con 2.051 Mbbl. A partir de este punto se presentó un leve descenso en las mismas.

La otra gran adición de reservas se dio con el descubrimiento de Cusiana y Cupiaguá, lo que permitió que en 1992 se alcanzara un total de 3.231 Mbbl. Gracias a estos dos megacampos, el país fue aumentando la producción de crudo paulatinamente llegando a ubicarse en 584 KBPD en 1995, año en el cual los pozos entraron en plena producción.

A partir de 1994, las reservas empezaron a descender nuevamente como consecuencia del bajo nivel exploratorio que se dio durante la década del 90. Una clara evidencia de ello fue el hecho de que mientras en la década del 80 se suscribieron 21 contratos en promedio, durante el periodo 1994 - 1997 dicho promedio fue de apenas 16 contratos y en 1999 sólo se suscribió un contrato.⁷⁶

Esta situación se debió a varias causas; por un lado hubo drásticos cambios en la industria a nivel mundial, provocados por la caída en los precios del crudo, a consecuencia de la disminución de la demanda de petróleo por la recesión económica de varios países asiáticos.

Otro aspecto relevante, fue la aparición en escena de nuevos prospectos en países antes vedados a la inversión extranjera, como por ejemplo Rusia y los

p. 141.

⁷⁶ LONDOÑO, Op. cit., p. 6.

países de la antigua Unión Soviética; así mismo, se presentó una flexibilización en las legislaciones de varios países petroleros que abrieron sus fronteras a los capitales multinacionales.

Todos estos fenómenos ocasionaron que el capital disponible para inversión se disminuyera notablemente y que los requisitos para acceder a ella se aumentaran. Bajo este nuevo escenario, solo aquellos países que ofrecieran una mejor prospectividad, legislaciones petroleras más flexibles y menores riesgos políticos y económicos podrían beneficiarse de la inversión.

El resultado fue una fuerte competencia entre países productores, donde las principales armas eran el régimen contractual y el fiscal. De esta manera, el contrato colombiano empezó a perder ventaja frente a otros regímenes que ofrecían mejores condiciones y donde, en teoría, se obtenía una tasa de retorno de la inversión más alta y segura.

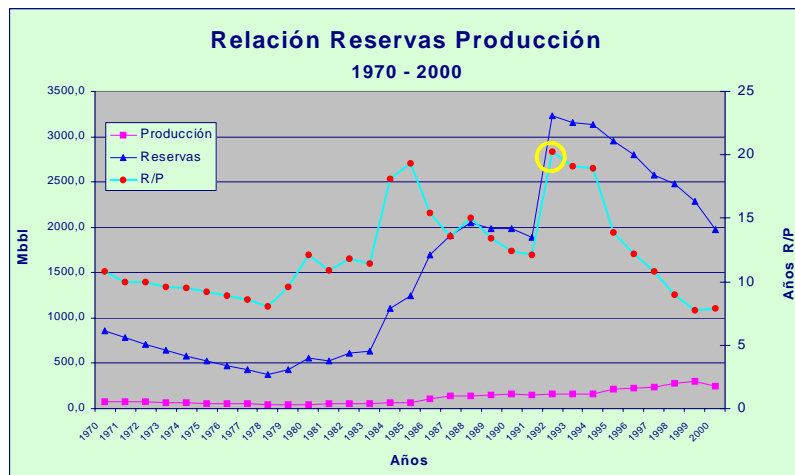
Contrariamente a la disminución de la contratación y la exploración, el país continuó manteniendo una elevada tasa de producción; la cual alcanzó su record histórico en 1999 con un total de 816 KBPD (Gráfica 2). A partir de ese momento, la tasa empezó a declinar, ubicándose en 687 KBPD en el 2000 y en 604 KBPD en el 2001.

La consecuencia grave de esta situación es que la relación Reservas / Producción⁷⁷ (Gráfica 3), en la última década, ha presentado un deterioro continuado. Si vemos la gráfica 3, observaremos como el año 1992 fue el punto más alto del índice R/P, el cual era de 20 años. De ahí en adelante el

⁷⁷ La Relación Reservas Producción indica los años de producción que permitiría el nivel de reservas existente al ritmo de producción del último año.

índice se deteriora hasta llegar a 8 años en el año 2000. En la actualidad esta relación no es superior a los 7 años.⁷⁸

Grafica 3. Relación reservas producción 1970 - 2000



Fuente: Grafica elaborada por el autor con información estadística de Ecopetrol

Esto significa que si no se eleva el nivel de exploración en los próximos años, el país perderá su autosuficiencia nuevamente y tendrá que recurrir a la importación para poder suplir la demanda interna de combustibles; además perderá todos los beneficios macroeconómicos que ha obtenido con el crecimiento de la industria.

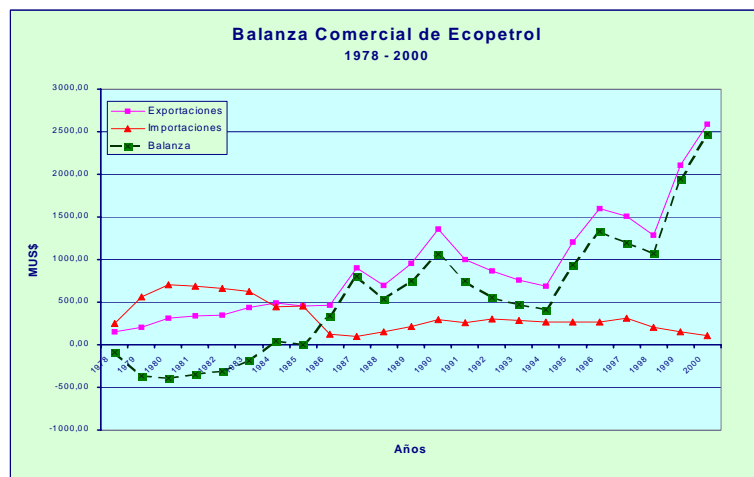
2.2.2 Balanza Comercial del sector y Refinación. La balanza comercial del sector durante este periodo (1970 – 2000) presento tendencia al superávit, gracias a que se contó con las reservas necesarias para mantener las exportaciones de crudo por encima de las importaciones de gasolina y derivados.

En la grafica 4, puede notarse que únicamente en el periodo comprendido entre 1978 – 1983 el país tuvo importaciones de crudo y derivados mayores

⁷⁸ ECOPETROL, Estadísticas de la industria petrolera, Op. cit.

a las exportaciones, debido a la incapacidad para cubrir la demanda interna de combustibles con producción domestica. Para 1978 el déficit en la balanza comercial de Ecopetrol fue de MUS \$92, valor que ascendió hasta MUS \$185 en 1983.

Grafica 4. Balanza comercial de Ecopetrol 1978 - 2000



Fuente: Grafica elaborada por el autor con información estadística de Ecopetrol

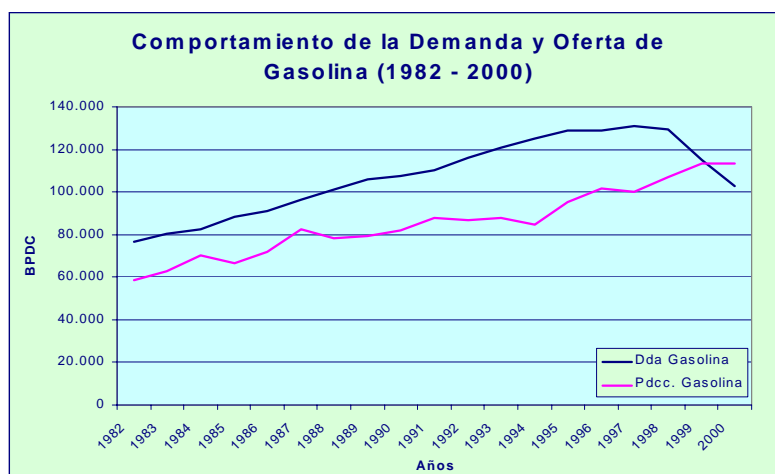
Sin embargo, el país continuo manteniendo un margen pequeño de exportación durante esta etapa, principalmente de derivados como el fuel oil, diesel oil y queroseno.

Con los descubrimientos de Caño Limón y posteriormente de Cusiana – Cupiagüa, el país cubrió la demanda interna de combustibles y destinó excedentes de crudo a exportación, lo que se tradujo en un superávit de MUS \$2.474 en el año 2000.⁷⁹

Pero aunque el país dejo de importar crudo, aún continuo importando gasolina para cubrir parte de la demanda interna insatisfecha. Si observamos la grafica 5, veremos como la demanda de combustible a estado siempre por

encima de la oferta interna, debido principalmente a que las refinerías del país no tienen la capacidad de refinación suficiente para cubrirla.

Grafica 5. Comportamiento de la demanda y oferta de gasolina 1982 - 2000



Fuente: Grafica elaborada por el autor con información estadística de Ecopetrol.

Lo anterior obedece a que, a pesar de tener Ecopetrol el monopolio de la refinación, los diferentes gobiernos en las ultimas dos décadas han mantenido una política de cero inversión en nuevas refinerías y solo han emprendido ampliaciones muy modestas en las existentes (Barrancabermeja 220.000 BPD y Cartagena 75.000 BPD).

Como ejemplo tenemos que para 1982 la producción de gasolina fue de 21.352.500 Mbbl / año frente a una demanda de 28.044.045 Mbbl / año, lo que generó un déficit de oferta de 6.691.545 Mbbl / año. Este déficit para el año 1999 fue de 582.175 Mbbl / año.⁸⁰

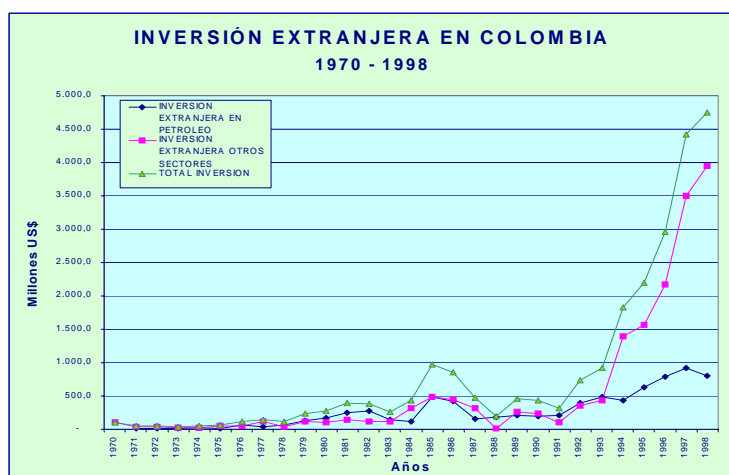
⁷⁹ ECOPETROL, La contratación petrolera en Colombia. Op. cit.

⁸⁰ ECOPETROL, Estadísticas de la Industria Petrolera. Op. cit. p. 113

Sin embargo, en el año 2000 la demanda de gasolina y derivados experimenta una disminución bastante significativa como se puede apreciar en la gráfica. Esta cayó un 13,7% en dos años, al pasar de 249.879 barriles por día en 1998 a 215.648 en el año 2000. La razón de ello se debe a la crisis económica que ha afrontado el país durante estos años.⁸¹

2.2.3 Inversión Extranjera. La inversión extranjera en el sector ha sido bastante fluctuante, a pesar de ser el que más participación tiene en esta variable (Grafica 6). La razón de ello es que este tipo de inversión depende mucho de las condiciones del mercado internacional de crudo (el precio) y de la prospectividad del país.

Grafica 6. Inversión extranjera en Colombia 1970 - 1998



Fuente: Grafica elaborada por el autor con datos del Banco de la Republica - Ecopetrol - Cálculos: DNP-DEE-SPIC.

Al observar la grafica podemos identificar varias etapas o ciclos. En la primera etapa, comprendida entre 1970 y 1982, la inversión observada en el sector fue moderada pero constante. Esto se debió a que en este periodo el país adoptó el Contrato de Asociación como nuevo régimen contractual y a

⁸¹ LONDOÑO, Op. cit., p. 5.

nivel internacional se presentó el primer choque petrolero que ocasionó el aumento en los precios del crudo.

Estas dos situaciones llevaron a que las compañías multinacionales en su afán de encontrar nuevas reservas en países no OPEP optaran por invertir en prospectos como Colombia, que ofrecían, además de un buen potencial de reservas, las características contractuales, económicas, políticas y fiscales necesarias para asumir el riesgo. Este primer flujo de inversión permitiría años más tarde el descubrimiento de Caño Limón.

La segunda etapa se registraría una vez conocida la magnitud de Caño Limón (1984); la cual se mantendría hasta el año de 1986, cuando el monto de la inversión registró una leve disminución. La razón principal de este hecho se debió a la caída de los precios del petróleo a nivel mundial; situación que redujo los capitales destinados a este tipo de actividades. Sin embargo, las nuevas modificaciones hechas al régimen contractual colombiano, mediante la adopción del contrato de participación de riesgo, evitaron que esta caída fuera mucho mayor.

Durante el periodo 1987 – 1991 la inversión en el sector mantuvo en un bajo nivel; en esta ocasión, se debió a los efectos negativos que tuvieron las nuevas modificaciones en la política de contratación (adopción del esquema de Producción Escalonada), las cuales afectaban la rentabilidad de las compañías multinacionales.

Este comportamiento se revertiría solo a partir del hallazgo de los megacampos de Cusiana – Cupiagüa, acontecimiento que motivo el interés de las multinacionales por reactivar las actividades de exploración en el país, la tendencia al alza en las inversiones se mantuvo hasta el año de 1997.

A partir de 1998, el monto de la inversión extranjera en la industria empezaría a declinar drásticamente como consecuencia de la caída de los precios del crudo en los mercados internacionales y de la pérdida de competitividad del contrato colombiano. La explicación de estas dos situaciones puede resumirse así.

Por una parte, la caída de los precios del crudo a nivel internacional se debió a la recesión económica vivida por los países industrializados durante parte de la década del 90, principalmente las economías asiáticas, las cuales son los más grandes consumidores de crudo y gas a nivel mundial. Esto llevó a una sobre oferta de petróleo en los mercados internacionales y por ende a una reducción drástica del precio.

Esta reducción afectó el portafolio de inversiones de las compañías petroleras; las cuales redujeron sustancialmente su capital de inversión y cambiaron el perfil de los países aptos para invertir. Ante esto, los países petroleros y los productores de petróleo optaron por reformar sus regímenes contractuales, haciéndolos más flexibles y atractivos a la inversión extranjera.

Lo que resultó de estos cambios fue una fuerte competencia a nivel mundial por atraer capital de riesgo a las industrias petroleras de los distintos países productores, competencia feroz si tenemos en cuenta que ingresaron nuevos países al mercado petrolero, como por ejemplo los miembros de la antigua Unión Soviética.

Ante este nuevo escenario, el país comenzó a perder terreno no solo a nivel del contrato de asociación sino a nivel político y económico; como consecuencia del recrudecimiento del conflicto armado interno y de la recesión económica afrontada desde 1998.

Además, se debe tener en cuenta que Ecopetrol también ha disminuido sustancialmente el monto de recursos destinados a inversión, debido a que las políticas implementadas por las últimas administraciones han centrado la estrategia en la atracción de capitales de riesgo extranjero y en la disminución de la participación del Estado en estas actividades.

2.2.4 Efectos Macroeconómicos. A nivel macroeconómico el sector petrolero ha jugado un gran protagonismo, sobre todo a partir de la segunda mitad del siglo XX, cuando logra consolidarse como uno de los sectores de mayor impacto en los ingresos recibidos por la nación por concepto de tributación, exportaciones y transferencias.

Esto se debe, según Montenegro, a *“... la variada gama de impuestos que existen sobre la renta de las empresas productoras de crudo, sobre la importación de insumos para la exploración y explotación, las regalías, los dividendos de las empresas, pero también sobre la producción, la importación, el transporte y el consumo de derivados del petróleo.”*⁸²

Teniendo en cuenta lo anterior, a manera de ejemplo, podemos ver en el Cuadro 1, los impuestos que se cobran al sector petrolero colombiano.

Tabla 1. Impuestos pagados por el Sector Petrolero colombiano.

| Impuesto | Tarifa | Base |
|---|-----------|---|
| 1. Sobre el ingreso | | |
| Regalías (E) | 20% | Producción total (# barriles x precio) |
| Timbre (NE) | 1.5% | Instrumentos públicos y documentos privados |
| Contribución especial (E) | 3.5% - 7% | Producción total (# barriles x precio) |
| 2. Sobre los costos de operación | | |
| Timbre (NE) | 1.5% | Costos de operación |
| IVA (NE) | 16% | Costos básicos para poder operar. |

⁸² MONTENEGRO, Santiago; SUESCÚN, Rodrigo y PARDO Renata. Petróleo, vulnerabilidad de la economía colombiana y políticas de estabilización. Bogotá: CEDE – UniAndes, 2001. p. 24.

| | | |
|--|----------------|--|
| | | Costos de exploración. |
| Aranceles (Algunos aranceles son específicos del sector petrolero) | | Costos básicos para poder operar. Costos de exploración. |
| Transporte por oleoducto (E) | 2% - 6% | Costos de transporte |
| Contribuciones parafiscales | | (NE) Salarios |
| 3. Sobre las inversiones | | |
| IVA específico al sector (E) | 15% - 20% | Construcción de pozos |
| Timbre (NE) | 1.5% | Contratos de construcción de pozos |
| Aranceles | | Importación de maquinaria pesada y otros equipos |
| IVA | 16% | Otros equipos |
| 4. Sobre la renta | | |
| Renta (NE) | 35% | Ganancias brutas = ingresos – gastos – costos operacionales – deducciones por depreciación – intereses de financiamiento (Base fiscal) |
| Remesa (NE) | 7% | Ganancias netas – impuesto de renta (Base comercial) |
| 5. Sobre la gasolina | | |
| Impuesto global | 25% | Ingreso al productor |
| Margen a distribuidores Mayoristas | Varía cada Año | Depende e la utilidad neta del distribuidor mayorista |
| Margen a distribuidores Minoristas | Varía cada Año | Depende e la utilidad neta del distribuidor minorista |
| IVA | 16% | |
| Sobretasa | Hasta 20% | Precio por galón de gasolina |

E: Impuesto específico al sector petrolero

NE: Impuesto de carácter general

Fuente: Santiago Montenegro, "Petróleo, vulnerabilidad de la economía Colombiana y Políticas de estabilización". CEDE . 2001

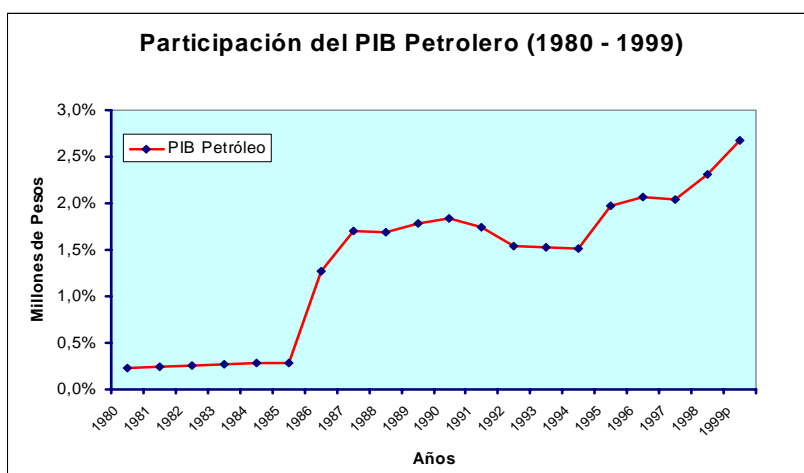
Por esta razón, al estudiar el comportamiento del sector en el periodo 1970 – 2000, podemos observar la enorme importancia que éste ha alcanzado en las finanzas del Estado. Del mismo modo, como ya se hizo anteriormente, se pueden diferenciar varias etapas. Por un lado tenemos la etapa comprendida entre 1970- 1985, caracterizada principalmente por la pérdida de autosuficiencia petrolera del país y la importación neta de crudo.

Esta situación llevó al deterioro de la balanza comercial del país y generó un aporte negativo al ahorro interno y a los recursos fiscales de la nación. Sin embargo, gracias al empleo de los recursos recibidos por la bonanza cafetera se evitó un efecto más grave sobre la economía. Las importaciones de crudo

derivados llegaron a representar el 17.5% del valor total de las importaciones en 1979.⁸³

Luego con el descubrimiento de Caño Limón, el país pudo superar la crisis económica y energética. El nuevo descubrimiento permitió la recuperación de la estabilidad en la balanza de pagos y fortalecimiento de las finanzas del gobierno central, con lo cual se dio una notable mejoría del equilibrio fiscal.

Grafica 7. Participación del PIB petrolero 1980 – 1999



Fuente: Santiago Montenegro, Departamento Nacional de Planeación

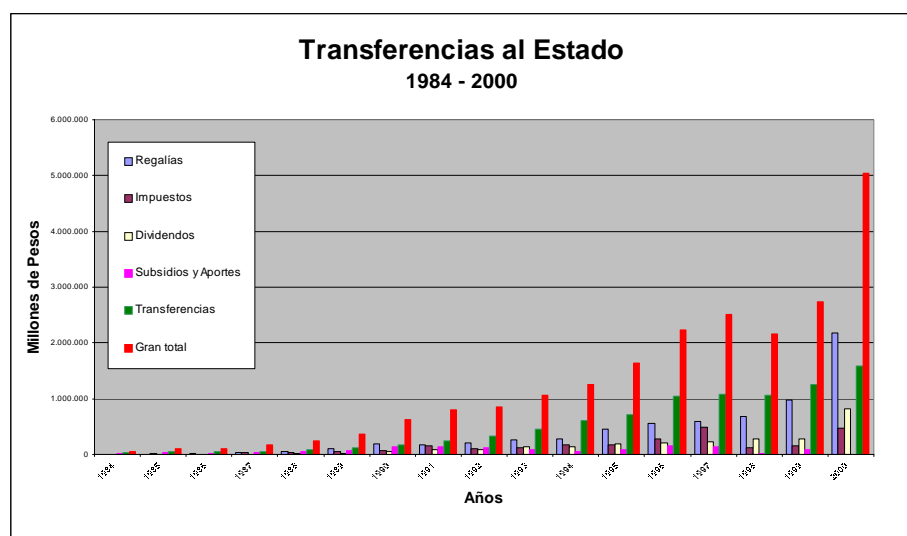
En ésta nueva etapa la participación del sector en el PIB de la nación aumento. En la Grafica 7, se puede observar que éste paso de representar un promedio del 0,3% entre 1980 y 1985, a un 1.3% en 1986. Para finales de la década la participación del sector se ubico en el 1.8%.

Años más tarde, gracias al descubrimiento y entrada en plena producción de Cusiana y Cupiagüa, el sector experimentó un nuevo crecimiento en su PIB.

⁸³ VANEGAS ANGARITA, Oscar. Petróleo, economía y paz. Bucaramanga: UIS, 2001. p. 9.

En 1995 su participación se ubica en el 2% del PIB nacional y mantiene una tendencia creciente hasta 1999 cuando llega al 2.7%.⁸⁴

Grafica 8. Transferencias del sector al Estado 1984 - 2000



Fuente: Ecopetrol

Ahora bien, al analizar el comportamiento de las transferencias totales que el sector ha entregado a la nación (Grafica 8) podemos darnos cuenta de que éstas, de igual manera, han tenido un comportamiento creciente, pasando de representar \$60.229 millones de pesos en 1984 a un total de \$5.046.800 millones de pesos en el 2000. Como ejemplo tenemos que para 1982 la producción de gasolina fue de 21.352.500 Mbbl / año frente a una demanda de 28.044.045 Mbbl / año, lo que generó un déficit de oferta de 6.691.545 Mbbl / año. Este déficit para el año 1999 fue de 582.175 Mbbl / año.⁸⁵

Si desagregamos esta cifra, encontraremos que las regalías son el concepto que más participación porcentual (43.4%) tienen en las transferencias totales a la nación durante el año 2000. Éstas pasaron de representar \$ 5.773 millones de pesos en 1984 a un total de \$2.188.300 millones de pesos en el

⁸⁴ MONTENEGRO, Op. Cit., p. 20.

2000. Convirtiéndose en la última década, en la principal fuente de ingresos de los departamentos y municipios productores de hidrocarburos.

Por otra parte, el segundo concepto con mayor participación porcentual es el de las transferencias (impuesto de ventas, vial, impuesto de descentralización, al consumo de gasolina, retenciones a terceros), que representaron el 31.3% del total; creciendo de \$38.102 millones de pesos en 1984 a \$1.581.100 millones de pesos en el año 2000. Queda claro entonces el aporte que el sector petrolero ha realizado para subsanar el déficit fiscal del gobierno central, sobre todo en medio de la recesión económica que vive el país.

Los dividendos, que son la transferencia de un porcentaje de las utilidades de Ecopetrol a la nación, ocuparon el tercer lugar porcentual (16.1%). En el gráfico 8, se puede observar como este rubro ha ido en aumento progresivamente, al pasar de \$10.207 millones de pesos en 1988 a \$813.000 millones de pesos en el 2000. Debe recalarse que durante el periodo comprendido entre 1980 – 1987, Ecopetrol no reportó dividendos a la nación.

Con esta breve reseña se puede comprender la gran importancia que tiene el petróleo para el bienestar económico del país. Queda también claro, que sin el aporte que el sector realizó a la economía en la última década, hubiera sido mayor el impacto negativo de la recesión económica. Por estas razones resulta preocupante la declinación que ha venido presentando la industria en las áreas de exploración y explotación durante los últimos años, lo cual podría conducirnos a una nueva etapa de importadores en la segunda mitad de esta década.

⁸⁵ ECOPETROL, Estadísticas de la Industria Petrolera. Op. cit.

En palabras del DNP, *“El efecto económico que se generaría sobre el país al pasar de ser un país exportador de crudo a un país importador y al disminuir la producción de crudo, podría tener un impacto económico negativo, en términos de crecimiento del PIB, reducción de ingresos por regalías para las entidades territoriales, reducción del nivel de inversión pública financiada con recursos provenientes del sector hidrocarburos y efecto negativo en la balanza comercial.”*⁸⁶

Ahora, cabe averiguar qué aspectos han motivado esta situación, si corresponde a una situación normal de la industria a nivel mundial, o por el contrario, es el resultado de una política sectorial mal enfocada. Trataremos de encontrar las respuestas en el desarrollo de los siguientes capítulos de este trabajo.

⁸⁶ COLOMBIA. DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. El sector de hidrocarburos en Colombia: documento sectorial. Bogotá: DNP, 2000. p. 18.

3. MARCO INSTITUCIONAL Y ORGANIZATIVO DEL SECTOR PETROLERO COLOMBIANO: El régimen contractual colombiano y el comportamiento de los agentes.

El objetivo de este capítulo es el de identificar el marco institucional y organizativo que rige al sector petrolero colombiano y la manera como, agentes e instituciones, se interrelacionan dentro de ésta estructura definiendo la dinámica de la industria a nivel nacional.

Para este propósito, el capítulo se dividirá en tres secciones a saber: *Estructura organizacional del sector*, donde se describirá la manera como se encuentra organizado el sector y los actores que participan dentro de él. *Marco legal y normativo del sector*, donde se abordara lo relacionado con la legislación petrolera que ha regido al sector durante el periodo de análisis (1970 – 2000). Y por último, *El Régimen contractual Colombiano*, donde se estudiarán los sistemas contractuales que ha tenido el país y el papel que estos han jugado en la determinación del comportamiento de la industria petrolera nacional.

3.1 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL SECTOR PETROLERO

Tal como se planteó en el primer capítulo, los neoinstitucionalistas conciben las organizaciones como estructuras económicas, administrativas, políticas y/o sociales creadas por los individuos para maximizar la riqueza, el ingreso y demás objetivos definidos dentro del marco oportunidades que brinda la estructura institucional imperante en la sociedad. El principal objetivo de las organizaciones es el de *“lograr la coordinación y cooperación en el*

*intercambio, superando los alcances limitados de las acciones individuales.*⁸⁷

Por otra parte, la acción permanente de las organizaciones genera, a lo largo del tiempo, modificaciones progresivas en la estructura institucional; las cuales son ocasionadas por la presión que constantemente éstas ejercen sobre dicha estructura para alcanzar el logro de sus objetivos. Se trata de un complejo proceso de negociación entre organizaciones e instituciones, donde el poder político y/o económico obtenido por cada una de ellas definirá la magnitud y el impacto de los cambios.

Para el caso concreto de este trabajo, analizaremos la estructura organizacional del sector petrolero colombiano enfocados en tres grandes grupos de actores que son: el Estado, los agentes privados y otros agentes (sindicatos, ONG's, comunidades étnicas, grupos armados ilegales, etc).

3.1.1 Agentes Estatales. Los agentes estatales más importantes dentro de la definición de la política petrolera del país son el Congreso de la República, el Ministerio de Minas y Energía, El Ministerio del Medio Ambiente y la Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol.

El principal objetivo de estos agentes es el de obtener para la nación, el máximo beneficio del aprovechamiento de los recursos petroleros, mediante:

- La definición de una política sectorial que permita el desarrollo de la industria y a su vez la maximización de la renta petrolera.
- El establecimiento de una sólida estructura de derechos de propiedad que permita reducir los costos de transacción imperantes en el sector y que fomente su crecimiento a largo plazo.

⁸⁷ AYALA, José. Op., cit., p.294.

- La definición de contratos petroleros más completos, mediante los cuales se logre alcanzar los objetivos de la política sectorial.

Sin embargo, cada uno de estos agentes difiere en la interpretación de la forma más eficiente de alcanzar este objetivo, haciendo que las estrategias empleadas no siempre sean congruentes y se presenten decisiones de política erróneas que terminan afectando negativamente al sector. De otra parte, los funcionarios que se encuentra al frente de estas agencias generalmente actúan guiados por motivaciones personales, pues, como afirma North, aquellos que rigen el Estado tienden a usar la fuerza coercitiva de éste para beneficiar su propio interés, a expensas del resto de la sociedad.

En términos generales, podemos decir que las principales deficiencias institucionales que presenta el sector estatal son las siguientes:

- Existe una marcada falta de coordinación entre las principales agencias que manejan el tema petrolero, debido a la dualidad de funciones y a la falta de coherencia en las políticas sectoriales manejadas por cada una de ellas.
- Debido a lo anterior se observa un marcado problema del tipo Agencia – Principal, donde en la mayoría de los casos las agencias aprovechan su posición privilegiada para tomar decisiones discrecionales.
- Existe confusión en la definición de los derechos de propiedad que guían la industria, ya que generan vacíos en la interpretación de la norma e incertidumbre en el papel desempeñado por las agencias estatales en el mercado.
- Los costos de transacción de la industria son todavía muy altos, lo que impide el exitoso intercambio de bienes y servicios petroleros.

- Todo lo anterior se refleja en la predominancia de contratos de asociación incompletos, los cuales impiden el desarrollo de la industria de manera eficiente y a largo plazo, debido a que no logran atenuar el riesgo y la incertidumbre que se generan en el mercado interno, haciendo fracasar, la mayor parte de las veces, los procesos de negociación.

3.1.1.1 Congreso de la República. Es la cabeza de la Rama Legislativa del Estado y esta compuesto por el Senado y la Cámara de Representantes. Su función es la de elaborar las leyes de la república, ejercer el control político sobre el gobierno y la administración pública, y reformar la constitución nacional por medio de actos legislativos.

Para el caso de la legislación petrolera, ésta es determinada por las Comisiones Quinta del Senado y la Cámara de Representantes, que se encargan de los asuntos referentes al Medio Ambiente. Los temas de los que se ocupan estas comisiones son: Régimen Agropecuario, Ecología, Medio Ambiente y Recursos Naturales, Adjudicación y Recuperación de Tierras, Recursos Ictiológicos y Asuntos del Mar, Minas y Energía, Corporaciones Autónomas Regionales.

A lo largo de la historia petrolera, esta institución ha definido la estructura de derechos de propiedad que rige al sector. Una estructura que ha estado fuertemente inclinada a reconocer la propiedad exclusiva de la nación sobre los hidrocarburos y el derecho de las entidades territoriales a usufructuar las ganancias de su explotación.

De acuerdo a esta premisa, el Congreso abolió el régimen de concesión que imperó en el país durante la primera mitad del siglo 20 y adoptó el régimen

contractual vigente, creó la Empresa Estatal Petrolera – Ecopetrol y reglamento todo el sistema de liquidación y distribución de regalías.

Dado que en el Congreso de la República se encuentran representados los intereses de las regiones, su accionar legislativo ha estado fuertemente inclinado a defender el régimen de regalías frente a las intenciones del poder ejecutivo por modificarlo, principalmente en lo relacionado con la liquidación, distribución y uso de estos ingresos.

Sin embargo, esta contraposición de poderes no ha sido eficaz a la hora de definir una política sectorial eficiente que permita el crecimiento del sector y la generación de riqueza, debido a que en el proceso de negociación de la estructura institucional se ha establecido un marco de incentivos que alienta a los agentes a adoptar un comportamiento económico ineficiente y oportunista, enfocado más hacia la distribución de la riqueza.

3.1.1.2 Ministerio de Minas y Energía. Es una entidad pública perteneciente al nivel superior ejecutivo central. Su responsabilidad es la de administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor utilización, mediante la orientación en el uso y regulación de los mismos.

El Ministerio se creó en el año de 1939. Durante la reforma administrativa de 1968 se le asignó el manejo de las fuentes de energía de origen primario: petróleo, gas natural, carbón y minerales radioactivos. Más tarde la Ley 2 de 1973 reorganizó el sector y el Ministerio pasó a denominarse de Minas y Petróleos. En el año 1974, mediante Decreto 636 del 10 de abril, pasó a llamarse Ministerio de Minas y Energía. Por medio de la Ley 1a de 1984, se asignó la estructura y las funciones del Ministerio.

Con la Constitución de 1991 y de acuerdo al nuevo papel del Estado, se reestructuró y reorganizó el Ministerio mediante el Decreto 2119 del 29 de diciembre de 1992. La Ley 401 de 1997, creó la Empresa Colombiana de Gas - Ecogas y el Viceministerio de Hidrocarburos. El Decreto 2152 de 1999 modificó la integración del sector administrativo de minas y energía. Finalmente, el Decreto 070 de 2001, modificó nuevamente la estructura administrativa del Ministerio de Minas y Energía, determinando que el sector quedaría integrado por las siguientes entidades:

✓ Entidades Adscritas:

Unidades Administrativas Especiales

1. Unidad de Planeación Minero Energética – UPME
2. Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG

Establecimientos públicos

1. Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero Ambiental y Nuclear – INGEOMINAS.
2. Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE.

✓ Entidades vinculadas:

1. Empresa Colombiana de petróleo, Ecopetrol.
2. Empresa Colombiana de Gas, Ecogás.
3. Empresa Nacional Minera Ltda., Minercol.
4. Interconexión Eléctrica S.A., E.S.P. ISA
5. Isagén S.A. E.S.P.
6. Empresa Multipropósito Urrá S.A. E.S.P.
7. Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, CORELCA S.A. E.S.P.
8. Carbones de Colombia S.A., Carbolcol.
9. Financiera energética Nacional, FEN

Las funciones que desarrolla el Ministerio con respecto al sector de hidrocarburos son las siguientes:

- ✓ Adoptar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de hidrocarburos.
- ✓ Propender que las actividades que desarrollen las empresas del sector minero-energético garanticen el desarrollo sostenible de los recursos naturales.
- ✓ Adoptar los planes de desarrollo del sector minero-energético del país en concordancia con los planes generales de desarrollo y con la política macroeconómica del Gobierno Nacional.
- ✓ Velar por la correcta y adecuada exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos.
- ✓ Tomar las medidas técnicas y económicas indispensables para la conservación de los yacimientos de hidrocarburos.
- ✓ Aprobar los contratos que celebre Ecopetrol para la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos de propiedad nacional o particular.
- ✓ Ejercer adecuada vigilancia de las obligaciones y derechos relacionados con las actividades de hidrocarburos.
- ✓ Autorizar en forma global los proyectos de inversión de capitales extranjeros destinados a la exploración y explotación, refinación, transporte y distribución de hidrocarburos.
- ✓ Aprobar los planes de explotación de hidrocarburos, según la tasa eficiente máxima de explotación y criterios de conservación de yacimientos.

- ✓ Regular de manera temporal los niveles de producción y consumo de hidrocarburos dependiendo de la relación de las reservas recuperables y la producción anual.

El Ministerio de Minas y Energía es en la práctica el representante directo de los intereses del gobierno central en la definición de la política petrolera. Su principal función es la de defender y ejecutar la política sectorial del gobierno de turno ante el Congreso de la República. De esta manera, no tiene compromisos regionales que comprometan sus decisiones más allá de los acuerdos políticos alcanzados con los parlamentarios.

En lo que respecta a su función como ente regulador del sector, la estructura de institucional que se diseñó generó una contradicción de roles entre el ministerio y Ecopetrol. Este último ente desplazó la autoridad del ministerio al convertirse en organismo formulador y regulador de política petrolera, bajo el papel de administrador del Contrato de Asociación.

Desde este punto de vista, el Ministerio de Minas y Energía perdió protagonismo en la definición de la política petrolera y se convirtió meramente en una figura administrativa sin ningún poder de decisión, aunque su ministro siguió presidiendo la junta Directiva de Ecopetrol. Esta situación ha generado señales erróneas al mercado, ocasionando que se aumente la incertidumbre por parte de los inversionistas al no tener garantías respecto del cumplimiento de las reglas de juego.

3.1.1.3 Ecopetrol. Empresa Industrial y Comercial del Estado, creada mediante decreto 30 de 1951, con la función de administrar y manejar todos los bienes muebles e inmuebles que revirtieron al Estado una vez finalizada la Concesión De Mares. Así mismo, la ley otorgó a la empresa la

administración de las áreas potenciales y las reservas de hidrocarburos propiedad de la nación, con lo cual le dio el poder de dedicarse a las actividades de exploración, explotación, transporte, refinación, exportación y venta de petróleos y derivados del petróleo, directamente o por medio de contratos de asociación con empresas privadas nacionales o extranjeras.

Ecopetrol esta adscrita al Ministerio de Minas y Energía, pero cuenta con autonomía administrativa y con patrimonio propio e independiente. El máximo órgano administrativo de la empresa es su Junta Directiva, la cual es presidida por el Ministro de Minas y Energía y esta conformada, además, por cuatro miembros principales de libre nombramiento y remoción, quienes son elegidos por el Presidente de la República. A nivel interno su máxima autoridad es el Presidente, quien es funcionario público de libre nombramiento y remoción. En sus actos y contratos se rige por el Derecho Privado, salvo las excepciones de ley. La vigilancia fiscal de la entidad esta a cargo de la Contraloría General de la República, debido a su papel como administrador de recursos de la nación.

Ecopetrol cumple la función de agente del Estado en lo concerniente al manejo de la política petrolera, verbigracia la administración el régimen de contratación, ya que la Junta Directiva tiene la facultad de diseñar y establecer las directrices de la contratación y de asignar los contratos entre las empresas licitantes.

Esta situación conlleva a que la empresa asuma diferentes roles dentro de la industria; por una parte, regula la actividad de exploración y explotación, define los contratos, adelanta licitaciones, ejecuta la contratación y administra las regalías, las áreas y las reservas petroleras, mientras que por la otra, participa en el 50% de la contratación, explora, produce y exporta petróleo, y paga impuestos y regalías.

Esta dualidad de roles - ente regulador y actor industrial y comercial - ocasiona una contradicción de funciones que ha complicado las reglas de juego dentro del sector petrolero, ya que por un lado no da claridad sobre la imparcialidad que como institución rectora debe tener y por otro, no ofrece confiabilidad requerida como socio en los contratos de asociación.

Como puede observarse, Ecopetrol se convirtió en una empresa con un alto poder de decisión y control dentro del sector petrolero. Posición que ha defendido férreamente ante todos los estamentos de la institucionalidad colombiana y que gracias a los recursos económicos que administra ha logrado mantener.

Precisamente, esta capacidad económica ha llevado a considerar a la empresa como la caja menor del gobierno nacional y territorial, ocasionando que sea blanco de la acción de grupos de *rent-seekers*, quienes ven la oportunidad de capturar rentas a través de proyectos y empresas de diversa índole, que en la mayoría de los casos son avalados políticamente.

Esta situación ha generado el detrimento patrimonial de Ecopetrol y ha puesto en entredicho su capacidad para responder como socio ante los compromisos que ha ido adquiriendo en los contratos de asociación y que se definen dentro de sus estatutos generales. Aunado a esta problemática, se presenta también el hecho de que el gobierno central ejerce un control presupuestal estricto sobre sus recursos, lo que dificulta su capacidad de acción como compañía encargada de explorar y explotar hidrocarburos.

3.1.1.4 Ministerio del Medio Ambiente. Es una entidad pública perteneciente al nivel superior ejecutivo central. Su responsabilidad es la de

garantizar la oferta de bienes y servicios ambientales y un hábitat adecuado que posibiliten el desarrollo económico y social sostenible. Para ello define las políticas y regulaciones, a nivel nacional, regional y local, de conservación, restauración, recuperación y ordenamiento de ecosistemas para el uso sostenible, manejo y protección de la diversidad biológica y demás recursos naturales.

El Ministerio del Medio Ambiente fue creado por Ley 99 de 1993. Su estructura se definió por el Decreto 1868 de 1994. Mas tarde, mediante las facultades extraordinarias otorgadas al Presidente de la República, se modifica la estructura del Ministerio, mediante Decreto 1124 de 1999. Finalmente, el Decreto 216 de 2003, modifica su estructura orgánica y pasa a ser el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

El papel que desempeña el Ministerio dentro del sector se relaciona con el desarrollo de su función como autoridad ambiental, bajo la cual debe regular las actividades que, como en el caso de la exploración, explotación y transporte de hidrocarburos, representen un riesgo para la conservación y protección del medio ambiente y el hábitat de las comunidades directamente afectadas. Para este efecto, el Ministerio es la entidad encargada de conceder o negar las licencias ambientales destinadas a la autorización de estas actividades.

Sin embargo, el otorgamiento de las licencias ambientales puede llegar a convertirse en un obstáculo para el desarrollo de la industria, ya que eleva los costos de transacción inherentes a la suscripción de los contratos. En esta discusión, las compañías multinacionales lograron presionar el cambio de legislación, la cual fue modificada en 1999 para hacerla más flexible al caso de la actividad petrolera.

Otra dificultad que se encuentra enmarcada dentro de la normatividad ambiental tiene relación con las áreas de reserva forestal y los Parques Nacionales Naturales, los cuales en ciertos lugares de la geografía colombiana coinciden con áreas consideradas como potencialmente petrolíferas, generando un conflicto de intereses para el país, en cuanto a la decisión de escoger si lo que se quiere es un medio ambiente protegido o un recurso energético disponible para su aprovechamiento.

Este dilema representa un problema de definición de derechos de propiedad entorno al uso de las reservas potenciales de hidrocarburos, debido a que todavía no ha sido posible definir con claridad hasta donde la nación tiene la libertad de explotar el petróleo disponible en estas áreas, aún en contra del derecho de la sociedad de disfrutar de un medio ambiente sano. La discusión a este respecto aún esta pendiente por darse y habrá de medir el poder de negociación que tienen los grupos interesados en este tema.

3.1.2. Agentes Privados. Los agentes privados están conformados por las compañías operadoras y las compañías de servicios que establecen sociedad con Ecopetrol. Estas empresas por lo general son propiedad del capital extranjero.

A este grupo de actores puede atribuírseles la responsabilidad en el desarrollo de la industria en sus primeros años, ya que aportaron el capital y la tecnología necesarios para permitir la exploración y explotación de hidrocarburos. A lo largo de la historia del sector, su protagonismo no ha decrecido y se han mantenido como parte importante del mismo, lo que nos lleva a considerarlo como uno de los grupos con mas poder negociador dentro de la estructura institucional petrolera.

Su interés, naturalmente, siempre ha sido la obtención de un buen porcentaje de la renta petrolera y el mantenimiento las garantías necesarias para desarrollar su actividad en el país. No se puede negar que ha influido de manera importante en la construcción y transformación del marco institucional del sector.

Una de sus fortalezas, es que manejan la tecnología y el capital necesario para adelantar las actividades propias de la industria petrolera y además, aquellas empresas que llevan años trabajando en el país, cuentan con un importante nivel de información geológica que les permite tener cierta ventaja en los procesos de contratación, aún frente al Estado.

3.1.2.1 Asociación Colombiana del Petróleo – ACP. Es una asociación que agremia y representa ante el Estado los intereses de todas las empresas privadas de hidrocarburos que desarrollan su actividad en el país. Las compañías que conforman esta asociación en la actualidad son: Brithis Petroleum, Chevron Texaco Petroleum Company, Emerald Energy Colombia, Exxonmobil de Colombia S.A., GHK Company Colombia, Hocol, Hupecol, Kappa Resources Colombia, La Luna Oil Company Ltda., Lukoil Overseas Colombia Ltda., Nexen Petroleum, Occidental de Colombia Inc., Oleoducto Central S.A. – OCENSA, Omimex de Colombia Ltda., Organización Terpel S.A., Perenco Colombia S.A., Petrobras International S.A. / BRASPETRO, Petrocolombia S.A., Petrominerales Colombia Ltda., Petrosantander (Colombia) Inc., Repsol Exploración Colombia S.A., Shell Exploradora y Productora de Colombia B.V., Sipetrol S.A. (Sucursal Colombia), Talisman (Colombia) Oil & Gas Ltda., Tepma.

3.1.2.2 Otras Agremiaciones. Existen además otras agremiaciones que reúnen a un variado grupo de intereses dentro de la industria petrolera y quienes mediante su participación activa en la discusión de la política influyen en la toma de decisiones por parte del Estado colombiano. Algunas de las mas reconocidas son: Asociación Colombiana de Gas – ACOLGAS, Asociación Colombiana de Gas Natural – NATURGAS, Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos – ACIPET, Cámara Colombina de Servicios Petroleros – CAMPETROL, Federaciones de Departamentos y Municipios Petroleros y Federaciones Nacionales de Departamentos y Municipios.

Por otro lado, existen dos actores muy importantes dentro de la industria, los cuales por el desarrollo de sus actividades, por lo general, no se circunscribe al campo de los intereses del Estado o del sector privado, si no al de los intereses del pueblo colombiano como identidad directamente afectada por el manejo de la política petrolera.

3.1.3. Unión Sindical Obrera – USO. Sindicato que agrupa a los trabajadores de la industria del petróleo en Colombia, su propósito ha sido el de defender los recursos petrolíferos de la nación, las conquistas laborales de los trabajadores y el bienestar de los pobladores de las comunidades directamente influenciadas por la explotación petrolera.

La USO ha sido protagonista de las transformaciones de Ecopetrol a lo largo del siglo XX. Su intervención influyó en la conformación de la estatal petrolera y en la implantación del modelo del Contrato de Asociación. Así mismo, su capacidad de movilización de la clase obrera del país ha logrado detener procesos de privatización de la industria y obtener importantes

conquistas laborales para sus afiliados. Como organización siempre ha sido abanderada de la defensa de la industria petrolera nacional y de Ecopetrol.

Sin embargo, al ser una organización directamente dependiente de la estatal petrolera, el financiamiento de su actividad política y sindical proviene de los ingresos que ésta percibe, convirtiéndose en un agente capturador de rentas al interior de la empresa, que al no tener ningún control externo termina asumiendo comportamientos oportunistas, que pueden desembocar en acciones ineficientes e improductivas.

3.1.4. Las Comunidades Indígenas y las Minorías Étnicas. Las cuales se ven directamente afectadas por los proyectos petroleros y a quienes la Constitución de 1991 da un tratamiento especial para procurar el respeto a su identidad cultural y a su sobrevivencia. Un ejemplo de su papel, es el referente al caso de la etnia U'wa contra la empresa Occidental de Colombia.

El papel de estas comunidades dentro de la construcción del marco institucional esta hasta ahora sentando sus bases; sin embargo, su poder de negociación se hará cada día mas fuerte, en la medida que logren unir fuerzas y sean capaces de convocar la movilización de todos sus integrantes. En la dinámica del proceso, la intervención de este grupo de actores es fundamental para darle una orientación más social y equitativa al desarrollo de la industria, bajo parámetros de sostenibilidad de los recursos energéticos con el propósito de permitir la satisfacción de las necesidades de las generaciones futuras.

3.2. MARCO LEGAL Y NORMATIVO DEL SECTOR

De acuerdo al neoinstitucionalismo, las normas legales se constituyen en las más importantes instituciones formales y definen, en gran medida, el ámbito de acción de los agentes económicos, al establecer los incentivos y las restricciones que deben enfrentar para participar en el mercado.

“... la función de las leyes y las instituciones es restringir, pero a la vez moldean la conducta de los individuos, sus concepciones y sus deseos, además liberan y dan poder a los individuos para actuar de acuerdo con sus preferencias.”⁸⁸

Estas normas legales, no obstante, son el resultado de la negociación de las fuerzas políticas de la nación, razón por la cual expresan los intereses de estos grupos y además, reflejan también una serie de instituciones informales, como el clientelismo y el oportunismo político que inciden directamente sobre los rasgos del marco institucional.

En esta sección haremos un breve recorrido por el marco jurídico que reglamenta al sector petrolero colombiano, con el propósito de conocer las principales normas que regulan su funcionamiento. Sin embargo, aclaramos que no se hará un examen exhaustivo de dichas normas por ser un campo que requeriría de un trabajo adicional al presente documento.

3.2.1 Antecedentes. La industria petrolera colombiana se inició en el año 1905 cuando fueron otorgadas las concesiones Barco y De Mares. Esto fue jurídicamente posible bajo el Artículo 121 de la Constitución Política de 1886, que daba al Ejecutivo el poder de legislar sobre la materia. Nació así el

⁸⁸ AYALA. Op. Cit., p. 330.

sistema de Concesión, que estuvo vigente desde 1905 hasta 1974 (69 años).⁸⁹

La Constitución de 1886, ya otorgaba al Estado la propiedad sobre los recursos del subsuelo, tal y como lo definía en su Artículo 202: *“Pertenece a la República de Colombia: [...] 2. Los baldíos, minas y salinas que pertenecían a los Estados, cuyo dominio recobra la nación, sin perjuicio de los derechos constituidos a favor de terceros por dichos Estados o a favor de éstos por la Nación a título de indemnización”*.⁹⁰

Otras normas importantes que dieron sustento al sistema de concesión fueron el Decreto 1056 de 1953, mas conocido como el Código de Petróleos y que regulaba las actividades de exploración, producción, transporte, refinación, comercio exterior, régimen cambiario e inversión extranjera. La Ley 10 de 1961 y su Decreto Reglamentario 1348 de 1961, que definían los aspectos relacionados con las áreas máxima y mínima a contratar en concesión, los compromisos mínimos de perforación, los cánones superficarios y las regalías, entre otros.

3.2.2 Normas Constitucionales. Así como la Constitución de 1886 reconocía la propiedad del Estado sobre los recursos del subsuelo, también la Constitución de 1991, en su Artículo 332, reconoce al Estado como el único propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables. Exceptuando aquellos derechos adquiridos antes de la vigencia de la carta política.

⁸⁹ TOVAR D. *et al.*, Op. Cit., p. 106.

⁹⁰ MENA DE QUEVEDO, Margarita. La política petrolera colombiana. Bogotá. 1989. p. 5.

Así mismo, el Artículo 287, le confiere autonomía a los entes territoriales para administrar los recursos generados por la explotación de los recursos naturales, pero bajo la regulación del marco jurídico que establezca la Constitución y la ley.⁹¹

En el Artículo 360, numeral 1, se otorga al Congreso de la República la facultad exclusiva para establecer, revisar, modificar o cambiar la forma de contratación para la explotación de los recursos naturales no renovables. Además, tiene el poder de determinar la forma como los Departamentos y Municipios participaran del producido de la explotación del recurso natural.

En los numerales 2 y 3, del mismo artículo, se reitera la propiedad del subsuelo por parte del Estado, legitimándolo para recibir contraprestación económica por el uso del mismo. Se establece también, que los beneficiarios serán los departamentos y municipios productores y los puertos por donde se transporte el recurso y sus derivados.

El Artículo 361, establece la creación del Fondo Nacional de Regalías, que se alimentará de los ingresos no asignados a departamentos y municipios productores y portuarios. Estos recursos serán destinados exclusivamente a la promoción de la minería, la preservación del medio ambiente y a la financiación de proyectos regionales de carácter prioritario.

El respeto a la propiedad privada y los derechos adquiridos se encuentra garantizado por el Artículo 58, donde se establece que no podrán ser vulnerados por leyes posteriores, manteniéndose el mismo principio consagrado en la Constitución de 1886.⁹²

⁹¹ VEGALARA & ASOCIADOS, Op. cit., p. A1-1.

⁹² VEGALARA & ASOCIADOS, Op. cit., p. A1-2.

De igual manera, este artículo establece la expropiación por motivos de utilidad pública o de interés social y por razones de equidad. Para el primer caso, la expropiación podrá hacerse mediante sentencia judicial o por vía administrativa, y tendrá derecho a indemnización previa. Cuando la expropiación sea por razones de equidad, el legislador determinará, mediante el voto favorable de la mayoría absoluta del Congreso, los casos en que no haya indemnización.

Este Artículo fue modificado por medio del Acto Legislativo 01 de 1999, el cual eliminó la figura de expropiación por razones de equidad y su consecuente expropiación sin indemnización. La razón se debió a que la norma era considerada un obstáculo para la inversión privada en la industria del petróleo.

En este caso, puede verse como en las normas legales se encuentran reflejadas las estructuras de poder que conforman la sociedad y como estos grupos pueden alterar las normas institucionales para favorecer sus intereses.

Uno de los aspectos sobresalientes de la Constitución de 1991 es lo relacionado con la protección y conservación del medio ambiente. Este principio compromete a la industria petrolera por considerarse una actividad que afecta el equilibrio de los recursos naturales. Por este hecho, un porcentaje de las regalías se destina específicamente a restaurar el medio ambiente afectado por la explotación de los hidrocarburos.

Otro aspecto sobresaliente es el relacionado con la protección de las minorías étnicas - indígenas y comunidades negras - ante los posibles efectos negativos que la explotación de hidrocarburos pueda tener sobre el desarrollo de sus comunidades. En los artículos 55 y 330, se establece que

ésta deberá hacerse sin desmedro de la integridad cultural, social y económica de dichas comunidades y que para todo efecto se les deberá consultar previamente.

En este caso se observa como la estructura institucional va dando participación a otros grupos de interés que se ven afectados directa o indirectamente por las actividades de la industria. Ello supondría una democratización de los espacios donde se toman las decisiones en materia de política sectorial, no obstante, este escenario todavía está por definirse ya que el control de esta materia sigue en manos del Estado.

3.2.3 Normas Específicas. Hacen referencia a la normatividad que regula la industria de los hidrocarburos en el país. Las leyes y decretos que afectan al sector pueden clasificarse como:

3.2.3.1 Normas Especiales. Son aquellas que tienen relación con la organización legal de la Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPEPETROL -, y directamente con la contratación petrolera.

✓ **Organización legal de Ecopetrol.** Por medio de la Ley 165 de 1948, el Congreso de la República autorizó al gobierno nacional la creación y organización de una empresa colombiana de petróleo, la cual podía ser conformada con capital mixto (participación de inversión privada nacional o extranjera). Sin embargo, al no existir ningún interés por parte del capital privado, se conformó una empresa netamente estatal.

Más tarde, el Decreto 30 de 1951 creó la Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL - como una persona pública de capital estatal, cuyo objeto social principal era el de la administración, explotación y manejo de las reservas petroleras y los bienes muebles e inmuebles que revirtieran al Estado una vez finalizadas las concesiones, principalmente la De Mares. De acuerdo a lo establecido por la ley, la nueva empresa podría dedicarse a las actividades de “...*exploración, explotación, transporte, refinación y exportación de petróleo y derivados del petróleo.*” (Artículo 2)

Ecopetrol es una Empresa Industrial y Comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. Sus actos y contratos se gobiernan por el Derecho Privado (Decreto 743 de 1975), salvo aquellos casos que indique la ley. Por administrar los hidrocarburos propiedad de la nación, la vigilancia fiscal es responsabilidad de la Contraloría General de la República.

✓ **Contratación Petrolera por el Sistema de Asociación.** Podemos establecer los inicios del sistema de Asociación partiendo de la promulgación de la Ley 20 de 1969, la cual reiteró la propiedad del Estado sobre las minas e hidrocarburos y estableció que el Gobierno podía aportar cualquier área potencialmente petrolífera a Ecopetrol para que la explorara, explotara y administrara directamente o en asociación con el capital público o privado, nacional o extranjero.

Por otra parte, con el Decreto–Ley 2310 de 1974, expedido en ejercicio de las facultades extraordinarias otorgadas al Presidente de la República, se abolió el Sistema de Concesión y se estableció que la exploración y explotación de hidrocarburos estaría a cargo de Ecopetrol, quien podría ejercer esta actividad de forma directa o por medio de contratos de

asociación, operación, de servicios o de cualquier naturaleza distinta a los de concesión.

*“Por consiguiente, a partir de 1974, la política petrolera definida por la Junta Directiva de Ecopetrol, se materializa en los contratos que ésta celebre para la exploración y explotación de hidrocarburos. Como no hay ley que los regule, el Contrato se convierte en **ley para las partes y no puede ser invalidado sino por consentimiento mutuo o por causas legales**, según el Artículo 1602 del Código Civil colombiano.”⁹³*

Por lo anterior, no se requiere de una ley de la República para cambiar el Contrato, ya que Ecopetrol tiene ésta atribución legal. Lo que si se requiere es de una ley para cambiar el sistema de contratación, debido a que esta facultad es única del Congreso de la República.

Como se observa, este decreto institucionalizó el papel de Ecopetrol como ente formulador de la política de contratación, convirtiéndola en la entidad con mayor responsabilidad en el funcionamiento del sector petrolero.

El Decreto 743 de 1975, estableció que los contratos celebrados por Ecopetrol se sujetarían al Derecho Privado (ratificación hecha en el Artículo 76 de la Ley 80 de 1993) y que las funciones de inspección y vigilancia de las labores de exploración y explotación de hidrocarburos y el control técnico de las mismas estarían a cargo del Ministerio de Minas y Energía.

3.2.3.2 Normas Generales. Se relacionan con la normatividad civil y comercial que afecta a la industria petrolera en Colombia.

3.2.3.2.1 Normas de carácter Tributario. Son aquellas normas que gravan con impuestos a las empresas vinculadas a las actividades de la industria petrolera, entre ellas a Ecopetrol. Los impuestos más comunes son:

a) Impuesto de Renta. Aplicable a todas las empresas dedicadas a las actividades de exploración y explotación petrolera. Su tarifa es del 35% sobre el ingreso gravable, el cual se calcula como los ingresos menos los costos operacionales y de ventas, menos los gastos financieros, menos las depreciaciones y amortizaciones de los activos tangibles e intangibles.

Existe un impuesto mínimo por renta presuntiva, que se calcula como el mayor valor entre el 5% del patrimonio neto o el 1.5% del patrimonio bruto. Las normas permiten la deducción de pérdidas fiscales de un año en los siguientes cinco, ajustadas por inflación. Las deducciones se basan en una normatividad específica de amortizaciones y depreciaciones, de la siguiente manera:⁹⁴

- ✓ El sistema de amortización que se aplica a los activos intangibles (pozos) es el de unidades de producción. Sin embargo, a partir de la Ley 488 de 1998, este método fue cambiado por el de depreciación en línea recta a cinco años.

- ✓ La depreciación de activos tangibles se calcula por el sistema de línea recta a 5, 10 o 20 años, según el tipo de activo y su grado de utilización, o por el de reducción de saldos o por otro de

⁹³ VEGALARA & ASOCIADOS, Op. cit., p. A1-8.

⁹⁴ VEGALARA & ASOCIADOS, Op. cit., p. A1-15.

reconocido valor técnico y en forma más acelerada previamente autorizado por la DIAN.

Para el caso de los pagos hechos por las filiales, subsidiarias y sucursales de empresas extranjeras a su Casa Matriz, éstas no tienen derecho a deducciones. Los gastos en el exterior sólo son deducibles cuando tienen relación de causalidad con las rentas nacionales y se ha hecho previa retención en la fuente al beneficiario.

b) Impuesto de Remesas. Es un impuesto, cuya tarifa es del 7%, que se cobra sobre las utilidades comerciales que tengan las sucursales de empresas petroleras radicadas en Colombia, independientemente de que éstas se remesen o no al exterior.

c) Estabilidad Tributaria. Consiste en un contrato que se establece entre un particular y el Estado, mediante el cual se acuerda una tarifa fija de impuesto de renta más dos puntos adicionales durante un periodo determinado, por lo general de 10 años. En este tiempo el impuesto no subirá de la tarifa acordada, pero si podrá bajar manteniendo los dos puntos adicionales.

d) Impuesto al Valor Agregado – IVA. Estipulado por medio de la Ley 488 de 1998, también llamado Estatuto Tributario y obliga a todas las empresas que participan en el sector.

e) Impuesto de Timbre. Es un impuesto obligatorio del 1.5% sobre el valor de ciertos documentos con cuantía superior a \$48.000.000,00. Esta estipulado en la Ley 488 de 1998.

f) Contribuciones Especiales. También llamadas “Impuesto de Guerra”. Son impuestos que se han establecido únicamente para la industria petrolera y minera (producción o exportaciones de petróleo, gas libre, carbón y ferroníquel). Su objetivo ha sido principalmente el de reunir recursos para el fortalecimiento de las fuerzas armadas y la protección de la infraestructura petrolera del país - Decretos 416 y 1071 de 1991, Ley 6 de 1992 o Reforma Tributaria, Ley 232 de 1995 y Decreto Reglamentario 381 de 1996.

Así mismo, la industria petrolera debe asumir las contribuciones especiales que gravan todas las actividades económicas, como por ejemplo, la inversión obligatoria en “Bonos de Solidaridad para la Paz”, creada por la Ley 487 de 1998.

3.2.3.2.2 Legislación Ambiental. Debido al impacto ambiental y social que tiene la industria en las áreas donde se desarrolla, debe ajustarse a la normatividad ambiental vigente en el país. Antes de la Constitución de 1991, ésta normatividad estaba definida por el Código de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente. Después, la nueva carta constitucional consagro los derechos y obligaciones ambientales que el Estado, las empresas y las personas debían cumplir a este respecto. Las normas legales más importantes son:

a) Ley 99 de 1993. Es la principal norma ambiental después de la Constitución. Por medio de ella se creó el Ministerio del Medio Ambiente como la entidad rectora de la gestión ambiental y en quien se centraliza todas las competencias sobre el tema. Así mismo, se crearon las Corporaciones Autónomas Regionales, como las entidades encargadas de administrar los recursos naturales dentro de las áreas de su jurisdicción.

b) Decreto 1753 de 1994. Norma que reglamenta todo lo referente a las licencias ambientales en aspectos como las competencias de las distintas entidades ambientales, los alcances y el contenido de los estudios ambientales, los derechos y las responsabilidades inherentes a la licencia, los casos en que la licencia se requiere y los plazos para la evaluación de los estudios ambientales.

Para el caso de las actividades de la industria petrolera, es el Ministerio del Medio Ambiente quien tiene la competencia exclusiva para evaluar los estudios ambientales y expedir, negar o suspender la Licencia Ambiental para la ejecución de obras y actividades de exploración, explotación, transporte, conducción y depósito de hidrocarburos y la construcción de refinerías. A este respecto, existen dos clases de licencias:⁹⁵

- La Licencia Ambiental Única, que es solicitada para el periodo de exploración e incluye todos los permisos, autorizaciones y concesiones necesarios para el desarrollo del proyecto y,
- La Licencia Ambiental Global, que es de competencia exclusiva del Ministerio del Medio Ambiente y autoriza la explotación de los campos petroleros y de gas.

c) La Participación Ciudadana. Un avance significativo que permitió la Ley 99 de 1993, en desarrollo del Artículo 79 de la Constitución Nacional, fue el relacionado con la creación de un amplio espacio para la participación ciudadana en las decisiones que afectan el derecho colectivo a gozar de un ambiente sano. Los instrumentos creados para tal propósito fueron:⁹⁶

a) Las Acciones por responsabilidad civil extracontractual: Que permite que las personas perjudicadas por un determinado daño ambiental tengan el derecho de demandar ante la justicia ordinaria la reparación del mismo y recibir la indemnización de perjuicios correspondiente.

b) Las Acciones contencioso administrativas: Acciones públicas, basadas en la legislación contencioso administrativa, que pueden ser utilizadas para la defensa del medio ambiente y el buen manejo de los recursos naturales. Entre estas están *la Acción de Nulidad, la Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho, la Acción de definición de competencias administrativas, la Acción de Tutela, las Acciones Populares, la Acción para proteger los lugares de uso público, la Acción por daño contingente, la Acción de Cumplimiento y los Delitos Ecológicos.*

3.3 EL RÉGIMEN CONTRACTUAL COLOMBIANO

Como se expuso en el primer capítulo, el contrato es considerado por los neoinstitucionalistas como la institución más importante para el

⁹⁵ VEGALARA & ASOCIADOS, Op. cit., p. A1-24.

⁹⁶ VEGALARA & ASOCIADOS, Op. cit., p. A1-27.

funcionamiento de los mercados, gracias a que por su intermedio se hacen efectivos los derechos de propiedad que adquieren los agentes.

No obstante, es imprescindible que el sistema legal y el Estado garanticen el obligatorio cumplimiento del contrato por las partes que lo suscriben. A su vez, también se requiere que el marco institucional disminuya los problemas de la información y los costos de transacción responsables de la incertidumbre y el riesgo en el mercado.

Si no se cumplen estos objetivos, los contratos que suscriban los agentes tenderán a ser, lo que la teoría neoinstitucional llama, *Contratos Incompletos*; debido a que, en estas condiciones, es muy difícil cubrir todas las eventualidades que se puedan presentar durante su ejecución a largo plazo. El resultado de este problema es la desconfianza entre los agentes, ya que siempre percibirán la posibilidad de que sus contrapartes incurran en conductas oportunistas.

Esta situación no es ajena al sistema de contratación petrolero colombiano, donde la misma complejidad del negocio lleva a la existencia de contratos imperfectos e incompletos, que en ocasiones no llegan a concretarse debido a las múltiples eventualidades que pueden presentarse durante la vida del mismo. En el presente apartado, analizaremos algunos de los rasgos generales que han caracterizado nuestro régimen de contratación.

Para comenzar, en el contexto mundial los sistemas contractuales se dividen en dos tipos de regímenes: *el Régimen de Licencias y el Régimen Contractual*.

En los *Regímenes de Licencias*⁹⁷, el Estado concede el derecho exclusivo a un particular para explorar y/o explotar los hidrocarburos que se hallen en una determinada área, a cambio de lo cual recibe una regalía o porcentaje a modo de impuesto sobre la producción. La compañía privada tiene el control y la propiedad absoluta sobre el recurso descubierto y no esta obligada a consultar con el Estado la administración del mismo. Dentro de este tipo de regímenes se encuentran las Concesiones y los Joint Venture.⁹⁸

Para el caso de los *Regímenes Contractualistas*⁹⁹, el Estado no renuncia a la propiedad y administración del recurso y se reserva el derecho exclusivo de su exploración y explotación. Con este propósito, adopta la modalidad de contratación con compañías privadas, figura bajo la cual el contratista recibe a manera de pago un porcentaje de la producción o una tarifa monetaria previamente acordada. Dentro de este tipo de regímenes se encuentran los contratos de producción compartida y los contratos de servicios.¹⁰⁰

La evolución de los regímenes de Licencias a los regímenes Contractualistas se dio en la medida en que los países anfitriones (propietarios del recurso) fueron aumentando su nivel de conocimiento de la industria y con ello su capacidad negociadora, lo cual les permitió obtener una participación más equitativa en las ganancias. Cabe resaltar que en los principios de la industria, el régimen de licencias era bastante negativo para los países

⁹⁷ MARTÍNEZ VILLEGAS, Alejandro. Contratos de exploración y explotación en la industria del petróleo. *En*: Sistemas de contratación petrolera y mercadeo del crudo. Bogotá: Ecopetrol, 1990. p 14.

⁹⁸ En las Concesiones el Estado otorga a una compañía privada la exclusividad para explorar y explotar una extensa área, generalmente por un largo periodo de tiempo, a cambio de una tasa fija de regalías. En el Joint Venture, el Estado se asocia con la compañía petrolera para realizar las labores de exploración y explotación. Esto le permite tener un mayor control sobre las operaciones e ir adquiriendo mayor experiencia y conocimiento tecnológico.

⁹⁹ MARTÍNEZ VILLEGAS, Op. cit., p. 15.

¹⁰⁰ En los contratos de Producción Compartida no se otorga título sobre el recurso descubierto y la compañía extranjera recibe por sus servicios un porcentaje de la producción, dividido como "*Cost Oil*" y "*Profit Oil*" (Costo y Remuneración). Para el caso de los Contratos de Servicios, la remuneración se recibe en dinero. Existen dos tipos: Servicio sin riesgo y Servicio con riesgo.

dueños del recurso y, por el contrario, otorgaba grandes ventajas a las compañías petroleras.

3.3.1 La Evolución del Contrato Colombiano. Como hemos mencionado, la primera etapa de la historia contractual del país se relaciona con el Régimen de Concesión, cuya duración fue de 69 años (1905 – 1974). La segunda etapa, hace referencia al Régimen de Asociación, resultado del cumplimiento de la Ley 20 de 1969, y al inicio de Ecopetrol como administrador de los recursos petroleros de la nación.

El contrato de asociación colombiano puede clasificarse como una alianza estratégica contractual¹⁰¹ (Joint venture), debido a que Ecopetrol se asocia a una determinada compañía petrolera para explorar y explotar yacimientos de hidrocarburos. Sin embargo, este modelo de contrato reúne también otras características particulares, como son: el pago de regalías propio de la concesión, la distribución de la producción entre las partes como se hace en los contratos de producción compartida y la participación de Ecopetrol en un porcentaje de las inversiones de desarrollo como en los Joint Venture.¹⁰²

Ahora bien, en el transcurso de treinta años, el Contrato de Asociación Colombiano ha sufrido varios cambios en sus características básicas. Estos cambios han sido motivados por el comportamiento de la industria tanto a nivel nacional como a nivel internacional y principalmente por la necesidad de mantener la autosuficiencia energética del país.

¹⁰¹ BARRIOS GIRALDO, Adriana. Evaluación Histórica del Contrato de Asociación Colombiano. Bogotá: Universidad Nacional, 2001.

¹⁰² ECOPETROL. Sistemas de contratación petrolera. En: Revista Conociendo. Bogotá. Nos. 34, 35, 36, 37 (1996).

De esta manera, se pueden identificar las siguientes etapas dentro de la evolución del Contrato de Asociación Colombiano:

3.3.1.1 Contrato de Distribución 50 – 50. Esquema original del Contrato de Asociación que estuvo vigente desde 1974 hasta 1989. Básicamente se trataba de un contrato en el que Ecopetrol y la asociada repartían la producción de crudo en una proporción 50 – 50, una vez pagado el 20% de regalía a la nación¹⁰³. La duración del contrato era de 28 años, repartidos en 3 años de exploración - prorrogables por 3 años más - y en 22 años de desarrollo de los campos comerciales. La Asociada asumía el 100% de los costos de exploración, de los cuales Ecopetrol reembolsaba el 50% en caso de encontrarse un yacimiento comercial. Una vez en producción, Ecopetrol asumía el 50% de los costos de desarrollo.¹⁰⁴

En el caso de que Ecopetrol no aceptara la comercialidad del campo, la Asociada podía realizar la inversión por cuenta y riesgo propio, lo cual le permitía tomar el 100% de su producción, después de deducida la regalía, hasta el 200% de los trabajos realizados para producir el petróleo y el 50% de los costos directos de exploración en que hubiese incurrido para el descubrimiento del mismo. Terminado este reembolso, las instalaciones y los bienes adquiridos por la Asociada para la explotación del campo entraban a formar parte de la cuenta conjunta y Ecopetrol empezaba participar en la explotación del campo.

¹⁰³ La regalía de un proyecto petrolero (crudo o gas) corresponde al 20% de la producción. La Asociada entrega la regalía a Ecopetrol en especie en boca de pozo. Ecopetrol debe liquidarlas y entregar el producido a los departamentos y municipios beneficiarios y al Fondo Nacional de Regalías, siguiendo los parámetros establecidos por la Ley 141 de 1994. Proyecto Petro. Bogotá. 1999.

¹⁰⁴ VANEGAS ANGARITA, Oscar. Política Petrolera. Bucaramanga: UIS, 2001. p. 13.

Este tipo de contrato tuvo buena acogida entre las compañías petroleras, permitiendo la firma de 289 contratos durante toda su vigencia, para un promedio de 17 contratos anuales¹⁰⁵. Este buen comportamiento, se debió también a la situación de la industria a nivel mundial, ya que en la década de los 70's muchos países de tradición petrolera, como Arabia Saudita, Irán y Venezuela, endurecieron su política frente a las compañías extranjeras, lo que complicó su actividad en esas naciones. Además, la Organización de Países Productores de Petróleo – OPEP – estableció un aumento sin precedentes en los precios del crudo¹⁰⁶. Estos hechos llevaron a que las compañías petroleras desplazaran sus actividades, en busca de nuevas reservas, hacia países con legislaciones menos agresivas y un atractivo nivel de prospectividad.¹⁰⁷

Durante esta primera etapa, también se implementó un nuevo tipo de contrato para las áreas de reserva de Ecopetrol, este modelo se denominó *Participación de Riesgo* y consistía en que Ecopetrol participaba en un pequeño porcentaje de las inversiones de riesgo, a cambio de obtener un mayor porcentaje en la producción de los campos descubiertos.¹⁰⁸

Esta nueva política sectorial de contratación fue el resultado del proceso de redefinición de la estructura institucional, que le devolvió a la nación el derecho de administrar sus recursos petroleros. Lo positivo de este tipo de contrato fue que permitió fortalecer la capacidad negociadora de Ecopetrol y posicionó su nombre en el mercado mundial, permitiéndole adquirir credibilidad y autoridad en el manejo del sector.

¹⁰⁵ BARRIOS GIRALDO, Op. cit., p. 19.

¹⁰⁶ Esto se debió a la decisión de la OPEP de reducir la oferta de crudo, como una medida para mantener el dominio del mercado, además de asegurar un precio alto del mismo. Para una explicación más detallada ver el libro *Competitividad del Petróleo Colombiano*, de Alicia Puyana,. Bogotá. 1996.

¹⁰⁷ BARRIOS GIRALDO, Op. cit., p. 19.

3.3.1.2 Contrato de Distribución Escalonada. Este tipo de contrato se aplicó entre los años 1990 – 1994 y fue el resultado del deseo de Ecopetrol de mejorar la distribución de la producción de crudo para el país cuando se hicieran descubrimientos de grandes yacimientos, como lo fueron Caño Limón y Cusiana. Aunque este tipo de contrato mantenía los mismos términos y condiciones que el original (periodos de exploración y explotación, inversiones, administración y control, devolución de áreas), el cambio fundamental se hizo en la metodología adoptada para realizar la distribución de la producción entre Ecopetrol y la Asociada, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 2. Contrato de distribución escalonada.

**CONTRATO PRODUCCIÓN ACUMULADA
DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DESPUÉS DE
REGALÍAS**

| PRODUCCIÓN ACUMULADA (MBBLS) | % ASOCIADA | % ECOPETROL |
|-------------------------------------|-------------------|--------------------|
| Hasta 60 | 50 | 50 |
| 60 - 90 | 45 | 55 |
| 90 - 120 | 40 | 60 |
| 120 - 150 | 35 | 65 |
| Más de 150 | 30 | 70 |

Fuente: Ecopetrol

Como vemos en el cuadro anterior, a partir de los 60 millones de barriles Ecopetrol aumentaba su parte de la distribución en 5%, cada vez que la producción acumulada aumentaba en 30 millones de barriles; aspecto que no fue bien recibido por las Asociadas.

¹⁰⁸ ALZATE DIAZ, Carlos y SÁNCHEZ FERNÁNDEZ, Adriana del Pilar. Hacia una política petrolera de Estado. Bogotá, 2000. Trabajo de Grado (Especialista en Gerencia de Hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Centro de Estudios Avanzados. p. 4.

Además, por medio de la Ley 6ª de 1992 se impuso el denominado Impuesto de Guerra y un aumento en la Sobretasa Tributaria, medidas que afectaron el desempeño de la Industria. Si a esto agregamos la caída de los precios del crudo en el mercado internacional, entenderemos porque los bajos niveles de la actividad exploratoria durante la vigencia de este modelo. Efectivamente, sólo se firmaron 72 contratos, lo que significa un promedio de 16 contratos anuales¹⁰⁹.

Los negativos de estos cambios, en el modelo de contrato y en el régimen fiscal, fue que se adoptaron como una decisión unilateral del Estado colombiano, situación que afectó la credibilidad de los inversionistas en las reglas de juego del sector, debido al aumento en la sensación de riesgo y por tanto en los costos de transacción del intercambio. Como respuesta, la primera reacción de las multinacionales fue la de presionar al gobierno para que reformara nuevamente el contrato de asociación, mediante el rechazo de las áreas licitadas por Ecopetrol.

3.3.1.3 Contrato de Distribución con Factor R. Debido al bajo nivel competitivo del contrato de Asociación Colombiano, Ecopetrol intentó mejorarlo introduciendo una nueva metodología de distribución de la producción, a la cual llamó el Factor R (Factor de Rentabilidad). Esta metodología consistía en realizar la distribución ya no basándose en la producción acumulada sino en la rentabilidad propia de cada contrato¹¹⁰. El Factor R se define, entonces, como la relación entre los ingresos y los egresos acumulados por la Asociada durante el desarrollo del proyecto. El procedimiento para su cálculo es el siguiente:

¹⁰⁹ BARRIOS GIRALDO, Op. cit., p. 20.

¹¹⁰ ALZATE DIAZ, Op. cit., p. 5.

$$\text{Factor R} = \text{IA} / (\text{ID} + \text{GO} + \text{A} - \text{B})$$

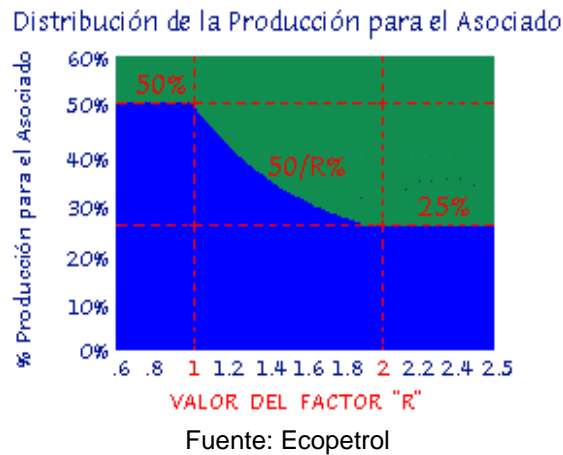
- En donde:
- IA: Ingresos Acumulados de la Asociada. (Volumen x Precio)
 - ID: Cincuenta por ciento (50%) de las Inversiones de Desarrollo Acumuladas.
 - A: Costos directos de Exploración en que ha incurrido la Asociada.
 - B: Reembolso Acumulado de los Costos Directos de Exploración (Máx. 50%)
 - GO: Gastos de Operación Acumulados de la Asociada.

Según ésta metodología, Ecopetrol y la Asociada toman cada una el 50% de la producción que les corresponde, una vez deducida la regalía del 20%, hasta que se den las siguientes condiciones:

- ✓ Que la producción acumulada del área contratada alcance los sesenta millones de barriles, y
- ✓ Que el *Factor R* sea mayor o igual a 1, o sea, que la Asociada haya recuperado su inversión.

Cumplidas estas condiciones y si el valor de *R* se localiza entre 1 y 2, “*El porcentaje de la producción que le corresponde a la parte Asociada durante un periodo de un año será el que resulte de dividir al cincuenta por ciento entre el valor del Factor R. Finalmente cuando el Factor R supera el valor de dos, la distribución de la producción es de 75% para ECP y de 25% para la parte Asociada.*”¹¹¹

Grafica 9. Contrato con esquema de distribución Factor R.



El *Factor R* era aplicado para periodos de un año, comprendido entre julio 1 y junio 30, con base en los valores acumulados al 31 de diciembre del año inmediatamente anterior ¹¹²

A pesar de que éste esquema fue considerado por las compañías petroleras como poco atractivo, entre los años 1994 y 1998, se lograron firmar un total de 72 contratos. Lo anterior se debió a que durante este lapso los precios internacionales del crudo permitieron seguir manteniendo el atractivo geológico del país, aún por encima de las variables políticas y fiscales ¹¹³.

Otro aspecto importante de este periodo, tiene que ver con las nuevas modificaciones que se hicieron al contrato durante el primer trimestre de 1995, relacionadas con el reembolso que Ecopetrol haría a la asociada de los costos directos de exploración de los pozos exploratorios secos y de la adquisición sísmica, con el 50% de su parte en la producción, una vez

¹¹¹ ECOPETROL, Sistemas de contratación petrolera, Op. cit., p. 1

¹¹² VANEGAS ANGARITA, Política Petrolera, Op. cit., p. 15.

¹¹³ BARRIOS GIRALDO, Op. cit., p. 21.

declarada la comercialidad del campo. Estas reformas se hicieron con el fin de mejorar la competitividad del país en campos pequeños, favoreciendo la rentabilidad del asociado una vez hecho el descubrimiento e iniciada la explotación comercial de crudo¹¹⁴.

Además, se crearon los *Contratos de Riesgo Compartido* en áreas asignadas a Ecopetrol, donde la Estatal asumía el 50% de las inversiones en exploración, era la Operadora en exploración y explotación, y la distribución de la producción partía de la base del 50% o más, de acuerdo a la mejor oferta presentada por las compañías interesadas. La adjudicación del contrato se hace de acuerdo al porcentaje de producción adicional que las compañías interesadas ofrezcan a Ecopetrol¹¹⁵.

Los cambios adoptados dentro de la política sectorial, en esta etapa, fueron la respuesta a la crisis de la estabilidad del sector ocasionada por el anterior modelo de contratación. En esta reforma se busco concertar con el sector privado la nueva formula de distribución del contrato, con la finalidad de fortalecer la confianza en la industria y atraer más inversión de riesgo. Además, se busco motivar el interés hacia otros tipos de contrato con el propósito de dar un mayor dinamismo al sector.

El efecto negativo de este contrato se presento en la manera como la formula del Factor R calculaba la recuperación de la rentabilidad del asociado durante la explotación de los campos, debido a que esta recuperación era bastante lenta y en consecuencia la nación recibía una menor cantidad de crudo por un lapso de tiempo mayor. En la opinión de los detractores de este modelo, las multinacionales aun después de haber recuperado su inversión seguían aumentando su ganancia en el tiempo.

¹¹⁴ ECOPETROL, Sistemas de contratación petrolera, no.34, Op. cit., p. 1

¹¹⁵ VANEGAS ANGARITA, Política Petrolera, Op. cit., p. 15.

3.3.1.4 Contrato con Factor R y distribución 30 – 70¹¹⁶. Como consecuencia de la caída del precio del crudo (en 1998) y, por ende, de la disminución del capital de riesgo dedicado a la inversión en exploración, las compañías petroleras se empezaron a interesar en países con mayor prospectividad geológica, menor riesgo político y mejores sistemas fiscales. Esta situación llevo a que el país perdiera competitividad en el contexto petrolero internacional y a que el nivel de contratación cayera drásticamente; lo que activo la alarma de la perdida de autosuficiencia petrolera.

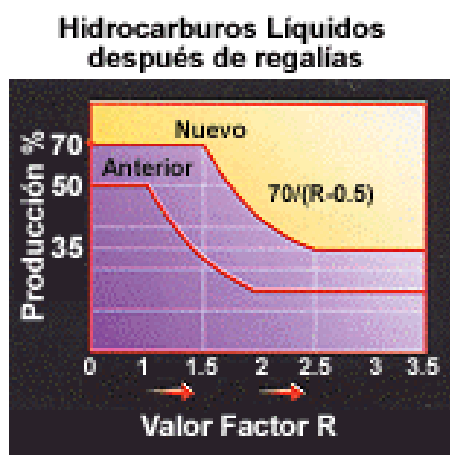
En respuesta, en julio de 1999, la Junta Directiva de Ecopetrol aprobó una serie de cambios en el Contrato de Asociación, mediante los cuales se buscaría atraer nuevamente a los inversionistas extranjeros. Estos cambios estaban dirigidos a flexibilizar los términos fiscales para hacer más atractivo el contrato de asociación colombiano y comprendía los siguientes aspectos:

- ✓ **Porcentaje de participación 30 – 70.** Ecopetrol reduce su participación del 50% al 30% una vez se declara la comercialidad del campo, lo que aumenta el porcentaje de las reservas que le corresponden a la compañía asociada.
- ✓ **Cambios en el Factor R.** Los puntos de corte del *Factor R* pasaron a ser de 1.5 y 2.5, y su aplicación ya no se hará por contrato sino por campo. De esta manera, cuando la producción acumulada del campo sea menor a 60 millones de barriles, la asociada obtendrá una participación del 70%. Cuando la producción acumulada sea igual o superior a 60 millones de barriles, la participación de la asociada se mantendrá en el 70% hasta que el *Factor R* alcance el valor de 1.5, a

partir de donde la distribución de la asociada se hará de acuerdo a la relación exponencial $70\%/(R-0.5)$, lo que indica que irá disminuyendo. Por último, cuando el *Factor R* sea igual a 2.5 (los ingresos de la asociada superan los egresos en un 150%), la participación de Ecopetrol será del 65% y la de la asociada de 35%. Este cambio le permite a la asociada obtener una recuperación más rápida de los costos, lo que mejora su rentabilidad en cada proyecto.

Además, se estableció un *Factor R* diferente para el caso de los descubrimientos de gas, el cual se dispara entre 2 y 3.

Gráfica 10. Nuevo esquema de distribución por Factor R



Fuente: Ecopetrol

✓ ***Cambio en la metodología de depreciación de activos intangibles.***

Por medio de la Ley 488 de 1998, se cambió el método de amortización de los activos intangibles, tales como los pozos exploratorios y de desarrollo, basado en el sistema de unidades de producción, por el método de línea recta en cinco años. Esto le

¹¹⁶ Datos tomados de RODADO NORIEGA, Op. cit., p.17-30.

otorga un beneficio tributario a la asociada, al permitirle una depreciación acelerada de estos activos.

- ✓ **Cambios en el Régimen de Regalías.** Hasta el momento, el país había manejado un régimen de regalías fijas, establecido en el 20% de la producción por campo. Sin embargo, el gobierno nacional consideró que este esquema debía alterarse para hacer el contrato de asociación mucho más atractivo. Por esta razón, el Congreso de la República dentro de la Ley 508 de 1999, que aprobó el Plan Nacional de Desarrollo para el periodo 1999 - 2002, contempló la modificación del régimen de regalías establecido en la Ley 141 de 1994, por un sistema de regalías variables en función del volumen de producción registrado para cada período de liquidación.

Este nuevo esquema de regalías estaría entre un mínimo del 5% y un máximo de 25%. Su funcionamiento sería de acuerdo al siguiente cuadro:

Tabla 3. Nuevo esquema de regalías variables.

| REGIMEN DE REGALÍAS VARIABLES DE ACUERDO A LA PRODUCCIÓN POR CAMPO | |
|---|-----------------------------------|
| Producción Diaria | Porcentaje de Regalía |
| Producción < a 5.000 barriles diarios | 5% |
| Entre 5.000 y 125.000 barriles diarios | Línea recta hasta alcanzar el 20% |
| Entre 125.000 y 400.000 barriles diarios | 20% |
| Entre 400.000 y 600.000 barriles diarios | Línea recta hasta alcanzar el 25% |
| Producción > a 600.000 barriles diarios | 25% |

Fuente: Ecopetrol

La Ley 619 de 2000 reglamento el nuevo esquema de regalías variables; sin embargo, la Corte Constitucional la derogó por error de procedimiento y dio el término de un año de transición para definir la nueva ley de regalías.

- ✓ **Cambios en la Normatividad Ambiental.** Teniendo en cuenta que uno de los trámites más dispendiosos para la ejecución de los proyectos petroleros era el relacionado con la expedición de la Licencia Ambiental, el gobierno optó por modificar la normatividad respectiva. Resultado de esta política fue la expedición del Decreto 788 de 1999, mediante el cual se simplificaron los procedimientos para la tramitación y obtención de las licencias ambientales y se redujeron los lapsos de tiempo requeridos para su aprobación.

Uno de los cambios más importantes fue el de establecer la expedición de licencias ambientales integrales para la totalidad de un proyecto petrolero. Anteriormente se exigía una licencia para cada una de las actividades (exploración, producción, transporte y líneas de flujo). Además, se expidió el Decreto 1122 de 1999, que redujo a la mitad (120 días) el tiempo máximo para el trámite ambiental.

En palabras del expresidente de Ecopetrol, Carlos Rodado Noriega, *“Los ajustes incorporados tanto en el modelo de contratación, como en el régimen de regalías y en el método de depreciación de intangibles eleva la rentabilidad esperada de los inversionistas en más de 10 puntos porcentuales, ubicándose en un porcentaje superior al 17%, que es equivalente a una rentabilidad del proyecto exitoso superior al 30%. A su turno, la participación del Estado (state take) disminuye de 80% a 55%-65%, en promedio.”*¹¹⁷

Este nuevo esquema de contratación llamó la atención de los inversionistas, en un momento en el que los precios de petróleo empezaban a recuperarse. Es así como se registraron cambios positivos en la contratación del país, pasando de un solo contrato firmado en 1999 a 32 contratos firmados en el año 2000.¹¹⁸

No obstante, estas reformas y sus correspondientes resultados no han servido para superar el riesgo de la pérdida de autosuficiencia petrolera. La acelerada disminución de la actividad exploratoria puede evidenciarse en los 80 pozos exploratorios que se llevaron a cabo en 1990, contra los 10 pozos que se perforaron a finales de la década¹¹⁹.

Esta reforma de la política sectorial puede considerarse como la más drástica desde que se implantó el régimen de asociación. Aunque su adopción puede justificarse en la situación crítica que venía afrontando el sector, no es del todo cierto que en la práctica fuese a tener mayor incidencia en su comportamiento, ya que este descenso en los niveles de contratación tenía una fuerte dependencia de la situación de la industria a nivel mundial. Más bien, podría decirse que el motivo principal de estos cambios fue la presión efectuada por las compañías multinacionales para modificar el contrato de asociación y el régimen fiscal, estrategia que tuvo éxito ante la amenaza que tenía el país de perder su capacidad de autosuficiencia energética.

En el próximo capítulo trataremos de realizar un análisis de los diferentes aspectos que hemos venido tocando en los capítulos II y III, ayudándonos para ello del marco teórico propuesto al inicio de este trabajo.

¹¹⁷ Ibid., p. 22.

¹¹⁸ ECOPETROL, Estadísticas de la industria petrolera, Op. cit.

¹¹⁹ MONTENEGRO, Op. cit. p. 16.

4. EFECTOS DEL MARCO INSTITUCIONAL PETROLERO SOBRE LA INDUSTRIA DURANTE EL PERIODO 1970 – 1999.

En este capítulo final trataremos de hilar los tres capítulos anteriores con el propósito de dar una explicación al problema del estancamiento de la industria petrolera colombiana, representado principalmente en la disminución de la contratación petrolera durante finales de la década de los noventa y su consecuente efecto negativo sobre la adición de nuevas reservas al stock del país.

Para este propósito se empleará, como herramienta de análisis, el modelo neoinstitucional visto en el primer capítulo. Este modelo nos permitirá comprender la manera como la actual estructura institucional del sector ha sido responsable del deficiente desempeño de la industria, debido a que no ha logrado disminuir los costos de transacción presentes en el sector y ha creado, en su defecto, un marco de incentivos adversos que promueve comportamientos oportunistas en los agentes que intervienen en el mercado, al convertirlos en capturadores de renta¹²⁰.

Fundamentalmente, el interés de este trabajo recaerá sobre el papel que ha desempeñado el Estado dentro de esta estructura y su responsabilidad en el estancamiento del sector; ya que en últimas es la esfera dónde se definen la política de contratación y la fiscal, las cuales tiene una gran influencia en el comportamiento de la industria.

¹²⁰ Para los neoinstitucionalistas, los capturadores de rentas (Rent-seekers), son grupos de personas especializados en apropiarse de rentas originadas en la acción del gobierno o del sector privado. En el caso del sector público, Eduardo Wiesner explica este fenómeno de la siguiente manera: “Los “rent-seekers” presionan a los gobiernos para que intervengan como respuesta a presumibles o reales fallas del mercado y aprovechan para crear, para sí, rentas que el mercado, operando abiertamente, no les entregaría. Actividades derivadas de escogimientos públicos tales como la regulación, tarifas, cuotas,

4.1 LOS COSTOS DE TRANSACCIÓN EN EL SECTOR PETROLERO COLOMBIANO

Como se presentó en el primer capítulo, para los neoinstitucionalistas la razón por la cual los mercados son imperfectos y en muchas ocasiones no arrojan los resultados de eficiencia esperados, es porque presentan *Costos de Transacción* positivos, que impiden a los agentes alcanzar el máximo provecho del intercambio. Esta situación no es ajena a la industria petrolera.

Para el caso de Colombia, teniendo en cuenta su particular situación política y económica, este tipo de costos es bastante considerable; sin embargo, debido a los alcances de este trabajo no se hará un estudio a fondo del tema, sólo haremos un análisis básico al respecto.

Los costos de transacción que presenta el sector petrolero colombiano se deben principalmente a dos problemas: los relacionados con la disponibilidad y la calidad de la información requerida para la toma de decisiones, y los referentes a la deficiente definición de los derechos de propiedad necesarios para el buen funcionamiento de la industria.

Los problemas de disponibilidad y calidad de la información a que hacemos referencia, tienen relación con el nivel de conocimiento geológico del país – lo que se conoce como la *prospectividad* –, el marco legal que rige la industria y la situación política y económica que caracteriza el medio colombiano.

precios de sustentación y financiamientos cuasifiscales, son las principales fuentes de financiamiento de los “rent-seekers”.” Ibid., pag. 93.

Al hablar de la *prospectividad*, hacemos referencia a una variable de riesgo que es indisoluble de la actividad petrolera, su conocimiento es fuerza mayor tanto para las empresas multinacionales como para las entidades estatales que manejan la política, por tanto, hace parte de la ecuación de costos de la industria.

Sin embargo, desde la perspectiva neoinstitucional, la *prospectividad* puede ser analizada dentro de la categoría del *costo de transacción*, teniendo en cuenta que como información es de vital importancia para el correcto funcionamiento del sector. Como se dijo en el primer capítulo, la fuente más significativa de estos costos es la de adquirir y procesar la información necesaria para llevar a cabo las transacciones.

De acuerdo a lo anterior, en la medida que no se cuenta con la información geológica suficiente, se genera un ambiente de mayor incertidumbre y riesgo para las partes participantes en la negociación, lo que aumenta los costos de contratación en la industria.

Aquí se configura lo que los neoinstitucionalistas definen como el problema de la información incompleta y asimétrica, que se traduce en conductas oportunistas por parte de los agentes, como selección adversa, riesgo moral y aversión al riesgo, impidiendo llevar los contratos a feliz término.

Las dificultades en este aspecto, se originan en el bajo conocimiento geológico que se tiene de la mayoría de las cuencas sedimentarias que conforman el país, lo que ha impedido establecer con certeza las reservas reales de hidrocarburos que se poseen, tanto a nivel terrestre como a nivel marítimo.

Tal y como se menciona en el segundo capítulo, en casi un siglo de actividad petrolera, solo se han explorado 7 de las 18 cuencas existentes, lo que representa solamente un 37% del área potencialmente petrolífera, pero que aún así ha significado el descubrimiento de 9.000 millones de barriles de petróleo equivalente¹²¹. A modo de ejemplo, Colombia tiene 23 pozos exploratorios por cada 10.000 Km², mientras que el promedio mundial se encuentra en 105 pozos¹²².

De acuerdo a Ecopetrol, en el año 2000 el país contaba con un área en exploración de 1.552.286 Has., frente a un área disponible para exploración de 99.291.318 Has. Al observar el área total contratada para diciembre 31 de 2000, nos damos cuenta que ésta fue de apenas 17.018.785 Kha¹²³. (Cuadro 4)

Tabla 4. Estado de tierras a diciembre de 2000

| ESTADO DE TIERRAS A DIC. 31 DE 2000 | |
|--|-------------|
| Tipo de Área | Has. |
| Área en Exploración | 1.552.286 |
| Área en Producción | 883.915 |
| Área en Concesión | 25.427 |
| Área Licitación (Ronda 2000 - CND) | 1.892.055 |
| Área Del País Disponible Para Explorar | 99.291.318 |

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia de Exploración y Producción

Como se observa, es extensa el área que resta por explorar (un 97%) y por tanto es muy poco lo que realmente se sabe sobre nuestro verdadero potencial hidrocarburífero, el cual según Ecopetrol ascendería a

¹²¹ RODADO, Op. Cit., p. 9.

¹²² ALVAREZ, Carlos Guillermo. Economía y Política Petrolera. Bogotá: USO – INDEPAZ, 2000. p. 160.

¹²³ Estadísticas de la Industria Petrolera / Empresa Colombiana de Petróleos. Vigésima Tercera Edición. Bogotá: ECOPETROL, 2000.

aproximadamente 37.000 millones de barriles de petróleo equivalente, que se conformarían de un 70% de hidrocarburos líquidos y un 30% de gas¹²⁴.

Esta situación genera un ambiente de alta incertidumbre en el sector, debido a que las compañías extranjeras a la hora de contratar prefieren hacerlo en las siete cuencas activas, ya que al poseer un mayor nivel de información el riesgo que deben asumir es menor. Lo delicado del asunto es que la mayor parte de las reservas potenciales a futuro parecen estar ubicadas en las once inexploradas cuencas restantes, denominadas *inactivas*.

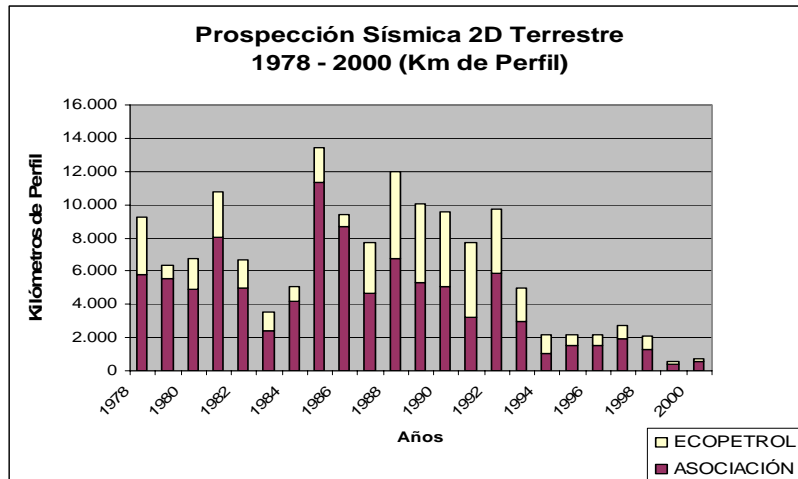
El problema radica en que la adquisición de la información geológica se caracteriza por su elevado costo, debido a que requiere de cuantiosas inversiones en exploración sísmica. Estas inversiones por lo general no pueden ser cubiertas totalmente por el país dueño del recurso, necesitando por tanto de la inversión y la tecnología extranjeras.

Si observamos el comportamiento de la industria en la última década, encontraremos que Ecopetrol ha venido disminuyendo sustancialmente su nivel de inversión directa en exploración y el papel desempeñado por las compañías extranjeras, en los Contratos de Asociación, ha sido también muy pobre.

En la siguiente Gráfica, se puede apreciar como desde principios de la década del noventa Ecopetrol ha disminuido progresivamente sus inversiones en prospección sísmica, la cual ha caído de 4.528 Km de perfil en 1990 a apenas 186 Km de perfil en el 2000. Igual comportamiento ha ocurrido con la inversión en asociación, que paso de 5.066 Km de perfil en 1990 a 545 Km de perfil en el 2000.

¹²⁴ RODADO, Op. Cit., p. 9.

Gráfica 11. Prospección Sísmica 2D Terrestre 1978 - 2000



Fuente: Estadísticas de la Industria Petrolera. Ecopetrol. Año 2000.

Lo anterior se convierte en un círculo vicioso, debido a que la falta de información sobre las cuencas inactivas impide que se puedan materializar nuevas contrataciones en ellas, lo que al mismo tiempo significa postergar su conocimiento geológico indefinidamente. Se trata entonces de una pérdida de oportunidad para el país, al retrasarse el descubrimiento y desarrollo de nuevas reservas.

En conclusión, este tipo de costos es altamente negativo para el desarrollo de la industria y la seguridad energética del país. Por un lado, lleva a que las compañías extranjeras asuman una actitud de aversión a las áreas poco conocidas ofrecidas en licitación, debido al mayor riesgo e incertidumbre que presentan. Por otra parte, el Estado se enfrenta a una situación cada vez más difícil en la medida en que se reducen las reservas disponibles, llevando a que se tomen decisiones de política contractual adversas para el interés económico y energético de la nación.

Así mismo, desde el punto de vista neoinstitucional, esta falta de información geológica por parte del Estado, puede ser aprovechada por las compañías multinacionales para obtener beneficios extraordinarios en procesos de contratación de áreas en las cuales su conocimiento es mayor, generándose un problema de asimetría de la información.

En lo que atañe a los problemas relacionados con el marco legal de la industria y la situación política y económica del país, nos estamos refiriendo también a las implicaciones negativas que acarrea una mala definición de los *Derechos de Propiedad* para el óptimo funcionamiento del sector y de la economía.

Como se sabe, la estructura de derechos de propiedad puede ser un facilitador o un obstáculo para el buen desempeño de los mercados. En el primer caso, reduce la incertidumbre y el riesgo, creando las condiciones adecuadas para que se desarrolle el intercambio de bienes y servicios. En el segundo, puede orientar a los agentes hacia actitudes predatorias y redistributivas que en vez de permitir el crecimiento y el desarrollo de la economía, conducen a su estancamiento.

Esto último se debe a que la mayoría de la veces las estructuras de Derechos de Propiedad son diseñadas e impuestas por los grupos económicos y/o políticos que poseen más poder de negociación, con el objetivo claro de obtener beneficios privados en contravía de los intereses del resto de la sociedad.

Ahora bien, este tipo de control se da a nivel del *Marco Legal*, que es la estructura donde se da cuerpo a los Derechos de Propiedad y se sienta, por tanto, la base para el desempeño eficiente o ineficiente de los mercados económico, político y social. Recordemos que el marco legal define las reglas

de juego legítimas, creíbles y aceptadas por todos los agentes, para hacer efectiva su participación en el intercambio de bienes y servicios con la seguridad de que se beneficiaran del proceso¹²⁵.

De acuerdo a lo anterior, el marco legal que regula las actividades del sector petrolero es la columna vertebral de la industria a nivel nacional. Sin embargo, para el caso colombiano, esta estructura adolece de fallas, que al contrario de disminuir los costos de transacción, los aumenta y obstaculiza el óptimo desempeño del sector.

Es un marco legal que aumenta incertidumbre y la percepción de riesgo en los agentes. Esta inseguridad de tipo jurídico es altamente negativa para la industria, en palabras de Salomón Kalmanovitz: *“La inseguridad jurídica crea necesariamente imprevisión, más desconfianza, menos inversiones, atraso y pobreza. [...] Los inversionistas extranjeros contemplan estupefactos que los tribunales del país, liderados por su máxima instancia (la Corte Constitucional), están cambiando las reglas de juego todo el tiempo, bajo los giros erráticos de la política.”*¹²⁶

Se crítica la excesiva inestabilidad en la legislación, sobretodo en lo referente a los términos fiscales del contrato, los cuales según Alicia Puyana¹²⁷, tienden a cambiar en promedio cada dos años, de acuerdo a las necesidades económicas del gobierno. Este comportamiento afecta las decisiones a largo plazo los inversionistas extranjeros, hasta el punto de provocar aversión a los contratos.

¹²⁵ RUBIO, Mauricio. Reglas del juego y costos de transacción en Colombia. Bogotá: CEDE, 1996.

¹²⁶ KALMANOVITZ, Salomón. Las instituciones y el desarrollo económico en Colombia. Bogotá: Norma, 2001. p. 169.

¹²⁷ PUYANA, Alicia. Competitividad del Petróleo Colombiano: Una revisión de los factores externos. Bogotá: CRESET, 1996. p. 210.

Agregado a esto, el sistema legal colombiano como un todo, es visto con recelo, no solo por los inversionistas extranjeros sino también por el ciudadano promedio. Se critica la excesiva tramitología, lentitud, burocratización, imprevisibilidad y corrupción del sistema judicial, donde el alto costo y la impunidad en los procesos es el común denominador.¹²⁸

Según Rubio, “..., la reglamentación colombiana es considerada más como una herramienta que crea conflictos que como un elemento que contribuye a su solución.”¹²⁹

Otro de los costos que conlleva la realización de transacciones en el ambiente colombiano, se relaciona con la situación de inseguridad que vive el país. Este es un tema en el cual las compañías extranjeras son bastante sensibles, ya que ellas terminan siendo objetivo del accionar de los grupos al margen de la ley.

Estas acciones delictivas contra la industria tienen dos objetivos básicos, por un lado, se emplean para manifestar el desacuerdo que los grupos guerrilleros – FARC, ELN – tienen sobre el manejo de los recursos petroleros por parte de la nación, como es el caso de los ataques efectuados contra el oleoducto Caño Limón – Coveñas.

En efecto, como se observa en el siguiente cuadro, durante el periodo comprendido entre 1986 – 2000, se efectuaron 752 atentados contra el oleoducto, lo que ocasionó el derrame de 2.400.100 barriles de crudo, para un costo total estimado en 124,2 MUS \$.

¹²⁸ KALMANOVITZ, Op. Cit., p. 141.

Tabla 5. Atentados contra el sistema Caño Limón - Coveñas

**Atentados contra el Sistema Caño Limón – Coveñas
1986 – 2000**

| Año | Número | Crudo perdido (kB) | Costos (MUS \$) | | | |
|--------------|------------|--------------------|-----------------|------------------|-------------|--------------|
| | | | Reparación | Descontaminación | Crudo | Total |
| 1986 | 23 | 108,6 | 5,2 | 1,7 | 1,3 | 8,2 |
| 1987 | 11 | 11,0 | 1,2 | | 0,2 | 1,4 |
| 1988 | 50 | 326,4 | 2,9 | 3,4 | 4,5 | 10,8 |
| 1989 | 29 | 83,6 | 1,5 | 2,0 | 1,5 | 5,0 |
| 1990 | 23 | 100,0 | 1,5 | 3,4 | 2,2 | 7,1 |
| 1991 | 60 | 176,2 | 2,7 | 3 | 3,8 | 9,5 |
| 1992 | 62 | 156,8 | 2,2 | 3,9 | 3,0 | 9,1 |
| 1993 | 38 | 107,8 | 1,6 | 1,4 | 1,5 | 4,5 |
| 1994 | 45 | 142,4 | 2,4 | 1,9 | 2,1 | 6,4 |
| 1995 | 46 | 134,3 | 3 | 2,4 | 2,2 | 7,6 |
| 1996 | 47 | 105,6 | 3,6 | 3,5 | 2,1 | 9,2 |
| 1997 | 64 | 200,9 | 4,0 | 8,4 | 3,6 | 16,0 |
| 1998 | 77 | 250,4 | 3,9 | 1,2 | 3,3 | 8,4 |
| 1999 | 79 | 211,9 | 3,8 | 1,2 | 3,4 | 8,4 |
| 2000 | 98 | 284,1 | 4,1 | 0,5 | 8,0 | 12,6 |
| TOTAL | 752 | 2400,1 | 43,6 | 36,2 | 42,7 | 124,2 |

Fuente: Estadísticas de la Industria Petrolera. Ecopetrol. 2000

El otro objetivo de estos grupos, es el de lograr capturar parte de las rentas extraordinarias que se derivan de esta industria, mediante la ejecución de acciones de extorsión y secuestro que ejercen sobre las compañías extranjeras y sus funcionarios¹³⁰; al igual que las presiones que ejercen sobre las administraciones municipales receptoras de regalías para que desvíen parte de estos recursos hacia la financiación de sus actividades.

Este último objetivo, muestra el papel de *Rent-seeker* que este tipo de organizaciones al margen de la ley desempeña en la industria petrolera colombiana. Aunque su acción se desarrolla desde afuera de la estructura burocrática, su efecto es igualmente negativo e impactante sobre el desarrollo de la industria y el funcionamiento de la administración pública.

¹²⁹ Para un estudio más afondo de los costos de transacción presentes en el sistema legal colombiano se recomienda ver este trabajo. RUBIO, Op. Cit., p. 30.

Tan delicada es esta situación, que ha requerido de la implantación de costosas políticas de seguridad por parte del Estado y del sector privado, como alternativa para hacer viable el desarrollo de las actividades propias de la industria – exploración y producción. Un aspecto de lo anterior, se manifestó en el establecimiento del llamado Impuesto de Guerra (Ley 6ª de 1992), que gravaba la producción de crudo por barril¹³¹, y cuyo objeto era fortalecer las Fuerzas Armadas.

Otro caso ejemplificante, es lo manifestado por el ex-presidente de Ecopetrol, Alberto Calderón Zuleta¹³², al decir que: “... para perforar en Gibraltar se realizó el convoy militar más grande en la historia de Colombia – 1.500 hombres, cuatro helicópteros y 40 kilómetros de largo -, y que en Niscota se va a crear una brigada con 2.500 hombres para que custodien el pozo”.

La más grave consecuencia de este fenómeno, es la pérdida de legitimación del Estado, que se origina en la pérdida del monopolio de la fuerza frente al accionar militar y político que ejercen los grupos al margen de la ley. Esto se traduce negativamente en la competitividad del Contrato de Asociación colombiano, ya que compromete la realización de nuevas inversiones en el sector debido al aumento del riesgo para las empresas extranjeras que adelanten actividades en el país.

¹³⁰ MOLINA VALDERRAMA., Pablo. El paradigma del petróleo. En: Economía Colombiana y Coyuntura Política. Bogotá: Contraloría General de la República. Edición 287 (Diciembre 2001); p. 8.

¹³¹ El Impuesto de Guerra contemplaba, para el año de 1992, el pago de aproximadamente \$600,00 pesos por barril de crudo liviano producido y \$350,00 pesos por barril de crudo pesado producido. El valor del impuesto se ajustaba año tras año. Su aplicación se dio hasta el año 1997. Mas tarde se establecerían nuevas tarifas con base en un porcentaje del valor de la producción mensual, de acuerdo a lo establecido por la Ley 633 de 1995. La contribución estaría vigente hasta el año 2000.

¹³² CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA. Negro panorama petrolero. En: Economía Colombiana y Coyuntura Política. Bogotá: CGR. Edición 287 (Diciembre 2001); p. 26.

En el aspecto económico, debemos tener en cuenta que durante la última década se ha venido afrontando una recesión sin precedentes¹³³, lo que inevitablemente se convierte en un punto de análisis básico, dentro de las proyecciones adelantadas por cualquier empresa extranjera al momento de valorar los riesgos de invertir en el país.

En síntesis, los problemas anteriormente presentados reflejan que el andamiaje institucional¹³⁴ del Estado colombiano, no ha logrado reducir los costos de transacción presentes, no solamente en lo que respecta al sector de hidrocarburos, sino a la economía colombiana como un todo. No existen, por tanto, unos derechos de propiedad claros que conduzcan al crecimiento y desarrollo económico, político y social, ni mucho menos la garantía de su perfecta protección y vigilancia.

4.2 EL PROCESO DE CONFORMACIÓN DE LA ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR PETROLERO COLOMBIANO Y SUS EFECTOS SOBRE LA DINÁMICA DE LA INDUSTRIA

Para los neoinstitucionalistas, los marcos institucionales formales evolucionan respondiendo a la composición del poder político, a la estructura del Estado, y el modelo de desarrollo adoptado por los países en cada momento de su historia.

¹³³ De acuerdo a lo expuesto por Álvarez la economía colombiana ha presentado tasas de desempleo del 34% (incluyendo el cálculo del subempleo), tasas de crecimiento negativo del PIB de al menos el -3% para 1999, tasas de interés reales superiores al 18%, dedicación del 35% de presupuesto al pago de la deuda pública. ALVAREZ. Op., cit., p. 174.

¹³⁴ Recuérdese que el andamiaje institucional hace referencia al conjunto de instituciones formales e informales que definen el marco de incentivos bajo el cual los agentes participan en el intercambio,

No obstante, North nos dice que esta evolución en el marco institucional estará condicionada por la expectativa que tengan los grupos con mayor poder de negociación de que los cambios que se efectúen en las reglas formales representarán un mejoramiento de su posición dentro del mercado.

Esto nos indica que el proceso de innovación institucional es conflictivo y a largo plazo, como consecuencia de la diversidad de intereses en juego; debido a que estos cambios alteran la estructura de poder de la sociedad. Por tal motivo, se requiere que el proceso de negociación sea participativo y consensual, si lo que se busca es la legitimidad y eficiencia de las nuevas instituciones.

En esta parte del capítulo describiremos la manera como se fue conformando la estructura institucional del sector petrolero colombiano y cuales han sido sus efectos sobre la dinámica de la industria durante el periodo 1970 - 1999.

Primero que todo, empezaremos por afirmar que dicha estructura, hasta el momento, no se ha construido bajo la visión de una política energética de largo plazo, que propenda por el aprovechamiento sostenible y racional de los hidrocarburos, y que invierta los recursos económicos obtenidos de su explotación en el fomento de sectores con alto impacto sobre el crecimiento y el desarrollo del país.

Al contrario, las características del desarrollo del sector nos indican que dicha estructura ha sido ideada con el propósito primordial de lograr la máxima captura de la renta proveniente de su explotación, aún a costa del agotamiento acelerado de las reservas en ciertos periodos, y con una muy

no necesariamente de una manera eficiente y productiva. Hablamos de leyes, códigos, tradiciones, costumbres, órganos de control y vigilancia, etc.

fuerte inclinación a emplear los recursos obtenidos en el financiamiento de los gastos del gobierno central.

Para comprender esta afirmación debemos referirnos al proceso histórico mediante el cual se conformó la actual estructura institucional petrolera, proceso que ha estado determinado por la importancia económica y política que fue adquiriendo el sector a medida que crecía su aporte en los ingresos de la nación.

4.2.1. Proceso Histórico de la Conformación de la Estructura Institucional del Sector. Al remontarnos a los inicios de la industria, con las Concesiones De Mares y Barco, nos encontrarnos con un desarrollo institucional poco complejo, producto de un sector que no alcanzaba a tener una significativa participación dentro de la economía del país y mucho menos dentro de las finanzas del gobierno central y territorial.

En esta etapa, cuando el conocimiento de la industria y del potencial petrolífero del país era bastante escaso, la política petrolera estaba en manos del Presidente de la República y no existía una participación notoria de las clases dirigentes en su definición. La principal preocupación del gobierno central era suplir la baja demanda interna de combustibles y de paso aprovechar los pocos ingresos económicos producto de las regalías obtenidas por su explotación¹³⁵.

¹³⁵ El gobierno del General Rafael Reyes exigió un 15% del producido neto como contraprestación por las concesiones Barco y De Mares en el año 1905. Ver: COLOMBIA. CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA. ¿Para que han servido las regalías? Propuesta de redistribución. Bogotá: Contraloría, 2002. p. 7.

Sin embargo, en la medida que aumento el conocimiento de la industria en las clases dirigentes, en los círculos intelectuales y en el movimiento obrero, se empezó a gestar una conciencia nacional respecto de la importancia que tenía el petróleo para el desarrollo y el crecimiento del país. Se asumió, entonces, una posición defensiva de los intereses de la nación frente a las compañías petroleras, sobre todo en contra del gravoso Contrato de Concesión.

A partir de ese momento se empezó a generar el primer proceso de negociación política entre los diferentes grupos con intereses en el sector, lo que fue dando forma a una estructura institucional más detallada. De esta manera, en el año de 1951 se creó la Empresa Colombiana de Petróleos – Ecopetrol – y en 1974 se derogó el Contrato de Concesión, declarándose al Contrato de Asociación como el único medio para adelantar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el país.

Pero esta estructura institucional no es la que habrá de predominar, su origen e inclinación se debe más a un sentimiento nacionalista, producto de un momento histórico a nivel mundial, ya que su principal objetivo era recuperar el manejo de la industria para el país. Razón por la cual, la primera decisión política de este periodo fue la de reiterar la propiedad del Estado sobre las minas e hidrocarburos (Ley 20 de 1969) y con ello el derecho a obtener la legítima parte que le correspondía en la renta petrolera.

Este proceso de negociación redefinió los derechos de propiedad que la nación tenía sobre los hidrocarburos presentes en el subsuelo y los que tenían las compañías extranjeras o nacionales que participaran como asociadas en su explotación. También definió, de una manera más clara y precisa, el nuevo marco legal que habría de regir el funcionamiento del sector en cuanto a los incentivos y restricciones que enfrentarían los agentes

participantes (Ley 165 de 1948, Ley 20 de 1969, Decreto 2310 de 1974). Un aspecto importante, fue el establecimiento de Ecopetrol como la institución encargada de administrar, planificar, regular y vigilar todas las áreas de la industria.

El logro más destacado de esta etapa, fue el de haber reconocido la soberanía y propiedad de la nación sobre los recursos petroleros, reconociéndoles su debida importancia en el crecimiento económico del país. Sin embargo, no se logró articular el crecimiento del sector dentro de una política macro de desarrollo que trascendiera los límites del periodo presidencial.

En parte esto se debió a que el peso de los aportes del sector petrolero a la economía nacional era todavía bajo en comparación con los del sector agroexportador, aspecto que lo mantuvo alejado de la pugna política por controlar y usufructuar las ganancias de su explotación.

Fue precisamente esta situación la que evitó que la pérdida de autosuficiencia petrolera, del periodo 1974 – 1985, tuviera grandes repercusiones macroeconómicas para la nación. Gracias a los ingresos extraordinarios recibidos por la bonanza cafetera se pudieron mantener los niveles de importación de crudo y combustible que requería el país .

La principal causa de esta primera crisis energética fue el drástico descenso de la exploración petrolera durante las décadas del 60 y del 70. Hecho que se puede explicar como el efecto negativo que tuvo el proceso de negociación y redefinición del marco institucional que regía al sector desde principios de siglo, basado en el Régimen de Concesión.

Recordemos que antes de 1974, a pesar de que ya existía Ecopetrol y se había implementado el Contrato de Asociación, la mayoría de las áreas contratadas por las compañías extranjeras se regían por este tipo de régimen, figura legal en la que el Estado no tenía mayor injerencia en el manejo del sector y todo el control de la industria estaba en manos de las multinacionales.

No cabe duda de que el sistema de concesión era bastante provechoso para las multinacionales, por lo que no fue de buen agrado la decisión de crear una empresa estatal encargada de administrar el recurso petrolero, ni mucho menos el de cambiar el régimen de contratación vigente y obligarlas a asociarse con el Estado para continuar trabajando en el país.

Es de esperarse que esto ocasionara una fuerte oposición, que se manifestó en el bajo nivel de contratación bajo la figura de Asociación y en otros comportamientos poco honestos como la aceleración de la tasa de extracción de los campos productores y la disminución de los programas de exploración en las concesiones vigentes¹³⁶.

Los bajos niveles de contratación se superaron años más tarde ante el cambio del panorama petrolero mundial. A nivel de la industria, la OPEP se había convertido en un fuerte cartel de productores con un alto control sobre el mercado del crudo, lo que demostró en los 70's cuando influyó en el aumento del precio y restringió la participación de las petroleras multinacionales en sus industrias internas, obligándolas a expandir sus operaciones en busca de nuevas reservas en países no OPEP, lo que evidentemente favoreció al país.

De esta manera, a partir de la segunda mitad de la década del 70, se reactivó el nivel de contratación en nuestra industria bajo el nuevo esquema de Asociación. Los frutos se darían en el año de 1983 con el descubrimiento de Caño Limón, que permitió superar la condición de importador neto y solucionar el problema de la autosuficiencia petrolera, dejando incluso excedentes para la exportación.

Este hecho marcaría el inicio de una nueva etapa de crecimiento del sector petrolero colombiano y por ende, de su mayor participación en la economía nacional, desplazando el protagonismo que hasta el momento había detentado del sector agroexportador¹³⁷.

En palabras de Montenegro, *“En 1986, después de muchos años, Colombia volvió a exportar (petróleo) y ese año logró recibir ingresos externos por 199 millones de dólares. De ese nivel, las exportaciones crecieron hasta 1990, cuando alcanzaron la cifra de US \$ 1.542 millones. Entre ese año y 1994, las exportaciones se deprimieron, pero desde 1995 mostraron una expansión extraordinaria alcanzando en el año 2000 la cifra de US \$ 4.851 millones.”*¹³⁸

El resultado, fue un nuevo proceso de negociación de la estructura institucional sectorial, caracterizado esta vez por la pugna entre las diferentes organizaciones sociales, económicas y políticas por quedarse con una parte de la cada vez más significativa renta petrolera.

¹³⁶ Para un mayor conocimiento del periodo concesionario en la industria petrolera del país y del papel desempeñado por las compañías multinacionales en su afán por seguir manteniendo su posición ventajosa en la industria, ver el trabajo de Rene De La Pedraja Tomán. Op., cit.

¹³⁷ Entre 1980 y 1995, las exportaciones agropecuarias pasaron de representar el 68% al 31% de las exportaciones totales; al contrario, las exportaciones mineras pasaron del 4% al 30%. FEDESARROLLO. Petróleo y Sector Exportador. Bogotá: Fedesarrollo – Analdex, 1996.

¹³⁸ MONTENEGRO, Op., cit., p.23.

Ahora bien, para entender las motivaciones de este proceso, es importante resaltar otros hechos que fueron claves a la hora de establecer la nueva estructura. Estos se relacionan con los cambios económicos y políticos que se dieron en el país entre la segunda parte de la década del 80 y los años 90's.

El primero de ellos, fue el relacionado con el proceso de descentralización política y fiscal que emprendió el país. La descentralización política se había venido dando desde los años 80's con la elección popular de alcaldes y gobernadores, mientras que la descentralización fiscal tuvo su máximo desarrollo con la entrada en vigencia de la Constitución de 1991.

Por medio de ella, se pretendía mejorar la efectividad del gasto público del gobierno nacional, mediante la transferencia de recursos y responsabilidades desde el nivel central, en las áreas de la salud, la educación y la prestación de servicios públicos, a las entidades territoriales¹³⁹. Si bien es cierto que este nuevo esquema dio mayor protagonismo a los departamentos y municipios en el manejo de estos sectores, también lo es el hecho de que terminó afectando gravemente las débiles finanzas de estas entidades.

Aunque por ley (Ley 60 de 1993) la descentralización contemplaba que el gobierno central transferiría a los departamentos y municipios los recursos necesarios para la asunción de las nuevas responsabilidades, el problema se presentó cuando el monto de las transferencias no alcanzó para cubrir la totalidad de los gastos. Situación que se agravó ante la incapacidad de las entidades territoriales para conseguir nuevos recursos, debido a que constitucionalmente estaban impedidas para realizar modificaciones al

¹³⁹ IREGUI, Ana María; RAMOS, Jorge y SAAVEDRA, Luz Amparo. Análisis de la descentralización fiscal en Colombia. Bogotá. 2001. p. 9 –10.

sistema tributario regional, responsabilidad exclusiva del Congreso de la República¹⁴⁰.

Por el lado del gobierno central, este nuevo escenario fiscal aumentó fuertemente su nivel de gasto y originó el deterioro progresivo de sus finanzas. De acuerdo al trabajo de Ana María Iregui: “... *mientras el déficit de los gobiernos territoriales pasó del 0.3% del PIB en 1990 al 0.6% del PIB en 1999, el del gobierno central pasó del 1.0% de PIB al 6.8% del PIB en el mismo período.*”¹⁴¹

Otro hecho importante fue la adopción de los principios neoliberales en la administración del Estado, lo que llevó a cambiar el papel intervencionista que éste había desempeñado durante la mayor parte del siglo XX. Ahora el nuevo modelo exigía un Estado neutral, sobretodo en la esfera económica, que dejara las decisiones de asignación de recursos al accionar de las fuerzas del mercado y que se centrara en fortalecer su capacidad regulatoria, de planificación y de control.¹⁴²

Sin embargo, esta receta de la teoría económica no tendría mayores resultados en la realidad institucional colombiana, ya que mientras la Constitución de 1991 reflejaba el anhelo de un estado moderno y eficiente, en el fondo de las estructuras políticas nacionales y regionales se seguía actuando bajo las costumbres del antiguo modelo, basado en un sistema de incentivos que promueve la corrupción, el clientelismo y la burocratización del Estado colombiano en todas sus esferas.

¹⁴⁰ Ibid, p. 10.

¹⁴¹ Ibid., p. 1. De acuerdo a los autores del trabajo, entre los años 1991 y 1999, los gastos del gobierno central asociados a las transferencias aumentaron en 2.4 puntos del PIB.

¹⁴² UPME. Colombia, energía y desarrollo. Bogotá: UPME, 1999. p. 23.

En esta misma línea de cambios, los organismos multilaterales, como el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial, empezaron a exigir como requisito para la aprobación de créditos a los Estados Latinoamericanos, la adopción de estrictos programas de reducción del déficit fiscal, lo que significó la aplicación de drásticas políticas de recorte en los gastos de funcionamiento e inversión por parte de éstos.

El problema, para el caso Colombiano, radicaba en que los gastos del Estado eran cada vez mayores, debido a los compromisos adquiridos en la Constitución de 1991 en aspectos como las transferencias a los departamentos y municipios, el fortalecimiento de la justicia y el considerable aumento del gasto militar para enfrentar los grupos armados ilegales y el narcotráfico.

Sumado a esto, la economía del país en la década del noventa se vio golpeada por tres ciclos recesivos, de los cuales, el experimentado en 1999 fue el más drástico de los últimos cincuenta años. Esta situación generó la contracción de la demanda agregada, la caída de la capacidad productiva del país, el aumento del desempleo, la crisis del sistema financiero y el aumento sin precedentes de la tasa de interés interna¹⁴³.

Ante el panorama expuesto, a primera vista se puede deducir que tanto el Estado central como los entes territoriales empezaron a tener fuertes presiones fiscales, relacionadas con la disparidad entre su bajo nivel de ingresos y los cada vez mayores gastos que debían afrontar en funcionamiento e inversión.

¹⁴³ Para una mayor profundización de las causas y efectos de este fenómeno se puede ver el trabajo de Juan Carlos Echeverri, titulado *Memorias de la recesión de fin de siglo en Colombia: flujos, balance y política anticíclica*. En: Economía Colombiana: Boletines de divulgación económica. No. 3 (Enero 2001).

Esta difícil situación era producto de las contradicciones presentes en el nuevo marco institucional establecido por la Constitución de 1991. Donde por un lado se adoptaban los lineamientos neoliberales de un Estado más eficiente, descentralizado y de menor tamaño, mientras por el otro aumentaba los compromisos fiscales, el tamaño y el control de éste ejercía sobre las regiones por vía de las transferencias. Se considera que durante lo corrido de la década del noventa el Estado colombiano creció en 10 puntos del PIB¹⁴⁴.

La urgente necesidad de conseguir recursos para financiar el cada vez mayor gasto, llevo a implementar varias medidas. Primero, se busco mejorar el recaudo de los ingresos ordinarios (recaudos tributarios nacionales y locales, los ingresos de seguridad social y los ingresos de la explotación de empresas estatales), mediante la implementación de reformas tributarias, la actualización de tarifas y el rediseño de los procesos administrativos para aumentar la eficiencia del recaudo y el control a la evasión y la elusión¹⁴⁵.

Sin embargo, debe resaltarse el hecho de que, en la historia fiscal del país, la evasión de impuestos ha sido un comportamiento normal y aceptado. Producto del marco institucional que promueve el comportamiento oportunista de agentes y gobernantes, en donde se tienen derechos pero no responsabilidades. Según Salomón Kalmanovitz, el Estado colombiano no ha logrado el suficiente grado de legitimidad que le permita hacer efectivo el pago de impuestos, particularmente por los sectores más ricos de la

¹⁴⁴ Ver RAMÍREZ, Clara *et al.* La Deuda Pública: Altos costos... Precarios resultados. En: Boletín del Observatorio de Coyuntura Socioeconómica. No.9. Bogota: Universidad Nacional de Colombia.

¹⁴⁵ *Ibid*, p. 4. Durante la última década se implementaron seis reformas tributarias - las leyes 49 de 1990, 06 de 1992, 223 de 1995, 383 de 1997, 488 de 1998 y 633 del 2000 - y una declaratoria de emergencia económica - Decreto 2330 de 1998.

sociedad¹⁴⁶. Situación que ha llevado a edificar la estructura tributaria sobre la base de impuestos indirectos y regresivos¹⁴⁷.

“En todo este trasegar predominó la necesidad de buscar plata, descuidando los efectos redistributivos, aunque el financiamiento del Estado recayera de manera igual en el conjunto de los consumidores y no sobre los más ricos, contribuyendo a la mayor concentración de la riqueza.”¹⁴⁸

Lo anterior puede confirmarse en la política fiscal adoptada por los diferentes gobiernos durante toda la década de los 90's, en la cual se aumentó el recaudo de impuestos indirectos como el IVA y se disminuyó el de impuestos directos como el de la Renta.

En la tabla número seis vemos como la participación porcentual de los impuestos indirectos ha aumentado dentro de los ingresos tributarios del gobierno central, alcanzando en el año 1996 su máxima tasa al representar el 62,3% frente a un 37,4% de los impuestos directos.

Las otras fuentes de financiamiento empleadas por el Estado fueron las transferencias del sector descentralizado¹⁴⁹, los ingresos extraordinarios

¹⁴⁶ KALMANOVITZ, Salomón. Las Instituciones Colombianas en el siglo XX. Bogota. 1999. p. 5.

¹⁴⁷ Los impuestos indirectos, son aquellos que se imponen a bienes y servicios y a las transacciones que se realizan con ellos; es decir, las personas los pagan indirectamente a través de la compra de bienes y servicios. Un caso típico de este tipo de impuesto es el impuesto al valor agregado (IVA). Los impuestos regresivos son aquellos que se cobran a todos por igual; ya que su tarifa no guarda relación con la capacidad económica de la persona. Esto implica que la cantidad de plata que debe pagar el pobre por este impuesto es mayor en proporción a su ingreso que la que debe pagar la persona adinerada y afectará, por consiguiente, más fuertemente su economía personal.

¹⁴⁸ RAMÍREZ *et al*, Op., cit., p. 6.

¹⁴⁹ El sector descentralizado se conforma de las empresas industriales y comerciales del Estado y otros establecimientos públicos, los cuales venden bienes o servicios. Los excedentes de estas empresas son tomados para financiar los gastos del Gobierno Nacional. El Gobierno Nacional y el Sector Descentralizado se conocen como el Sector Público No Financiero – SPNF.

provenientes de las privatizaciones y concesiones, y los recursos vía crédito interno y externo¹⁵⁰.

Tabla 6. Ingresos Tributarios del Gobierno Nacional.

**INGRESOS TRIBUTARIOS DEL GOBIERNO NACIONAL 1995 - 1999
SECTOR CENTRAL
COMPOSICIÓN PORCENTUAL**

| CONCEPTO | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| INGRESOS TRIBUTARIOS | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% |
| I. IMPUESTOS DIRECTOS | 40,3% | 37,4% | 39,3% | 38,7% | 41,2% |
| II. IMPUESTOS INDIRECTOS | 59,5% | 62,3% | 59,8% | 61,3% | 58,7% |
| III. OTROS | 0,2% | 0,3% | 0,9% | 0,1% | 0,1% |

Fuente: DIAN

Entre las empresas del sector descentralizado que contribuyeron a esta financiación se encontraba Ecopetrol, la cual por ley debe transferir un porcentaje de sus utilidades al gobierno central.

“Han sido muchos los períodos en los cuales el gobierno ha transferido más del 100% de las utilidades de ECP como dividendos. La administración del señor Samper fue un caso típico de esta práctica. [...] De esta manera se debilita la viabilidad económica de la empresa estatal.”¹⁵¹

Así mismo, la industria petrolera se convirtió en uno de los mejores contribuyentes al fisco nacional. La característica principal que lo hacía completamente diferente a otros sectores exportadores como el carbón y el

¹⁵⁰ RAMÍREZ *et al*, Op., cit., p. 8. Según los autores, las necesidades de financiamiento durante el período 1990 – 2000, fueron cubiertas en su mayor parte con crédito interno en 59.5% y crédito externo en 29.5%.

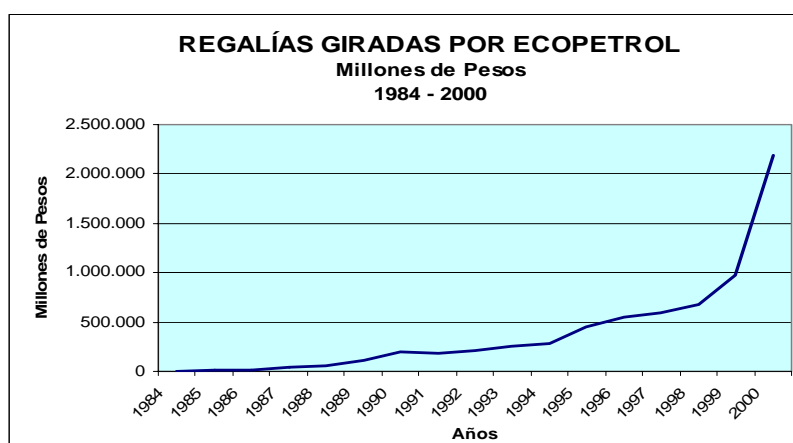
¹⁵¹ ALVAREZ, Op., cit., p. 164.

café, era su considerable peso dentro de los ingresos fiscales; sólo en 1999, el sector aportó vía impuestos un total superior a los US \$ 1.400 millones, cifra bastante significativa al compararla con los US \$ 15 millones aportados por el sector carbón y el nulo aporte del sector cafetero¹⁵².

Por el lado del nivel territorial, las regalías de la industria se convirtieron en la más importante fuente de recursos, después de las transferencias, para las deterioradas finanzas departamentales y municipales. Según la Contraloría General de la República, entre los años 1995 y 2000 se generaron regalías por un valor de \$5,66 billones, de los cuales el 92,28% provino de la explotación de hidrocarburos¹⁵³.

En la siguiente gráfica puede observarse el comportamiento de las regalías giradas por Ecopetrol, las cuales pasaron de representar \$5.773 millones de pesos en 1984 a un total de \$2.188.300 millones de pesos en el 2000.

Grafica 12. Regalías giradas por Ecopetrol 1984 – 2000.



Fuente: Ecopetrol año 2000

¹⁵² MONTENEGRO, Op., cit., p. 24.

¹⁵³ CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA, Op., cit., p. 11.

Teniendo en cuenta lo anterior, podemos comprender porque el auge del sector petrolero fue tan importante para el gobierno central y los entes territoriales. En esta etapa el petróleo fue considerado un recurso estratégico más por su contribución económica que por su aporte a la seguridad energética del país.

El mayor ingreso percibido por el gobierno central y los territoriales por concepto de utilidades, impuestos y regalías del sector petrolero, permitió aliviar el nivel del déficit fiscal; sin embargo, también fortaleció varios aspectos negativos del marco institucional colombiano, entre ellos la corrupción, el clientelismo y la separación entre la tributación y la representación.

Para Kalmanovitz, esta última es una de las principales características perversas de la estructura institucional colombiana, la cual lleva a que el ciudadano y el empresario evadan el pago de impuestos y a que la clase dirigente tome decisiones en contravía de los intereses de los contribuyentes.

“De hecho, el principio de la tributación con representación no está nada claro en las instituciones parlamentarias que exhibe el país a la fecha y no es parte de su tradición legal, lo que permite la evasión masiva de impuestos o, por el contrario, impuestos a veces confiscatorios.”¹⁵⁴

Según un informe de la Contraloría General de la República, durante la década del noventa la clase política tuvo una relativa independencia en la toma de decisiones ya que contaba con la renta petrolera, el endeudamiento interno y externo, los excedentes de las empresas estatales y las

¹⁵⁴ KALMANOVITZ, Las Instituciones Colombianas en el siglo XX . Op., cit., p. 13.

privatizaciones para financiar sus proyectos, permitiéndole prescindir de la tributación directa de los ciudadanos y por tanto de tener que responder ante ellos por las decisiones políticas tomadas¹⁵⁵.

Se estableció entonces un marco institucional adverso, que promovió la pugna entre los diferentes agentes participantes en el sector (Entes territoriales, Ecopetrol, los sindicatos, las multinacionales, los grupos al margen de la ley, las minorías étnicas, el Congreso y el Estado) por capturar, para sí, el mayor nivel posible de la renta petrolera.

“El sistema de incentivos desata el oportunismo de los políticos regionales que no tienen que responder por los recursos que reciben y distribuyen. Lo mismo sucede con la repartición de las regalías del petróleo que se han desperdiciado sistemáticamente por los que las capturan, atendiendo criterios políticos y de apropiación personal.”¹⁵⁶

Una característica importante de este entorno institucional es el papel desempeñado por el Estado; el cual como asevero North, en ocasiones abandona su papel de institución garante de los derechos de propiedad y facilitadora del intercambio para tomar participación como un agente más del mercado, basado más en sus intereses como organización que en los de la sociedad que lo legitima.

Este comportamiento altera el funcionamiento eficiente de los mercados, ya que pone en duda la efectividad de la estructura de derechos de propiedad para garantizar el bienestar de los agentes, quienes verán al Estado no como

¹⁵⁵ MOLINA, Op. Cit., p. 7.

¹⁵⁶ KALMANOVITZ. La Política fiscal colombiana en un contexto histórico. Bogotá: Banco de la República, 1999. p. 4.

un ente neutral sino como un obstáculo para alcanzar sus objetivos, ya que competirá con ellos por obtener beneficios del intercambio¹⁵⁷.

4.2.2 Los cambios en la política petrolera y el papel del Estado en la crisis del sector petrolero colombiano. Ahora bien, de acuerdo a lo expuesto anteriormente, procederemos a explicar la razón por la cual el sector petrolero del país se encuentra adpuertas de una nueva crisis de autosuficiencia, la cual en esta ocasión tendría mayores efectos negativos sobre la economía del país, dada la fuerte dependencia de su renta.

Como ya se explico en el capitulo tercero el contrato de asociación colombiano ha tenido tres importantes modificaciones desde el año 1989 hasta el año 1999. Estas modificaciones han sido efectuadas pensando en mejorar el nivel de renta que se apropia el gobierno central - lo que se conoce como el *Government Take* – al tiempo que se crean las condiciones necesarias para atraer la inversión extranjera al sector.

Según Montenegro, “... en la medida que los ingresos petroleros han ido aumentando, se han implementado cambios en el régimen legal de la industria petrolera, que han permitido, progresivamente, una mayor apropiación de estos ingresos por parte de la nación.”¹⁵⁸

Así mismo, esos cambios fueron realizados como respuesta a los bajos niveles de contratación que se venían dando en el sector. A excepción del contrato de Distribución Escalonada, el cual buscaba mejorar la tasa de

¹⁵⁷ Un ejemplo de esto es la política de endeudamiento interno adoptada por el gobierno central durante los noventas, la cual estuvo en franca competencia con el endeudamiento privado, al disminuir los recursos de crédito disponibles en el mercado. RAMÍREZ, Op., cit., p.14.

¹⁵⁸ MONTENEGRO, Op., ci., p 6.

captura de renta para el país en el caso de los descubrimientos de megacampos como Caño Limón.

En la teoría de los mercados petroleros existen varias explicaciones a la caída de los niveles de contratación. La más fuerte es la relacionada con el nivel de precios internacionales; según la cual, cuando estos se deprimen las compañías reducen la inversión y son más selectivas en la escogencia de nuevos proyectos exploratorios. Caso contrario sucede cuando los precios son altos y se puede correr un poco más de riesgo.

El otro factor que incide en el nivel de contratación es el relacionado con el perfil geológico, político y económico que deben tener los países dueños del recurso petrolero. Los aspectos más importantes a tener en cuenta son la prospectividad, el régimen de contratación, el régimen fiscal, la claridad en la normatividad del sector, la estabilidad económica y política, el desarrollo de los sistemas financieros, el nivel de seguridad del país, entre otros.

Para el caso de los precios del petróleo, podemos observar en la Gráfica 13, que estos tuvieron una drástica caída desde la década del 80, al pasar de su pico más alto de US \$ 37,96 el barril WTI en 1980 a US \$ 12,78 el barril WTI en 1998. Así mismo vemos que su comportamiento en este periodo fue bastante cíclico, lo que le imprime esa volatilidad que tienen los ingresos dentro del sistema fiscal.

Esta primera evidencia podría indicarnos que el bajo nivel de contratación y de exploración vivido en el país durante la última década se debió a este hecho. Sin embargo, en la gráfica también vemos periodos de expansión en la contratación, como los años 1985, 1987 y 1990; lo cual puede explicarse como el efecto positivo de los grandes descubrimientos realizados en el país

(Caño Limón, Cusiana y Cupiagüa), que atrajeron el interés de las compañías por invertir en estas áreas.

Gráfica 13. Histórico de contratos de asociación 1970 – 2000.



Fuente: Ecopetrol

Recordemos también que en el segundo capítulo hablamos de los cambios que se dieron a nivel de la industria mundial, como fueron la entrada al mercado de nuevos prospectos geológico, como los antiguos países de la Unión Soviética, la flexibilización de las legislaciones de países petroleros y la caída de la demanda energética a consecuencia de la recesión económica de los países asiáticos; todo lo cual creó un ambiente de competencia por atraer los escasos recursos de inversión.

En lo referente al régimen contractual y fiscal del país, nos encontramos con un gobierno central que mantiene un alto Government Take, como puede observarse en la siguiente tabla, donde se muestra que la tasa de la renta del gobierno, para los tres tipos de contratos que se manejaron antes de 1999, estuvo siempre por encima del 80%.

Tabla 7. Evaluación del Government Take en contratos colombianos.

**Evaluación de Contratos Colombianos
Términos y Régimen Fiscal**

| | Contratos | Tamaño de Campo | | |
|---------------------------|--------------------|-----------------|------------|-----------|
| | | Pequeño | Mediano | Grande |
| TIR | 50 - 50 | 5 - 12,0 | 11 - 17,5 | 15 - 19,0 |
| | Escala Decreciente | 5 - 10,5 | 9,5 - 11,5 | 10 - 11,0 |
| | Factor R | 5 - 11,0 | 10 - 15,0 | 13 - 16,5 |
| Renta Gobierno | 50 - 50 | 86 - 85 | 84 - 83 | 81 |
| | Escala Decreciente | 86 | 85 - 89 | 90 - 91 |
| | Factor R | 85 - 87 | 86 | 86 - 85 |

Fuente: Asociación Colombiana de Petróleo: Evaluación of New Association Contracts. Bogotá, junio de 1994. Tomado de: PUYANA, Alicia. Competitividad del petróleo colombiano. Bogotá: Creset – Colciencias, 1996.

Esta tendencia se mantuvo en la última modificación efectuada al contrato (1999), en la cual puede notarse que con el afán de atraer mayor inversión a la industria el gobierno decidió entre otras cosas reducir la participación de Ecopetrol en la producción del 50% al 30% y cambiar el sistema de regalías fijas del 20% a uno de regalías variables entre el 5% y el 25% dependiendo de la producción por pozo.

Estas medidas ocasionaron una considerable disminución en la participación que tanto la empresa estatal como los entes territoriales tenían en la renta petrolera. Según Carlos Guillermo Álvarez, después de efectuadas las modificaciones al contrato de asociación, a parte de las compañías extranjeras, el mayor beneficiado ha sido el gobierno central, ya que ha visto mejorado su nivel de ingresos vía impuestos¹⁵⁹.

Este tipo de comportamiento refuerza la idea de que el estado colombiano ha venido actuando más como un agente capturador de renta dentro del sector, que como la institución encargada de que este funcione correctamente, bajo

¹⁵⁹ ALAVAREZ, Op., cit., p. 155

los principios de eficiencia y eficacia que debe tener todo mercado.

Lo más grave es que tal y como lo expone la Contraloría General de la República: “...los cambios en los contratos no se han traducido ni en mayor número de contratos firmados, ni en una cantidad significativa de pozos perforados que permitan incrementar sustancialmente las reservas probadas.”¹⁶⁰

Lo que si han permitido es que las empresas multinacionales aprovechen esta difícil situación para mejorar su margen de captura de la renta vía modificaciones en el régimen de contratación, ya que en la medida en que sigan disminuyendo las reservas de hidrocarburos, el Estado va a ceder más en las exigencias que estas compañías hagan para modificar el contrato de asociación, las reformas del esquema 30:70 así lo demuestran.

Un ejemplo de lo anterior puede tomarse de la gráfica del histórico de contratos (Gráfica 13), donde puede verse que en el año 1999 solo se firmó un contrato de asociación, mientras que en el año 2000 se firmaron 32; lo que puede explicarse como una estrategia de las compañías multinacionales que esperaban la aprobación de los cambios en el régimen de regalías por parte del gobierno central¹⁶¹.

Queda claro que el gobierno colombiano, acosado por la necesidad de obtener ingresos para cubrir los enormes gastos de funcionamiento del aparato estatal, ha recurrido a modificar el contrato de asociación en repetidas oportunidades, con el propósito de atraer la inversión extranjera necesaria para reactivar el sector petrolero, a sabiendas de que este

¹⁶⁰ MOLINA V., Op., cit., p. 7.

¹⁶¹ CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA. Autosuficiencia Petrolera en Colombia. En: Economía Colombiana y Coyuntura Política. Bogotá: CGR. Edición 287 (Diciembre 2001); p. 10.

estancamiento obedece principalmente a la situación de la industria a nivel mundial, caracterizada por una fuerte disminución de los recursos destinados para inversión de riesgo, en medio de una alta competencia por su obtención.

Por esta razón en la última década, la política petrolera colombiana no tuvo un manejo planificado de largo plazo, bajo el principio de la seguridad energética del país. Sirvió más bien de instrumento fiscal para la consecución de los recursos requeridos por los diferentes gobiernos para cubrir su cada vez mayor gasto.

La situación precaria del sector petrolero colombiano no es más que el resultado de un marco institucional contrario al crecimiento económico por la vía de la creación de riqueza, mediante el fomento de actividades económicas que generen valor agregado y permitan la acumulación de capital. Seguimos actuando y legislando bajo el modelo hispánico de la explotación incontrolada de los recursos naturales y la redistribución de la totalidad de los ingresos obtenidos de ella, sin dirigirlos al desarrollo de otras actividades que permitan un crecimiento económico sostenido.

4. CONCLUSIONES

- ✓ El modelo teórico neoinstitucional nos ofreció las herramientas de análisis necesarias para comprender la manera como se encuentra conformada la estructura institucional en el sector petrolero colombiano. Así mismo, nos dio las bases para determinar si esta estructura podría considerarse eficiente a la hora de lograr la mejor asignación de los recursos en el mercado, reducir los costos de transacción presentes y establecer los derechos de propiedad más adecuados para permitir el crecimiento de la industria.

Por otra parte, el modelo neoinstitucional también nos permitió analizar el papel que juega el Estado al actuar como institución formuladora, reguladora y garante de la política sectorial, y como organización que compite en la captura de renta petrolera; en el desempeño del sector.

- ✓ El país cuenta con un buen potencial de hidrocarburos, lo que hace previsible que este sector seguirá siendo a futuro una importante fuente de ingresos para la nación. Sin embargo, en casi cien años de actividad petrolera, el promedio de exploración nacional es muy bajo comparado con el promedio mundial, tanto así que solo siete de las dieciocho cuencas poseen un buen nivel de información geológica y de actividad productiva. Lo anterior significa que aún queda por explorar el 97% de la cuenca sedimentaria, lo que quiere decir, que todavía somos un país inexplorado.
- ✓ Se pudo observar que el comportamiento de las reservas remanentes de petróleo, a lo largo del periodo estudiado (1970-1999), ha estado caracterizado por su alta volatilidad, presentando periodos largos de

cero adición y repentinos hallazgos de mega campos (Caño Limón, Cusiana y Cupiagüa) que han permitido la adición de abundantes recursos en periodos muy breves.

- ✓ Así mismo, se observo que a partir de 1986, con el descubrimiento de Caño Limón, la tasa de producción de crudo se elevo de manera constante, aún a costa de la acelerada reducción de las reservas, tal y como se puede comprobar durante la última década, donde el índice R/P desciende dramáticamente de 20 años en 1992 a 8 años en el 2000.
- ✓ Una causa de la situación anterior ha sido la drástica disminución de la actividad contractual, durante la ultima década, lo que se ha manifestado en el bajo nivel exploratorio que ha presentado el sector, al pasar de 66 pozos exploratorios en 1990 a 20 pozos en 1999.
- ✓ En la última década se ha venido presentando una disminución en la actividad exploratoria adelantada por Ecopetrol, debido a que las políticas de control del gasto impuestas por el gobierno nacional, han recortado los recursos destinados para realizar este tipo de inversiones. La misma situación se ha presentando en las actividades de refinación, donde todavía se cubre un porcentaje de la demanda interna de combustibles con importaciones, debido a la insuficiente producción de las refinerías nacionales.
- ✓ Un aspecto preocupante de la perdida de protagonismo de Ecopetrol, es el relacionado con la propiedad y administración de las reservas remanentes, de las cuales solo el 25% pertenecen a la estatal petrolera y el 75% se encuentra en copropiedad con las empresas multinacionales. Esta situación implica que la nación no tiene control

sobre la mayor parte de los recursos petroleros, lo que impide la adopción de políticas tendientes a racionalizar la explotación de estas reservas.

- ✓ La importancia del sector para el país se refleja en el peso que ha adquirido desde la década del 90 dentro de la economía nacional. Por una lado podemos observar que su participación porcentual en el PIB paso de ser del 0.3% en 1980 al 2.7% en 1999. Así mismo, el aporte en transferencias a la nación paso de representar \$60.229 millones de pesos en 1984 a un total de \$5.046.800 millones de pesos en el 2000.
- ✓ El país ha mantenido un estable sistema legal en lo concerniente al respeto a la propiedad de las compañías extranjeras dentro de la industria, así como a los términos de los contratos suscritos con las mismas. Sin embargo, se critica la inestabilidad de la normatividad fiscal que afecta directamente la contratación, la cual tiende a cambiar en promedio cada dos años, y la complicada legislación ambiental, principalmente en lo referente a las licencias de exploración y producción.
- ✓ En lo concerniente al Contrato de Asociación, este ha sufrido varios cambios a lo largo del período estudiado. Dichos cambios han estado enfocados, por una parte, a mejorar la participación de la nación en la renta petrolera y por otra, a mejorar la competitividad del contrato a nivel internacional, con el fin de atraer el interés de los inversionistas extranjeros.
- ✓ La Constitución política del 1991, estableció un nuevo marco institucional para el país, el cual, aumento el nivel de gastos y responsabilidades del aparato gubernamental central y territorial, no

así, logro disminuir las tradicionales costumbres políticas enmarcadas en actos de corrupción, ineficiencia administrativa, clientelismo, pereza fiscal y falta de representatividad del grueso de la población colombiana.

- ✓ Así mismo, mientras por una parte, la Constitución, adoptaba la visión neoliberal de un Estado eficiente, donde el gobierno central reducía su tamaño y daba mayor protagonismo político y fiscal a los gobiernos territoriales. Por la otra fortalecía el poder centralista y aumentaba su tamaño mediante el control de las transferencias a los entes territoriales, al mismo tiempo que impedía la autonomía de éstas al no permitirles el manejo de su propia política tributaria. Fue en sí una descentralización en el papel ya que en la realidad el Estado central seguía manteniendo su postura paternalista sobre las regiones.
- ✓ El buen resultado arrojado por la industria petrolera colombiana durante los 90s, especialmente en lo relacionado con el aumento en los ingresos de la nación, fortaleció mucho más los aspectos adversos del marco institucional colombiano como fueron el clientelismo político, la corrupción y la tributación sin representación. Esto debido a que la clase dirigente del país, al tener recursos fiscales distintos de la tributación directa de los ciudadanos, tuvo mayor independencia política para actuar.
- ✓ Fue precisamente este boom en medio de una época de crisis fiscales y macroeconómicas lo que llevo al descuido de la seguridad energética dentro de la política petrolera. El gobierno nacional priorizó la obtención de ingresos económicos por sobre el aprovechamiento sostenido de los recursos petroleros.

- ✓ Se puede concluir que el estancamiento del sector petrolero durante la década del noventa, obedeció más a la situación de la industria a nivel mundial, caracterizada por bajos precios del crudo y la escasez de capital de riesgo, que a la pérdida real de competitividad del contrato de asociación colombiano.

- ✓ La fuerte dependencia del Estado de los recursos petroleros se refleja en el alto nivel del Government Take (superior al 80%) que éste ha mantenido en los contratos a pesar de los variados cambios que ha hecho a los mismos. En la última modificación, el esquema de distribución 30:70, aumento el margen de ganancias de los socios multinacionales vía modificación del régimen de regalías y la participación de Ecopetrol, sin afectar mayormente su captura fiscal.

- ✓ Las compañías multinacionales han sabido sacar ganancia de la difícil situación energética del país; mediante el aplazamiento de las decisiones de contratación hasta que la disminución progresiva de las reservas remanentes obligue al gobierno a modificar los términos del contrato para su beneficio. Este fue el comportamiento que se presentó en la suscripción de contratos *ex ante* y *ex post* de las modificaciones del esquema 30:70.

BIBLIOGRAFÍA

ALVAREZ H., Carlos Guillermo. Economía y política petrolera. Bogotá: USO – INDEPAZ, 2000. 207 p.

-----, Geopolítica y política petrolera en Colombia. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, 2002. 31 p.

-----, Los efectos de la nueva política colombiana sobre la distribución de los ingresos petroleros. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, 2000.

-----, Política energética y democracia en Colombia. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, 2002.

-----, Una década de privatización de las rentas petroleras ante una crisis energética en ciernes. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, 2002.

ALZATE DIAZ, Carlos y SÁNCHEZ FERNÁNDEZ, Adriana del Pilar. Hacia una política petrolera de Estado. Bogotá, 2000. Trabajo de Grado (Especialista en Gerencia de Hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Centro de Estudios Avanzados.

ARANGO LONDOÑO, Gilberto. Estructura económica colombiana. Bogotá: Mc Graw Hill, 1998.

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIEROS DE PETROLEOS. Boletín Estadístico. Bogotá; Acipet, Publicación regular.

AYALA ESPINO, José. Instituciones y economía: una introducción al neoinstitucionalismo económico. México: Fondo de Cultura Económica, 1999. 385 p.

AYA RODRÍGUEZ, Patricia y LLOREDA PARRA, Ricardo. El Role de Ecopetrol en el desarrollo del sector petrolero colombiano. Bogotá: 1999. Trabajo de Grado (Especialista en Gerencia de Hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Centro de Estudios Avanzados.

BANCO MUNDIAL – ESMAP. Estudio comparativo sobre la distribución de la renta petrolera. Washintong: Banco Mundial, 2002. 48 p.

BARRIOS GIRALDO, Adriana. Evaluación Histórica del Contrato de Asociación Colombiano. Bogotá: Universidad Nacional, 2001. 44 p.

BERNAL BURGOS, José y LOMBO, Carlos Alberto. Competitividad del contrato de asociación colombiano. Bogotá: 2000. Trabajo de Grado (Especialista en Gerencia de Hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Centro de Estudios Avanzados.

COLOMBIA. CAMARA DE REPRESENTANTES. Memorias: Foro Nacional de Política General de Hidrocarburos. Bogota: Cámara de Representantes, 18 y 19 de Marzo de 1999.

-----, CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA. Autosuficiencia Petrolera en Colombia. En: Economía Colombiana y Coyuntura Política. Bogotá: CGR. Edición 287 (Diciembre 2001).

-----, ----- Comentarios a la ley de regalías: Ley 619 de 2000. Bogotá: CGR, 2001.

-----, ----- Negro panorama petrolero. En: Economía Colombiana y Coyuntura Política. Bogotá: CGR. Edición 287 (Diciembre 2001).

-----, ----- ¿Para que han servido las regalías? Propuesta de redistribución. Bogotá: Contraloría, 2002. 32 p.

-----, ----- Reflexiones sobre la política petrolera colombiana. Bogotá: Contraloría, 1997.

-----, DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. Análisis del Sector de Hidrocarburos y lineamientos de política. Bogotá: DNP, 1993.

-----, ----- El sector de hidrocarburos en Colombia: documento sectorial. Bogotá: DNP, 2000. 32 p.

-----, DIRECCIÓN DE IMPUESTOS Y ADUANAS NACIONALES. Informe Estadístico Tributario. Bogotá: DIAN, 2000.

-----, UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Colombia energía y desarrollo. Bogotá: UPME – Ministerio de Minas y Energía, 1999. 90 p.

-----, ----- Estadísticas minero energéticas. Bogotá: UPME - Ministerio de Minas y Energía, Boletín de publicación regular.

-----, ----- Plan Energético Nacional. Bogotá: UPME - Ministerio de Minas y Energía, 1994.

CUBILLOS, Mircea y NAVAS, Verónica. Inversión extranjera directa en Colombia: características y tendencias. En: Economía Colombiana: Boletines de divulgación económica. No. 4 (Junio 2000). 33 p.

DE LA PEDRAJA TOMÁN, Rene. Petróleo, electricidad, carbón y política en Colombia. Bogotá: El Ancora Editores. 1993.

DE SEBASTIÁN, Luis. La participación como mecanismo contractual en las políticas sociales. Washington D. C.: Banco Interamericano de Desarrollo, 1997. 34 p.

ECHEVERRI, Juan Carlos. Memorias de la recesión de fin de siglo en Colombia: flujos, balance y política anticíclica. En: Economía Colombiana: Boletines de divulgación económica. No. 7 (Enero 2001). 41 p.

EGGERTSSON, Thráinn. El comportamiento económico y las instituciones. Madrid: Alianza Editorial, 1995. 375 p.

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS. Contrato de Asociación "Modelo 2000". Bogotá: Dirección Jurídica – Ecopetrol, 2000.

-----, Contratos petroleros. Bogotá: Dirección Jurídica – Ecopetrol, 2000.

-----, Estadísticas de la Industria Petrolera. Vigésima Tercera Edición. Bogotá: Ecopetrol, 2000.

-----, Informe anual de Ecopetrol. Bogotá: Ecopetrol, Publicación Anual.

-----, Revista Carta Petrolera. Bogotá: Ecopetrol, publicación mensual.

-----, Sistemas de contratación petrolera. En: Revista Conociendo. Bogotá. Nos. 34, 35, 36, 37 (1996).

-----, Sistemas de contratación petrolera y mercadeo del crudo. Bogotá: Ecopetrol, 1990. 147 p.

FEDESARROLLO. Petróleo y Sector Exportador: Retos, desafíos y plan de acción para la próxima década. Bogotá: Fedesarrollo – Analdex, 1996. 245 p.

GARAY, Luis Jorge. La industria de América Latina ante la globalización económica. Bogotá: DNP, 1998.

IREGUI, Ana María; RAMOS, Jorge y SAAVEDRA, Luz Amparo. Análisis de la descentralización fiscal en Colombia. Bogotá. 2001. 36 p.

JIMÉNEZ RAMÍREZ, Sergio. La Industria del Petróleo y la importancia de las Regalías para los departamentos productores: El caso de Santander 1990-1998. Bucaramanga, 2000. Trabajo de Grado (Economista). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Humanas.

KALMANOVITZ, Salomón. Las Instituciones Colombianas en el siglo XX. Bogotá: Universidad nacional de Colombia, 1999. 27 p.

-----, Las instituciones y el desarrollo económico en Colombia. Bogotá: Norma, 2001.

-----, Las instituciones, la ley y el desarrollo económico. En: Borradores semanales de economía. Bogotá: Banco de la República, 1997. 28 p.

-----, Las política fiscal colombiana en un contexto histórico. Bogotá: Banco de la República, 1999. 21 p.

MENA DE QUEVEDO, Margarita. La política petrolera colombiana. Bogotá. 1989. 58 p.

MOLINA VALDERRAMA., Pablo. El paradigma del petróleo. En: Economía Colombiana y Coyuntura Política. Bogotá: Contraloría General de la República. Edición 287 (Diciembre 2001); p. 8.

MONTENEGRO, Santiago; SUESCÚN, Rodrigo y PARDO Renata. Petróleo, vulnerabilidad de la economía colombiana y políticas de estabilización. Bogotá: CEDE – UniAndes, 2001. 79 p.

MORALES RUEDA, Betsabé Patricia. Los oleoductos en medio del conflicto armado. Bogotá: Dirección de minas y Energía, 2000. 14 p.

NORTH, Douglass C. Estructura y cambio en la historia económica. Madrid: Alianza Editorial, 1984.

-----, Instituciones, cambio institucional y desempeño económico. México: Fondo de Cultura Económica, 1993.

OBANDO, Elkin y DIAZ, Pedro G. Presente y Futuro del petróleo en Colombia. Bogotá: 1999. Trabajo de Grado (Especialista en Gerencia de Hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Centro de Estudios Avanzados.

OLSON, Mancur. La lógica de la acción colectiva. Harvard University Press.1992.

OTERO PRADA, Diego F. Una política de hidrocarburos para el siglo XXI. Bogotá, 1999.

PÉREZ BAREÑO, Leonel. Multinacionales, Estado y petróleo: El contrato de asociación en Colombia. Villavicencio: Corpes Orinoquía, 1998.

PERRY RUBIO, Guillermo. Política Petrolera: Economía y Medio Ambiente. Bogotá: FESCOL – CEREC, 1992.

PERTUZ BARRERA, Julián y SCHUTS ESMERAL, Karen. La política petrolera y el contrato de asociación. Bogotá: 1999. Trabajo de Grado (Especialista en Gerencia de Hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Centro de Estudios Avanzados.

PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA. Petróleo: Política de contratación y competitividad. Bogotá: La Universidad, 1995. (Compendio de Artículos sobre el seminario)

-----, Petróleo: Presente y futuro. Bogotá: La Universidad, 1991. (Compendio de Artículos sobre el seminario)

PUYANA, Alicia y DARGAY, Joyce. Competitividad del petróleo colombiano: Una revisión de los factores externos. Bogotá: CRESET – COLCIENCIAS, 1996. 221 p.

RAMÍREZ, Clara et al. La Deuda Pública: Altos costos... Precarios resultados. En: Boletín del Observatorio de Coyuntura Socioeconómica. No.9. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.

RODADO NORIEGA, Carlos. Nueva Política Petrolera para Colombia. Bogotá: Ecopetrol, 1999.

RODRÍGUEZ ESPARZA, Juan Carlos. Análisis Político Económico de la Industria Petrolera en Colombia y perspectivas hacia el mundo. Bucaramanga, 1997. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander.

RUBIO, Mauricio. Reglas de juego y costos de transacción en Colombia. Bogotá: CEDE - Universidad de los Andes, 1996. 75 p.

SANABRIA, Nestor J. El desarrollo y el subsector de los hidrocarburos. Bogotá: ICAE, 1996.

SÁNCHEZ NAVARRETE, Carmen Elisa. Estudio comparativo de los regímenes de exploración y producción de petróleo de Colombia y Brasil. Campinas, 1999. Trabajo de Grado (Magíster en Economía). Universidad Estatal de Campinas, Brasil. 111 p.

TOVAR D., Alberto; PEREZ H., Víctor y TORRES C., Víctor J. La contratación petrolera en Colombia. En: El petróleo en Colombia. Bogotá: Ecopetrol, 2001.

VANEGAS ANGARITA, Oscar. Petróleo, economía y paz. Bucaramanga: UIS, 2001.

-----, Política Petrolera. Bucaramanga: UIS, 2001.

VEGALARA & ASOCIADOS. Análisis del sistema de contratación de hidrocarburos en Colombia y sus factores determinantes. Bogotá: Estrategias y Métodos, 1999.

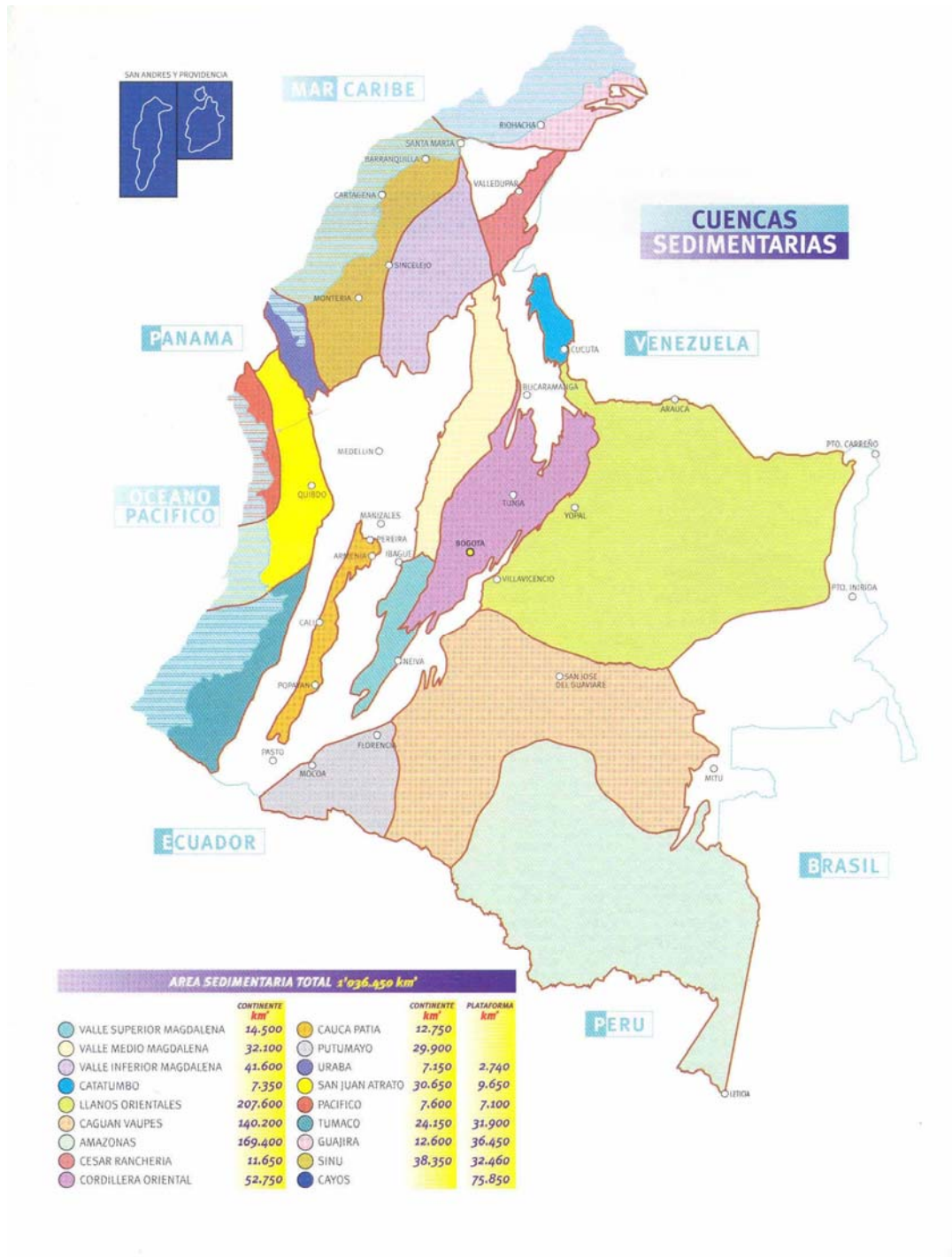
WIESNER DURAN, Eduardo. La efectividad de las políticas públicas en Colombia: un análisis Neoinstitucional. Bogotá; Tercer Mundo Editores, 1997. 308 p.

YÁNEZ, César. Antecedentes y aportes del neo-institucionalismo económico. <http://www.iigov.org/iigov/pnud/bibliote/resenas/resena0010.htm>.

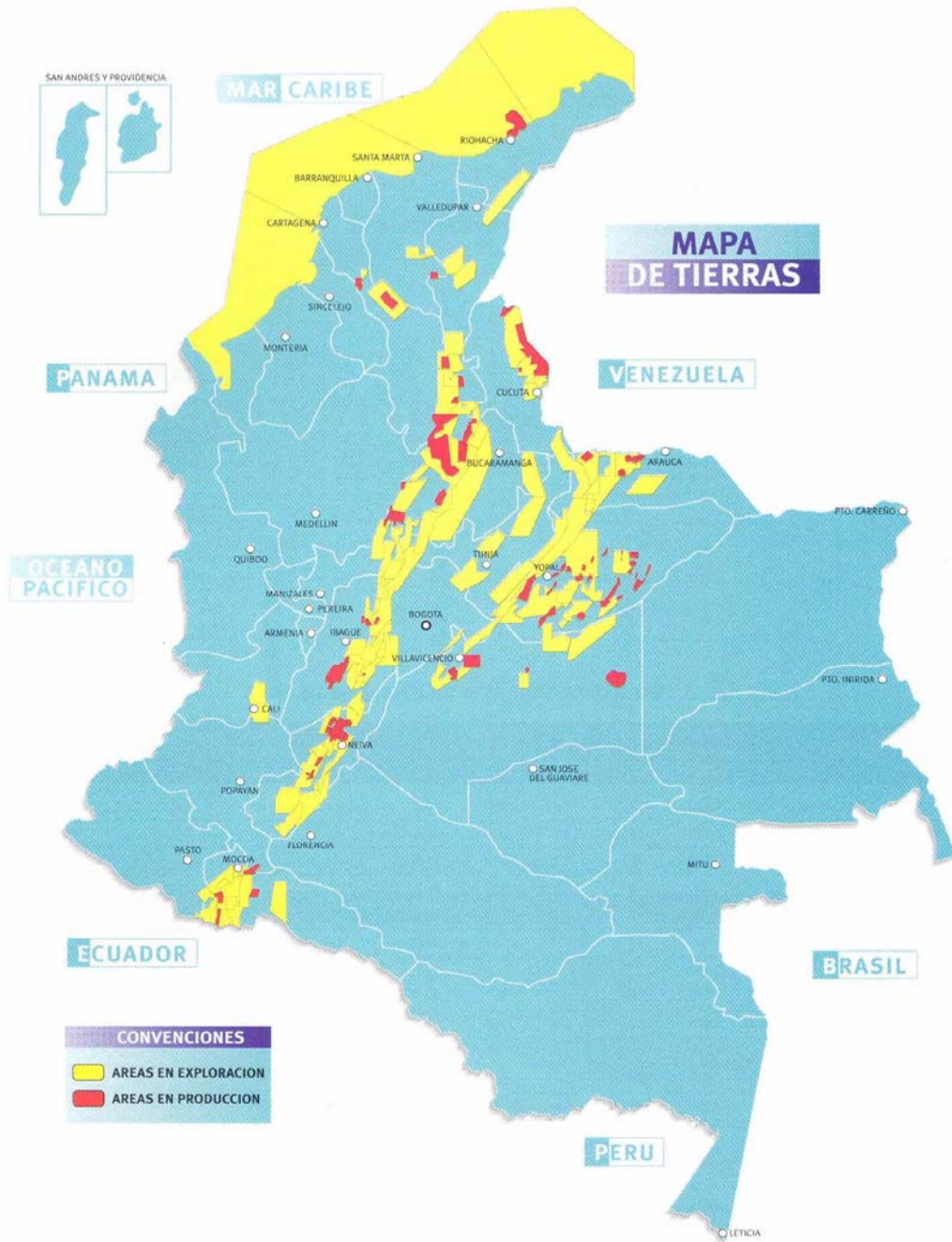
ANEXOS

ANEXO A

MAPA DE CUENCAS SEDIMENTARIAS

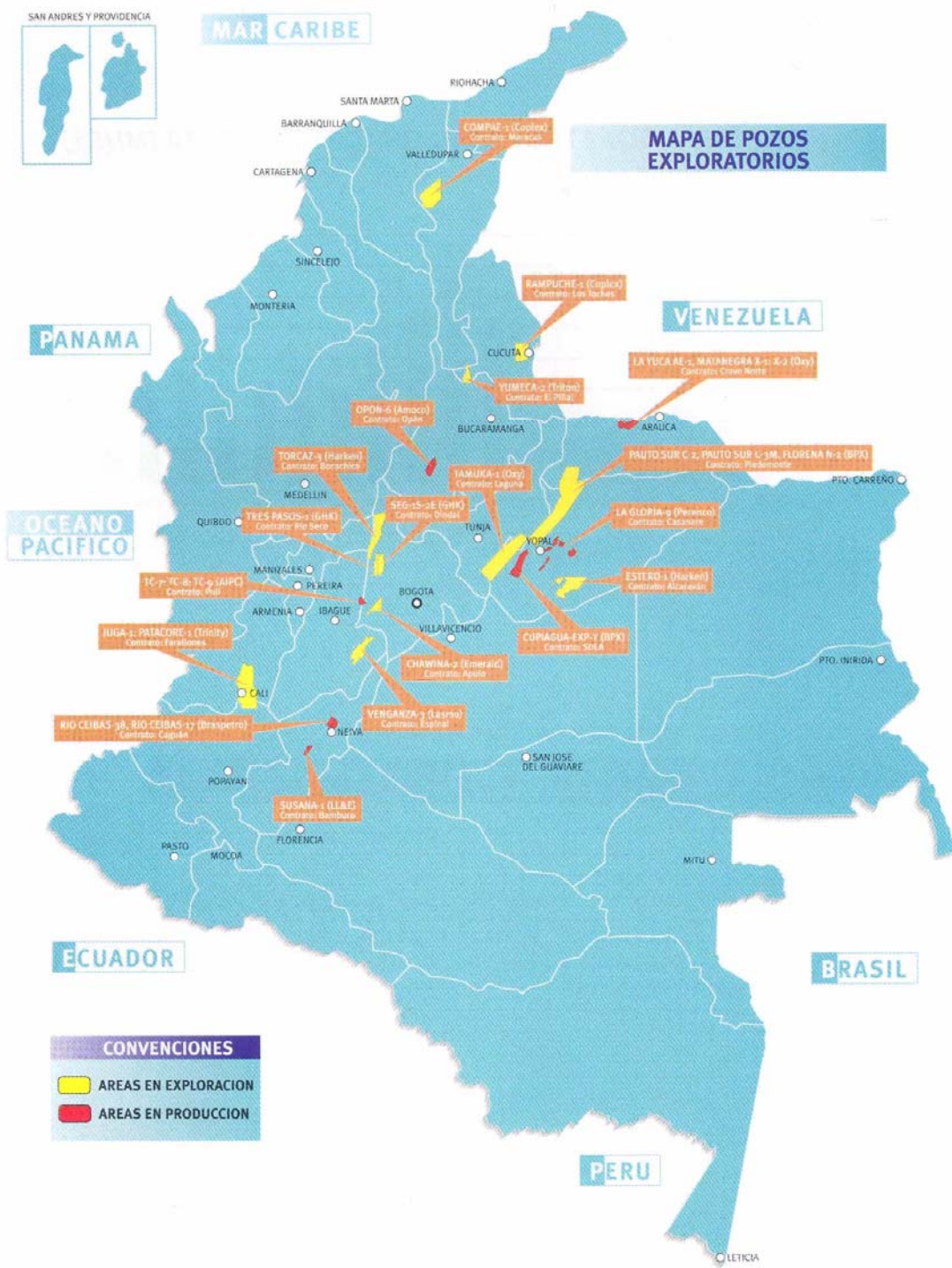


ANEXO B MAPA DE TIERRAS



ANEXO C

MAPA DE POZOS EXPLORATORIOS



ANEXO D

PROSPECCIÓN SÍSMICA 2D 1978 - 2000 (Km de Perfil)

| Años | ECOPETROL | | ASOCIACIÓN | | TOTAL | |
|---------|-----------|--------|------------|--------|-----------|--------|
| | Terrestre | Marina | Terrestre | Marina | Terrestre | Marina |
| 1978 | 3.482 | | 5.796 | | 9.278 | |
| 1979 | 746 | 5.599 | 5.578 | 1.974 | 6.324 | 7.573 |
| 1980 | 1.861 | | 4.924 | | 6.785 | |
| 1981 | 2.710 | | 8.063 | | 10.773 | |
| 1982 | 1.689 | | 5.007 | | 6.696 | |
| 1983 | 1.093 | 16.077 | 2.439 | | 3.532 | 16.077 |
| 1984 | 924 | 2.352 | 4.170 | 2.470 | 5.094 | 4.822 |
| 1985 | 2.016 | | 11.373 | | 13.389 | |
| 1986 | 740 | | 8.676 | | 9.416 | |
| 1987 | 3.125 | | 4.632 | | 7.757 | |
| 1988 | 5.191 | | 6.765 | | 11.956 | |
| 1989 | 4.727 | | 5.336 | 1.549 | 10.063 | 1.549 |
| 1990 | 4.528 | | 5.066 | | 9.594 | |
| 1991 | 4.515 | | 3.176 | | 7.691 | |
| 1992 | 3.803 | | 5.888 | | 9.691 | |
| 1993 | 1.990 | | 3.002 | 2.043 | 4.992 | 2.043 |
| 1994 | 1.179 | | 1.032 | | 2.211 | |
| 1995 | 626 | | 1.554 | | 2.180 | |
| 1996 | 621 | | 1.527 | | 2.148 | |
| 1997(*) | 784 | | 1.939 | | 2.723 | |
| 1998 | 825 | | 1.251 | | 2.076 | |
| 1999 | 199 | | 365 | 8.118 | 564 | 8.118 |
| 2000 | 186 | | 545 | | 731 | |

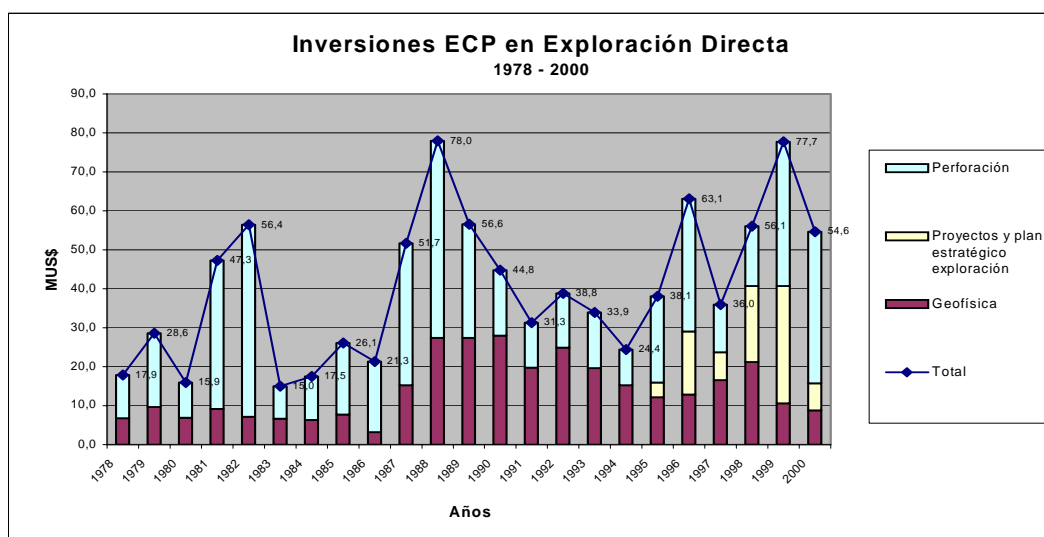
(*): 88 Km. Como prueba de sísmica 3D. Proyecto Neiva
Fuente: Vicepresidencia de Exploración y Producción

ANEXO E

INVERSIONES DE ECOPETROL EN EXPLORACIÓN DIRECTA (MUS\$)

| Años | Geofísica | Proyectos y plan estratégico exploración | Perforación | Total |
|------|-----------|--|-------------|-------|
| 1978 | 6,8 | | 11,1 | 17,9 |
| 1979 | 9,6 | | 19,0 | 28,6 |
| 1980 | 6,9 | | 9,0 | 15,9 |
| 1981 | 9,2 | | 38,1 | 47,3 |
| 1982 | 7,2 | | 49,2 | 56,4 |
| 1983 | 6,7 | | 8,3 | 15,0 |
| 1984 | 6,3 | | 11,2 | 17,5 |
| 1985 | 7,7 | | 18,4 | 26,1 |
| 1986 | 3,2 | | 18,1 | 21,3 |
| 1987 | 15,2 | | 36,5 | 51,7 |
| 1988 | 27,4 | | 50,6 | 78,0 |
| 1989 | 27,4 | | 29,2 | 56,6 |
| 1990 | 28,0 | | 16,8 | 44,8 |
| 1991 | 19,8 | | 11,5 | 31,3 |
| 1992 | 24,9 | | 13,9 | 38,8 |
| 1993 | 19,7 | | 14,2 | 33,9 |
| 1994 | 15,2 | | 9,2 | 24,4 |
| 1995 | 12,2 | 3,8 | 22,1 | 38,1 |
| 1996 | 12,9 | 16,2 | 34,0 | 63,1 |
| 1997 | 16,6 | 7,1 | 12,3 | 36,0 |
| 1998 | 21,2 | 19,6 | 15,4 | 56,1 |
| 1999 | 10,6 | 30,1 | 37,0 | 77,7 |
| 2000 | 8,8 | 6,9 | 38,9 | 54,6 |

Fuente : Ecopetrol - Vicepresidencia de Exploración y Producción



ANEXO F

Historia de Reservas y Producción Acumulada de Petróleo 1921 - 2000 (Mbbbl)

| Años | Producción Acumulada | Reservas Remanentes | Años | Producción Acumulada | Reservas Remanentes | Años | Producción Acumulada | Reservas Remanentes |
|------|----------------------|---------------------|------|----------------------|---------------------|------|----------------------|---------------------|
| 1921 | 0.1 | 799.9 | 1950 | 501.2 | 1234.8 | 1979 | 2133.6 | 430.6 |
| 1922 | 0.4 | 799.6 | 1951 | 539.6 | 1196.4 | 1980 | 2179.2 | 553.7 |
| 1923 | 0.8 | 799.2 | 1952 | 578.3 | 1157.7 | 1981 | 2228.1 | 530.9 |
| 1924 | 1.3 | 798.7 | 1953 | 617.7 | 1135.7 | 1982 | 2279.8 | 610 |
| 1925 | 2.3 | 797.7 | 1954 | 657.7 | 1095.7 | 1983 | 2335.3 | 635.1 |
| 1926 | 8.7 | 792.8 | 1955 | 697.1 | 1056.3 | 1984 | 2396.4 | 1108 |
| 1927 | 23.6 | 777.9 | 1956 | 742.1 | 1070.8 | 1985 | 2460.8 | 1243.7 |
| 1928 | 43.3 | 758.2 | 1957 | 787.8 | 1025.1 | 1986 | 2571 | 1696.4 |
| 1929 | 63.3 | 738.2 | 1958 | 834.7 | 978.2 | 1987 | 2711.6 | 1907.3 |
| 1930 | 83.3 | 718.2 | 1959 | 888.3 | 924.6 | 1988 | 2848.4 | 2051.6 |
| 1931 | 101.1 | 987.4 | 1960 | 944.1 | 868.8 | 1989 | 2996.1 | 1984.3 |
| 1932 | 117.2 | 971.3 | 1961 | 997.3 | 815.6 | 1990 | 3156.5 | 1990.7 |
| 1933 | 130 | 958.5 | 1962 | 1049.2 | 840.9 | 1991 | 3311.8 | 1884.6 |
| 1934 | 147 | 941.5 | 1963 | 1109.6 | 926.7 | 1992 | 3471.7 | 3231.9 |
| 1935 | 164.2 | 924.3 | 1964 | 1172.2 | 939.1 | 1993 | 3636.9 | 3156.4 |
| 1936 | 182.7 | 905.8 | 1965 | 1244.8 | 992.8 | 1994 | 3802.6 | 3138.4 |
| 1937 | 202.7 | 885.8 | 1966 | 1316.3 | 921.3 | 1995 | 4015.6 | 2951.9 |
| 1938 | 224 | 864.5 | 1967 | 1384.8 | 867.2 | 1996 | 4244.7 | 2798,0 |
| 1939 | 247.9 | 840.6 | 1968 | 1448.1 | 803.9 | 1997 | 4482,6 | 2577,0 |
| 1940 | 273.5 | 815 | 1969 | 1524.9 | 938.2 | 1998 | 4754.2 | 2477.7 |
| 1941 | 298 | 790.5 | 1970 | 1604.5 | 858.6 | 1999 | 5049,9 | 2289,2 |
| 1942 | 308.5 | 780 | 1971 | 1689.9 | 780.2 | 2000 | 5300,6 | 1971,9 |
| 1943 | 321.8 | 766.7 | 1972 | 1754 | 709.1 | | | |
| 1944 | 344.1 | 744.4 | 1973 | 1820.9 | 642.2 | | | |
| 1945 | 366.5 | 1109 | 1974 | 1881.7 | 581.4 | | | |
| 1946 | 388.7 | 1086.8 | 1975 | 1938.5 | 524.6 | | | |
| 1947 | 413.4 | 1062.1 | 1976 | 1991.5 | 471.8 | | | |
| 1948 | 437.4 | 1038.1 | 1977 | 2041.3 | 427.1 | | | |
| 1949 | 467.1 | 1268.9 | 1978 | 2088.6 | 379.8 | | | |

Fuente: Estadísticas de la Industria Petrolera - Empresa Colombiana de Petroleos

ANEXO G

Producción de petróleo crudo en Colombia a diciembre de 2000

| Año | Diario | Total por año Millones de barriles | Acumulado total Millones de barriles | Año | Diario | Total por año Millones de barriles | Acumulado total Millones de barriles |
|------|--------|--|--|------|--------|--|--|
| 1921 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 1959 | 146,8 | 53,6 | 892,4 |
| 1922 | 0,9 | 0,3 | 0,4 | 1963 | 165,3 | 60,3 | 1.113,6 |
| 1923 | 1,2 | 0,4 | 0,8 | 1964 | 171,0 | 62,6 | 1.176,2 |
| 1924 | 1,2 | 0,4 | 1,2 | 1965 | 199,1 | 72,7 | 1.248,9 |
| 1925 | 2,8 | 1,0 | 2,2 | 1966 | 195,7 | 71,4 | 1.320,3 |
| 1926 | 17,7 | 6,4 | 8,6 | 1967 | 188,7 | 68,9 | 1.320,3 |
| 1927 | 41,1 | 15,0 | 23,6 | 1968 | 174,0 | 63,7 | 1.452,9 |
| 1928 | 54,4 | 19,9 | 43,5 | 1969 | 210,3 | 76,8 | 1.529,7 |
| 1929 | 55,8 | 20,4 | 63,9 | 1970 | 219,3 | 80,1 | 1.609,8 |
| 1930 | 55,7 | 20,3 | 84,2 | 1971 | 195,8 | 71,7 | 1.759,6 |
| 1931 | 50,0 | 18,2 | 102,4 | 1973 | 183,0 | 66,8 | 1.887,3 |
| 1932 | 44,8 | 16,4 | 118,8 | 1974 | 166,9 | 60,9 | 1.887,3 |
| 1933 | 36,0 | 13,2 | 132,0 | 1975 | 158,1 | 57,7 | 1.945,0 |
| 1934 | 47,5 | 17,3 | 149,3 | 1976 | 145,8 | 53,4 | 1.998,4 |
| 1935 | 48,2 | 17,6 | 166,9 | 1977 | 138,9 | 50,7 | 2.049,1 |
| 1936 | 51,2 | 18,8 | 185,7 | 1978 | 130,1 | 47,5 | 2.096,6 |
| 1937 | 56,4 | 20,6 | 206,3 | 1979 | 123,5 | 45,1 | 2.141,7 |
| 1938 | 59,1 | 21,6 | 227,9 | 1980 | 124,6 | 45,6 | 2.187,3 |
| 1939 | 65,4 | 20,6 | 206,3 | 1981 | 133,7 | 48,8 | 2.236,1 |
| 1940 | 67,3 | 24,6 | 302,2 | 1982 | 141,9 | 51,8 | 2.287,9 |
| 1941 | 67,3 | 24,6 | 302,2 | 1983 | 150,8 | 55,0 | 2.438,7 |
| 1942 | 28,7 | 10,5 | 312,5 | 1984 | 167,4 | 61,1 | 2.499,8 |
| 1943 | 36,3 | 13,3 | 325,8 | 1985 | 175,4 | 64,0 | 2.563,8 |
| 1944 | 60,9 | 22,3 | 348,1 | 1986 | 300,1 | 109,5 | 2.673,3 |
| 1945 | 61,5 | 22,4 | 370,5 | 1987 | 385,3 | 140,6 | 2.813,9 |
| 1946 | 60,6 | 22,1 | 392,6 | 1988 | 374,0 | 136,5 | 2.950,4 |
| 1947 | 67,9 | 24,8 | 417,4 | 1989 | 404,6 | 147,6 | 3.098,0 |
| 1948 | 65,0 | 23,8 | 441,2 | 1990 | 439,5 | 160,4 | 3.258,4 |
| 1949 | 81,4 | 29,7 | 470,9 | 1991 | 425,5 | 155,3 | 3.311,8 |
| 1950 | 93,3 | 34,1 | 505,5 | 1992 | 438,0 | 159,9 | 3.471,7 |
| 1951 | 105,2 | 38,4 | 543,4 | 1993 | 452,9 | 165,2 | 3.636,9 |
| 1952 | 106,0 | 38,7 | 582,1 | 1994 | 453,9 | 165,7 | 3.802,6 |
| 1953 | 108,0 | 39,4 | 621,5 | 1995 | 583,6 | 213,0 | 4.015,6 |
| 1954 | 109,5 | 40,0 | 661,5 | 1996 | 627,4 | 229,0 | 4.244,7 |
| 1955 | 108,8 | 39,7 | 701,2 | 1997 | 652,1 | 238,1 | 4.482,6 |
| 1956 | 123,2 | 45,0 | 746,2 | 1998 | 754,3 | 275,8 | 4.754,2 |
| 1957 | 125,3 | 45,7 | 791,9 | 1999 | 816,0 | 297,8 | 5.052,0 |
| 1958 | 128,5 | 46,9 | 838,8 | 2000 | 687,1 | 250,7 | 5.302,7 |

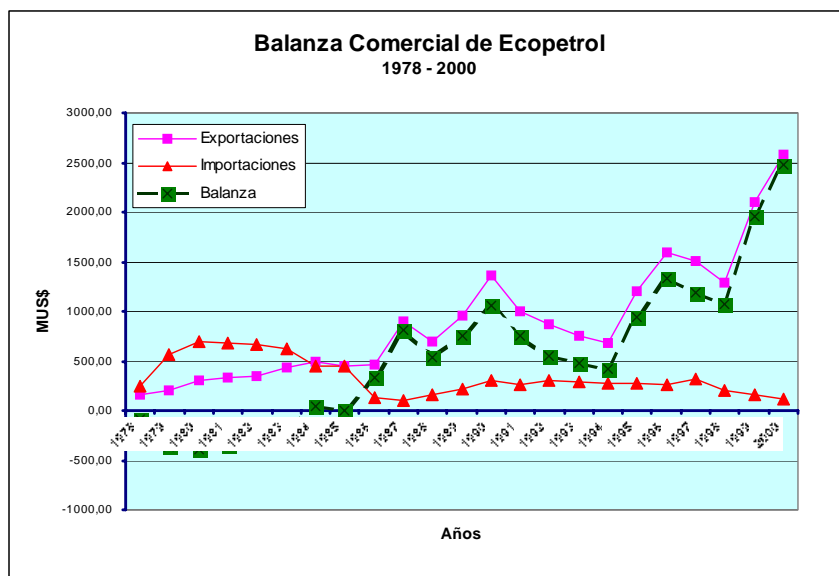
Fuentes: William D. Dietzman.op.Cit., pp.76-77,y Ecopetrol.

ANEXO H

Balanza comercial de Ecopetrol MUS\$

| Año | Exportaciones | Importaciones | Balanza |
|------|---------------|---------------|---------|
| 1978 | 154,28 | 246,29 | -92,01 |
| 1979 | 202,22 | 565,94 | -363,72 |
| 1980 | 309,19 | 701,13 | -391,94 |
| 1981 | 336,62 | 685,43 | -348,81 |
| 1982 | 349,32 | 664,39 | -315,07 |
| 1983 | 438,68 | 624,05 | -185,37 |
| 1984 | 487,97 | 443,36 | 44,61 |
| 1985 | 453,60 | 456,47 | -2,87 |
| 1986 | 461,81 | 126,28 | 335,52 |
| 1987 | 905,44 | 99,49 | 805,95 |
| 1988 | 695,08 | 155,73 | 539,35 |
| 1989 | 957,67 | 210,23 | 747,44 |
| 1990 | 1360,88 | 298,70 | 1062,18 |
| 1991 | 1002,26 | 254,78 | 747,47 |
| 1992 | 863,09 | 307,46 | 555,63 |
| 1993 | 756,35 | 283,75 | 472,59 |
| 1994 | 684,27 | 270,60 | 413,67 |
| 1995 | 1206,71 | 268,48 | 938,23 |
| 1996 | 1600,50 | 267,48 | 1333,02 |
| 1997 | 1511,70 | 316,57 | 1195,13 |
| 1998 | 1284,15 | 208,39 | 1075,76 |
| 1999 | 2103,67 | 153,77 | 1949,90 |
| 2000 | 2585,62 | 111,01 | 2474,61 |

Fuente: Ecopetrol, Gerencia de Comercio Internacional



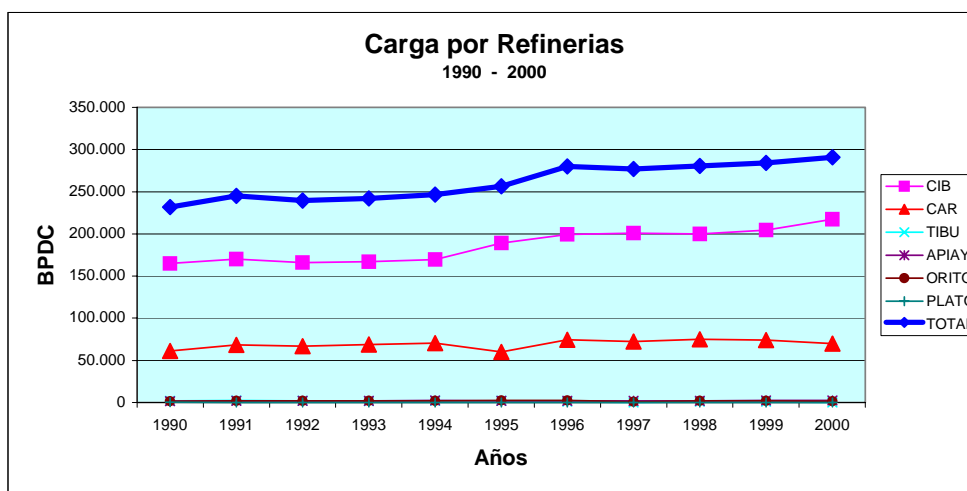
ANEXO I

CARGA DE CRUDO A REFINERÍAS BPDC

| AÑOS | CIB | CAR | TIBU | APIAY | ORITO | PLATO | TOTAL |
|------|---------|--------|-------|-------|-------|-------|---------|
| 1990 | 164.990 | 61.288 | 2.144 | 1.384 | 1.731 | 286 | 231.823 |
| 1991 | 170.248 | 68.267 | 2.689 | 2.019 | 2.032 | 88 | 245.343 |
| 1992 | 166.104 | 67.016 | 2.053 | 2.153 | 2.054 | 0 | 239.380 |
| 1993 | 167.126 | 68.876 | 1.792 | 2.064 | 2.030 | 0 | 241.888 |
| 1994 | 169.716 | 70.218 | 1.994 | 2.396 | 2.180 | 0 | 246.504 |
| 1995 | 189.325 | 60.282 | 2.177 | 2.160 | 2.339 | 0 | 256.283 |
| 1996 | 199.434 | 74.764 | 1.209 | 2.222 | 2.390 | 0 | 280.019 |
| 1997 | 201.073 | 72.391 | 230 | 2.230 | 1.250 | 0 | 277.174 |
| 1998 | 200.067 | 74.954 | 1.238 | 2.189 | 2.003 | 0 | 280.451 |
| 1999 | 204.449 | 74.041 | 1.152 | 2.321 | 2.123 | 0 | 284.086 |
| 2000 | 217.177 | 69.705 | 0 | 2.394 | 1.572 | 0 | 290.848 |

Fuente: Ecopetrol - Unidad de Planeación de la Vicepresidencia de Refinación y Merc:

Elaboró: UPME - Subdirección de Información Minero Energética



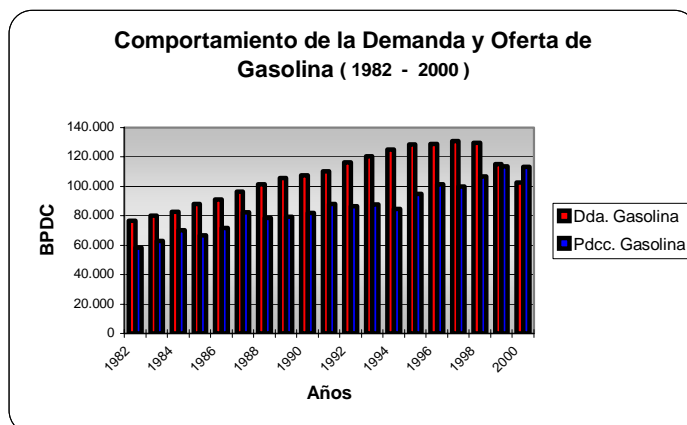
ANEXO J

Comportamiento de la Demanda y Oferta de Gasolina

BPDC

| Año | Dda. Gasolina | Pdcc. Gasolina |
|------|---------------|----------------|
| 1982 | 76.833 | 58.500 |
| 1983 | 80.125 | 62.800 |
| 1984 | 82.663 | 70.300 |
| 1985 | 88.140 | 66.600 |
| 1986 | 91.035 | 71.690 |
| 1987 | 96.406 | 82.451 |
| 1988 | 101.300 | 78.403 |
| 1989 | 105.700 | 79.272 |
| 1990 | 107.400 | 82.001 |
| 1991 | 110.200 | 87.965 |
| 1992 | 116.200 | 86.761 |
| 1993 | 120.700 | 87.853 |
| 1994 | 125.300 | 84.767 |
| 1995 | 128.576 | 95.154 |
| 1996 | 128.871 | 101.450 |
| 1997 | 131.030 | 99.950 |
| 1998 | 129.535 | 106.939 |
| 1999 | 115.166 | 113.571 |
| 2000 | 102.725 | 113.289 |

Fuente: Ecopetrol - Unidad de Planeación de la Vicepresidencia de Refinación y Mercadeo

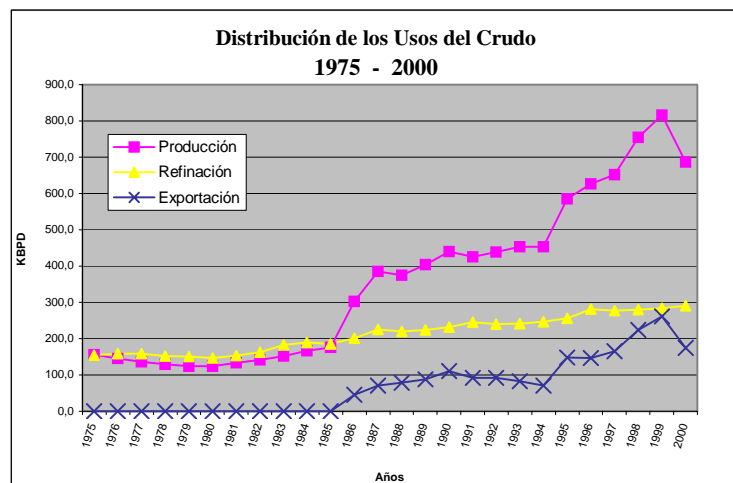


ANEXO K

Distintos Usos del Crudo KBPD

| Año | Producción | Refinación | Exportación |
|------|------------|------------|-------------|
| 1975 | 155,4 | 155,0 | 0,0 |
| 1976 | 144,7 | 159,0 | 0,0 |
| 1977 | 136,3 | 159,0 | 0,0 |
| 1978 | 129,7 | 152,6 | 0,0 |
| 1979 | 123,4 | 150,6 | 0,0 |
| 1980 | 124,6 | 146,2 | 0,0 |
| 1981 | 133,8 | 153,9 | 0,0 |
| 1982 | 141,6 | 162,2 | 0,0 |
| 1983 | 152,1 | 182,3 | 0,0 |
| 1984 | 167,1 | 188,8 | 0,0 |
| 1985 | 176,4 | 185,2 | 0,0 |
| 1986 | 302,4 | 201,3 | 45,3 |
| 1987 | 385,3 | 224,7 | 71,1 |
| 1988 | 374,8 | 219,8 | 78,6 |
| 1989 | 404,4 | 223,8 | 88,1 |
| 1990 | 439,6 | 231,8 | 110,2 |
| 1991 | 426,0 | 245,3 | 92,3 |
| 1992 | 438,5 | 240,0 | 91,4 |
| 1993 | 453,0 | 241,9 | 82,1 |
| 1994 | 454,0 | 246,5 | 70,3 |
| 1995 | 584,9 | 256,3 | 148,0 |
| 1996 | 626,2 | 280,8 | 146,0 |
| 1997 | 652,1 | 277,2 | 165,7 |
| 1998 | 754,3 | 280,5 | 223,4 |
| 1999 | 816,0 | 284,1 | 261,5 |
| 2000 | 687,1 | 290,8 | 175,0 |

Fuente: Ecopetrol



ANEXO L

Transferencias al Estado (Millones de Pesos)

| | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | |
|----------------------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|--|
| Regalías | 5.773 | 8.660 | 17.799 | 40.404 | 54.251 | 108.433 | 196.777 | 179.040 | 217.665 | 259.164 | 287.270 | 449.440 | 549.761 | 595.295 | 679.700 | 975.700 | 2.188.300 | |
| <i>Pago de impuestos</i> | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuesto de renta | 0 | 0 | 614 | 25.208 | 21.344 | 31.803 | 38.504 | 102.490 | 58.755 | 38.201 | 73.101 | 38.593 | 76.305 | 256.453 | 35.200 | 38.000 | 67.400 | |
| Impuesto de importación | 0 | 11.240 | 3.948 | 7.228 | 12.975 | 17.547 | 24.700 | 29.751 | 22.057 | 23.414 | 14.571 | 15.800 | 22.831 | 37.818 | 16.000 | 5.700 | 4.700 | |
| Impuesto de producción | | | | | | | | 22.107 | 20.798 | 51.545 | 63.864 | 101.593 | 154.582 | 161.243 | 29.100 | 17.500 | 41.200 | |
| Otros | | | | | 1.152 | 2.509 | 3.894 | 5.083 | 6.811 | 11.446 | 16.355 | 22.435 | 21.385 | 30.461 | 48.000 | 90.800 | 351.100 | |
| Total impuestos | 0 | 11.240 | 4.562 | 32.436 | 35.471 | 51.859 | 67.098 | 159.431 | 108.421 | 124.605 | 167.890 | 178.421 | 275.103 | 485.975 | 128.300 | 152.000 | 464.400 | |
| <i>Pago de dividendos</i> | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Minobras - P.N.R | | | | | 10.207 | 16.209 | 21.237 | 22.700 | | 30.549 | | | | | | | | |
| Otros | | | | | | | 39.428 | 31.328 | | | | | | | | | | |
| (FEN-trenes) | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gobierno central | | | | | | | | 35.972 | 90.000 | 110.000 | 139.000 | 194.000 | 216.200 | 223.000 | 279.000 | 279.000 | 813.000 | |
| Total dividendos | | | | | 10.207 | 16.209 | 60.665 | 90.000 | 90.000 | 140.549 | 139.000 | 194.000 | 216.200 | 223.000 | 279.000 | 279.000 | 813.000 | |
| <i>Subsidios y aportes</i> | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Importación gasolina | 5.173 | 17.800 | 6.034 | 12.133 | 24.299 | 40.994 | 87.641 | 84.899 | 71.244 | 42.522 | 18.603 | 64.934 | 125.878 | 114.016 | 0 | 0 | | |
| Cocinol | 1.965 | 2.183 | 3.563 | 5.664 | 6.908 | 9.556 | 15.546 | 15.382 | 12.239 | 7.198 | 1.629 | 1.560 | 1.569 | 1.727 | 1.100 | 0 | | |
| JP vuelos nacionales | 439 | 583 | 128 | 2.194 | 2.533 | 2.805 | 12.934 | 9.591 | 548 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| Gas natural Guajira | 2.510 | 7.416 | 3.786 | 2.815 | 2.636 | 2.049 | 1.223 | 2.072 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| Transporte comb. | 227 | 350 | 345 | 454 | 618 | 664 | 656 | 650 | 212 | 374 | 540 | 1.091 | 6.202 | 9.063 | 10.300 | 68.900 | | |
| Electrificadoras | 6.040 | 6.235 | 6.956 | 8.545 | 11.195 | 13.249 | 19.422 | 25.300 | 29.888 | 33.972 | 29.240 | 27.208 | 15.520 | 6.740 | 3.200 | 18.000 | | |
| Resurgir | | | 5.050 | 5.500 | 5.500 | 0 | 2.300 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| Total subsidios y aportes | 16.354 | 34.567 | 25.962 | 37.305 | 53.689 | 69.317 | 139.722 | 137.894 | 114.131 | 84.065 | 50.012 | 94.793 | 149.169 | 131.546 | 14.600 | 86.900 | 0 | |
| <i>Transferencias</i> | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuesto de Ventas | 6.889 | 7.936 | 8.841 | 10.593 | 14.760 | 17.107 | 25.122 | 46.245 | 59.954 | 91.317 | 116.210 | 132.879 | 154.892 | 184.212 | 192.500 | 269.800 | 437.000 | |
| Impuesto vial | 31.060 | 38.081 | 46.745 | 49.988 | 79.141 | 104.303 | 141.271 | 191.027 | 268.565 | 322.020 | 411.065 | 472.069 | 806.262 | 824.846 | 778.800 | 880.500 | 1.031.300 | |
| Impuesto descentralizado | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 37.147 | 77.123 | 107.571 | 31.289 | 27 | 0 | 0 | | |
| Impuesto consumo | 153 | 336 | 521 | 361 | 446 | 613 | 923 | 1.248 | 1.506 | 1.963 | 2.414 | 2.746 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| Otras Retenciones a | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 54.756 | 73.580 | 90.500 | 97.400 | 112.800 | |
| Total transferencias | 38.102 | 46.353 | 56.107 | 60.942 | 94.347 | 122.023 | 167.316 | 238.520 | 330.025 | 452.447 | 606.812 | 715.264 | 1.047.199 | 1.082.665 | 1.061.800 | 1.247.700 | 1.581.100 | |
| Gran total | 60.229 | 100.820 | 104.330 | 171.087 | 247.965 | 367.841 | 631.578 | 804.885 | 860.242 | 1.060.829 | 1.250.985 | 1.631.919 | 2.237.432 | 2.518.471 | 2.163.400 | 2.741.300 | 5.046.800 | |

El valor de Regalías y de Impuesto de Producción que se presenta, corresponde al valor pagado.

El valor de Electrificadoras, corresponde a Compensaciones Económicas que incluye subsidios y aportes de Electrificadoras, Cocinol, Importación de Gasolina, etc.

Fuente: División de Contaduría de Ecopetrol.

ANEXO M

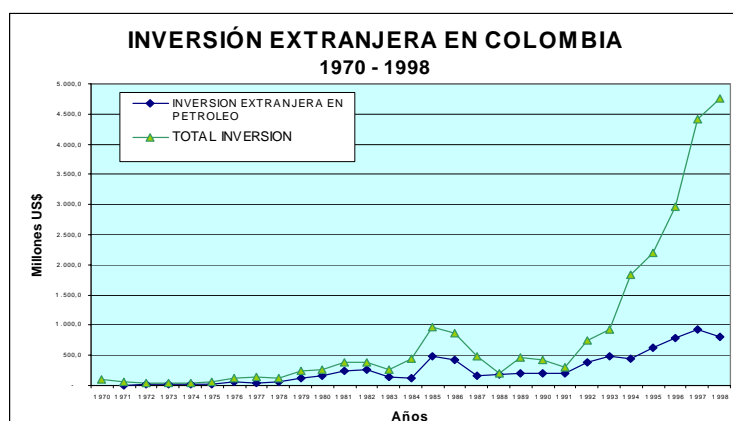
INVERSION EXTRANJERA EN COLOMBIA (PETROLEO Y OTROS SECTORES) 1970-2001

Millones de dólares

| AÑO | INVERSION EXTRANJERA EN PETROLEO | INVERSION EXTRANJERA OTROS SECTORES | TASA DE CRECIMIENTO | TOTAL INVERSION |
|------|----------------------------------|-------------------------------------|---------------------|-----------------|
| 1970 | | 104,927 | | 104,93 |
| 1971 | 7,00 | 44,486 | -58 | 51,49 |
| 1972 | 10,40 | 38,601 | -13 | 49,00 |
| 1973 | 13,10 | 20,336 | -47 | 33,44 |
| 1974 | 25,20 | 24,024 | 18 | 49,22 |
| 1975 | 17,40 | 48,462 | 102 | 65,86 |
| 1976 | 66,80 | 52,627 | 9 | 119,43 |
| 1977 | 35,20 | 115,600 | 120 | 150,80 |
| 1978 | 69,20 | 42,713 | -63 | 111,91 |
| 1979 | 129,50 | 113,436 | 166 | 242,94 |
| 1980 | 168,30 | 103,604 | -9 | 271,90 |
| 1981 | 249,40 | 139,740 | 35 | 389,14 |
| 1982 | 271,60 | 113,476 | -19 | 385,08 |
| 1983 | 146,10 | 117,192 | 3 | 263,29 |
| 1984 | 124,30 | 309,811 | 164 | 434,11 |
| 1985 | 480,90 | 489,527 | 58 | 970,43 |
| 1986 | 418,10 | 440,974 | -10 | 859,07 |
| 1987 | 155,70 | 320,548 | -27 | 476,25 |
| 1988 | 184,50 | 18,473 | -94 | 202,97 |
| 1989 | 207,50 | 259,129 | 1.303 | 466,63 |
| 1990 | 203,03 | 230,284 | -11 | 433,31 |
| 1991 | 208,45 | 101,81 | -56 | 310,26 |
| 1992 | 391,84 | 350,48 | 244 | 742,32 |
| 1993 | 486,93 | 436,50 | 25 | 923,43 |
| 1994 | 438,48 | 1.389,58 | 218 | 1.828,06 |
| 1995 | 633,05 | 1.563,10 | 12 | 2.196,15 |
| 1996 | 790,86 | 2.172,20 | 39 | 2.963,06 |
| 1997 | 920,87 | 3.494,70 | 61 | 4.415,57 |
| 1998 | 797,55 | 3.952,22 | 82 | 4.749,77 |
| 1999 | (1) 34,59 | 3.974,50 | 14 | n.d |
| 2000 | n.d | 288,192 | | n.d |
| 2001 | n.d | 2.286,5 | | n.d |

(1) Inversión Enero- Julio de 1999

FUENTE: REGISTROS DEL BANCO DE LA REPUBLICA (HASTA 1991 AUTORIZACIONES - A PARTIR DE 1992 REGISTRO) - ECOPETROL - CALCULOS: DNP-DEE-SPIC
http://www.dnp.gov.co/ArchivosWeb/Direccion_Desarrollo_Empresarial/Indicadores/Inversion_extra



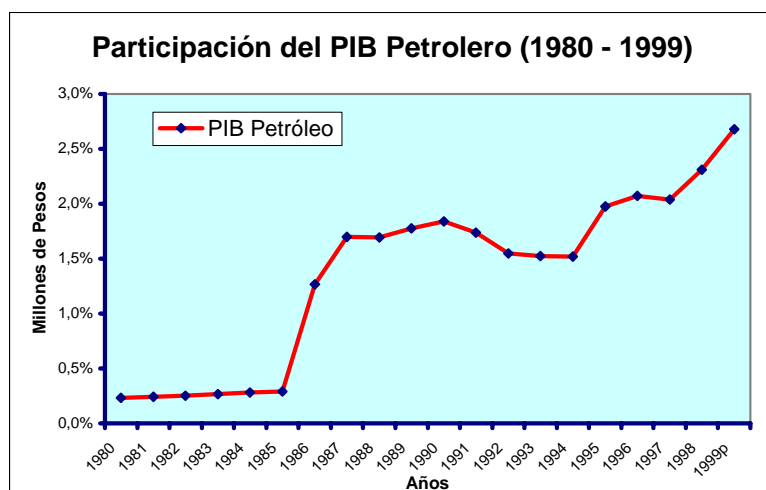
ANEXO N

PIB NACIONAL Y DEL PETRÓLEO (1980 - 1999)

| Año | PIB* | | Participación |
|-------|----------|----------------|---------------|
| | Nacional | Petróleo Crudo | |
| 1980 | 525.765 | 1.233 | 0,2% |
| 1981 | 537.735 | 1.310 | 0,2% |
| 1982 | 542.836 | 1.362 | 0,3% |
| 1983 | 551.381 | 1.462 | 0,3% |
| 1984 | 569.854 | 1.604 | 0,3% |
| 1985 | 587.561 | 1.698 | 0,3% |
| 1986 | 621.780 | 7.886 | 1,3% |
| 1987 | 655.163 | 11.140 | 1,7% |
| 1988 | 681.790 | 11.555 | 1,7% |
| 1989 | 705.070 | 12.538 | 1,8% |
| 1990 | 733.438 | 13.491 | 1,8% |
| 1991 | 750.977 | 13.041 | 1,7% |
| 1992 | 780.213 | 12.071 | 1,5% |
| 1993 | 822.501 | 12.531 | 1,5% |
| 1994 | 870.151 | 13.205 | 1,5% |
| 1995 | 916.775 | 18.105 | 2,0% |
| 1996 | 935.844 | 19.399 | 2,1% |
| 1997 | 953.949 | 19.436 | 2,0% |
| 1998 | 972.262 | 22.466 | 2,3% |
| 1999p | 921.704 | 26.729 | 2,7% |

* Millones de pesos de 1975

Fuente: Departamento Nacional de Planeación



ANEXO O

INGRESOS TRIBUTARIOS DEL GOBIERNO NACIONAL 1995 - 1999 SECTOR CENTRAL COMPOSICIÓN PORCENTUAL

| CONCEPTO | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| INGRESOS TRIBUTARIOS (I + II + III) | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% |
| I. IMPUESTOS DIRECTOS | 40,3% | 37,4% | 39,3% | 38,7% | 41,2% |
| A. Renta y Complementarios (a + b) | 40,3% | 37,4% | 39,3% | 38,7% | 41,2% |
| 1. Cuotas | 13,3% | 12,0% | 13,2% | 10,5% | 12,9% |
| 2. Retención en la Fuente | 27,0% | 25,5% | 26,1% | 28,2% | 28,3% |
| II. IMPUESTOS INDIRECTOS (A + B + C + D) | 59,5% | 62,3% | 59,8% | 61,3% | 58,7% |
| A. Impuestos al Comercio Exterior | 10,1% | 8,4% | 9,7% | 11,0% | 8,8% |
| Gravamen | 10,1% | 8,4% | 9,7% | 11,0% | 8,8% |
| B. Impuestos a la Producción y Consumo | 47,7% | 52,3% | 48,3% | 48,3% | 47,7% |
| 1. IVA | 42,3% | 46,5% | 43,7% | 44,1% | 43,3% |
| a. Interno | 25,7% | 31,6% | 28,8% | 28,8% | 30,2% |
| Declaraciones | 25,7% | 26,7% | 23,5% | 22,9% | 24,9% |
| Retención en la Fuente | | 4,8% | 5,2% | 5,9% | 6,0% |
| b. Externo | 16,6% | 15,0% | 14,9% | 15,3% | 13,1% |
| 2. Impuesto a la Gasolina y ACPM | 5,4% | 5,7% | 4,6% | 4,2% | 4,3% |
| 3. Impuesto al Oro y Platino | | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| C. Impuesto a los Servicios | 0,1% | 0,1% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| D. Impuesto de Timbre | 1,6% | 1,5% | 1,8% | 2,0% | 2,2% |
| 1. Nacional | 1,5% | 1,4% | 1,7% | 1,9% | 2,1% |
| 2. Nacional Consulados | 0,0% | 0,0% | | | |
| 3. Salidas al Exterior | 0,1% | 0,1% | 0,1% | 0,1% | 0,1% |
| III. OTROS | 0,2% | 0,3% | 0,9% | 0,1% | 0,1% |

FUENTE: DIAN

ANEXO P

INGRESOS TRIBUTARIOS DEL GOBIERNO NACIONAL 1995 - 1999
SECTOR CENTRAL
COMO PORCENTAJE DEL PIB / 1

| CONCEPTO | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| INGRESOS TRIBUTARIOS (I + II + III) | 10,24% | 10,73% | 11,46% | 11,06% | 10,84% |
| I. IMPUESTOS DIRECTOS | 4,13% | 4,02% | 4,50% | 4,28% | 4,47% |
| A. Renta y Complementarios (a + b) | 4,13% | 4,02% | 4,50% | 4,28% | 4,47% |
| 1. Cuotas | 1,36% | 1,28% | 1,52% | 1,16% | 1,40% |
| 2. Retención en la Fuente | 2,76% | 2,73% | 2,99% | 3,12% | 3,06% |
| II. IMPUESTOS INDIRECTOS (A + B + C + D) | 6,09% | 6,68% | 6,85% | 6,78% | 6,36% |
| A. Impuestos al Comercio Exterior | 1,04% | 0,90% | 1,11% | 1,21% | 0,96% |
| Gravamen | 1,04% | 0,90% | 1,11% | 1,21% | 0,96% |
| B. Impuestos a la Producción y Consumo | 4,88% | 5,61% | 5,53% | 5,34% | 5,17% |
| 1. IVA | 4,33% | 5,00% | 5,01% | 4,88% | 4,70% |
| a. Interno | 2,63% | 3,39% | 3,30% | 3,18% | 3,28% |
| Declaraciones | 2,63% | 2,87% | 2,70% | 2,53% | 2,63% |
| Retención en la Fuente | | 0,52% | 0,60% | 0,65% | 0,65% |
| b. Externo | 1,70% | 1,61% | 1,71% | 1,69% | 1,42% |
| 2. Impuesto a la Gasolina y ACPM | 0,55% | 0,61% | 0,52% | 0,46% | 0,47% |
| 3. Impuesto al Oro y Platino | | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| C. Impuesto a los Servicios | 0,01% | 0,01% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| D. Impuesto de Timbre | 0,17% | 0,16% | 0,21% | 0,22% | 0,24% |
| 1. Nacional | 0,15% | 0,15% | 0,19% | 0,21% | 0,22% |
| 2. Nacional Consulados | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 3. Salidas al Exterior | 0,01% | 1,00% | 0,01% | 0,01% | 0,02% |
| III. OTROS | 0,02% | 0,03% | 0,11% | 0,01% | 0,01% |

p: PROVISIONAL

/1 CIFRAS PIB; DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA MACROECONÓMICA DEL MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO

FUENTE: DIAN

ANEXO Q

**INGRESOS TRIBUTARIOS DEL GOBIERNO NACIONAL 1995 - 1999 1/
SECTOR CENTRAL
COMO PORCENTAJE DE LOS INGRESOS CORRIENTES DEL GOBIERNO NACIONAL**

| CONCEPTO | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| INGRESOS CORRIENTES DEL GOBIERNO CENTRAL | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% |
| INGRESOS TRIBUTARIOS (I + II + III) | 98,2% | 95,6% | 95,2% | 98,2% | 96,7% |
| I. IMPUESTOS DIRECTOS | 39,6% | 35,8% | 37,4% | 38,0% | 39,8% |
| A. Renta y Complementarios (a + b) | 39,6% | 35,8% | 37,4% | 38,0% | 39,8% |
| 1. Cuotas | 13,1% | 11,4% | 12,6% | 10,3% | 12,5% |
| 2. Retención en la Fuente | 26,5% | 24,4% | 24,8% | 27,7% | 27,3% |
| II. IMPUESTOS INDIRECTOS (A + B + C + D) | 58,4% | 59,5% | 56,9% | 60,2% | 56,8% |
| A. Impuestos al Comercio Exterior | 10,0% | 8,0% | 9,2% | 10,8% | 8,5% |
| Gravamen | 10,0% | 8,0% | 9,2% | 10,8% | 8,5% |
| B. Impuestos a la Producción y Consumo | 46,8% | 50,0% | 45,9% | 47,4% | 46,1% |
| 1. IVA | 41,5% | 44,5% | 41,6% | 43,3% | 41,9% |
| a. Interno | 25,2% | 30,2% | 27,4% | 28,3% | 29,2% |
| Declaraciones | 25,2% | 25,5% | 22,4% | 22,5% | 23,4% |
| Retención en la Fuente | | 4,6% | 5,0% | 5,8% | 5,8% |
| b. Externo | 16,3% | 14,3% | 14,2% | 15,1% | 12,7% |
| 2. Impuesto a la Gasolina y ACPM | 5,3% | 5,5% | 4,3% | 4,1% | 4,2% |
| 3. Impuesto al Oro y Platino | | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| C. Impuesto a los Servicios | 0,1% | 0,1% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| D. Impuesto de Timbre | 1,6% | 1,4% | 1,7% | 2,0% | 2,1% |
| 1. Nacional | 1,5% | 1,3% | 1,6% | 1,9% | 2,0% |
| 2. Nacional Consulados | 0,0% | 0,0% | | | |
| 3. Salidas al Exterior | 0,1% | 0,1% | 0,1% | 0,1% | 0,1% |
| III. OTROS | 0,2% | 0,3% | 0,9% | 0,1% | 0,1% |

FUENTE: DIAN

ANEXO R

HISTÓRICO DE CONTRATOS DE ASOCIACIÓN 1970 - 2000

| Años | Suscritos en el año | Vigente | Precio WTI |
|-------|---------------------|---------|------------|
| 1970* | 2 | 3 | 2,10 |
| 1971* | 8 | 10 | 2,60 |
| 1972* | 7 | 17 | 2,80 |
| 1973* | 13 | 24 | 4,11 |
| 1974* | 11 | 24 | 11,20 |
| 1975* | 9 | 30 | 11,61 |
| 1976 | 11 | 31 | 12,23 |
| 1977 | 8 | 28 | 14,22 |
| 1978 | 11 | 29 | 14,55 |
| 1979 | 9 | 26 | 25,08 |
| 1980 | 18 | 41 | 37,96 |
| 1981 | 22 | 42 | 36,08 |
| 1982 | 9 | 39 | 33,65 |
| 1983 | 22 | 43 | 30,30 |
| 1984 | 23 | 61 | 29,39 |
| 1985 | 31 | 89 | 27,99 |
| 1986 | 8 | 77 | 15,04 |
| 1987 | 24 | 87 | 19,19 |
| 1988 | 23 | 94 | 15,97 |
| 1989 | 20 | 86 | 19,68 |
| 1990 | 24 | 89 | 24,52 |
| 1991 | 22 | 92 | 21,54 |
| 1992 | 13 | 84 | 20,57 |
| 1993 | 9 | 82 | 18,45 |
| 1994 | 12 | 72 | 17,21 |
| 1995 | 15 | 83 | 18,44 |
| 1996 | 18 | 97 | 22,12 |
| 1997 | 17 | 104 | 20,61 |
| 1998 | 14 | 111 | 12,78 |
| 1999 | 1 | 98 | 19,30 |
| 2000 | 32 | 115 | 30,37 |

Fuente : Ecopetrol - Vicepresidencia de Exploración y Producción

(*) Precio WTI aproximado para dicho año.

ANEXO S

| EVOLUCIÓN DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN COLOMBIANO | | | | | | | |
|---|-------------------------|--|--|--|--|---|---|
| Aspecto | 50 - 50 | Distribución Escalonada | | Factor R | | 30 - 70 | |
| Años | 1970 - 1989 | 1990 - 1994 | | 1994 - 1999 | | 1999 | |
| Regalías | 20% | 20% | | 20% | | Producción diaria < 5 Kbps 5 - 125 Kbps 125 - 400 Kbps 400 - 600 Kbps > 600 Kbps | Regalía 5% Línea Recta hasta 20% Línea Recta hasta 25% |
| Duración | 28 años | 28 años | | 28 años | | 28 años | |
| Obligación Exploratoria | Negociada | Negociada | | Negociada | | Negociada | |
| Alianza Estratégica | 50% ECP 50% Asociada | Producción Acumulada 0-60 Mb 60-90 Mb 90-120 Mb 120-150 Mb 150 Mb más | Participac. Socio 50% 45% 40% 35% 30% | Factor R 0 - 1 1 - 2 > 2 | Participac. Socio 50% 50% 25% | Factor R 0 - 1.5 1.5 - 2.5 > 2.5 | Participac. Socio 70% 70% / (R-0.5) 35% |
| Reembolso de los costos de exploración | 50% términos corrientes | 50% términos corrientes | | 50% términos constantes. | | 30% términos constantes. | |
| Reembolso de los costos de desarrollo | 50% | Según la participación en la producción. | | Según la participación en la producción. | | Según la participación en la producción. | |
| Aplicación del Factor R | N/A | N/A | | Por Contrato | | Por Campo | |

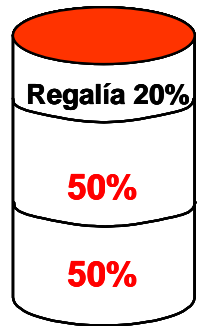
Fuente: BARRIOS GIRALDO, Adriana. Evaluación Histórica del Contrato de Asociación Colombiano

ANEXO T

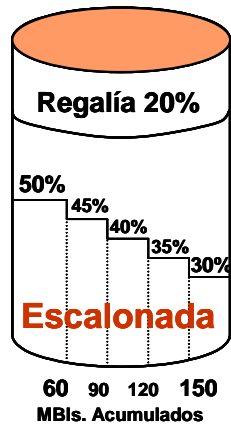
Contrato de Asociación Estándar

Evolución del Criterio de Distribución de la Producción en Asociación

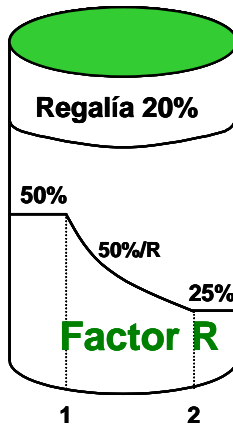
1974 - 1989



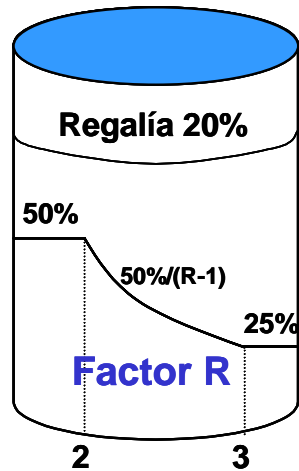
1989 - Mar/94



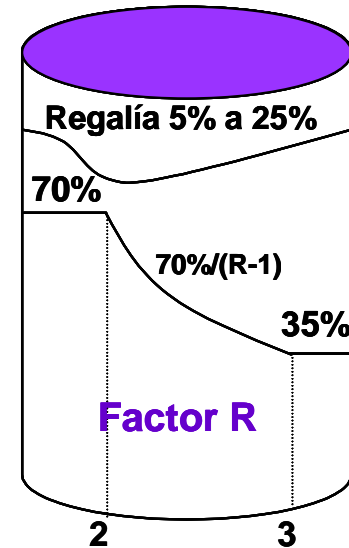
Abr./94 - Sep./97



Oct./97 - Jun./99



Desde Jul. 1999



Fuente: Ecopetrol

ANEXO U
NORMATIVIDAD DEL SECTOR

| Norma | Descripción |
|-------------------------|--|
| Ley 165 de 1948 | Autoriza al Gobierno para promover la organización de una Empresa Colombiana de Petróleos con participación de la Nación y del capital privado nacional y extranjero. |
| Decreto 30 de 1951 | Crea la empresa Colombiana de Petróleos como organismo autónomo con Personería Jurídica, que se regirá por las disposiciones pertinentes establecidas en la Ley 165 de 1948 y por estatutos constitutivos que reglamentarán su funcionamiento. |
| Decreto 3211 de 1959 | Declara a ECOPETROL, como Empresa oficial con Personería Jurídica propia y con autonomía administrativa, que actúa sin embargo en su organización interna y en sus relaciones con terceros como una sociedad de carácter comercial sin perjuicio de los intereses económicos del Estado. |
| Ley 20 de 1969 | Nacionaliza los recursos mineros sin perjuicio de los derechos adquiridos. No obstante establece la obligación de explotar los derechos que a la fecha estén constituidos o de lo contrario éstos se extinguen a favor de la Nación. Autoriza al Gobierno Nacional para declarar como Reserva Nacional cualquier área petrolífera del país y aportaría a ECOPETROL para que la explore, explote y administre directamente o en asociación con el capital público, privado, nacional o extranjero. |
| Decreto 797 de 1971 | Reglamenta en relación con los hidrocarburos la ley 20 de 1969. |
| Decreto 1895 de 1973 | Dicta normas sobre exploración y explotación de petróleo y gas, con el fin de evitar el desperdicio físico y económico de las reservas de petróleo y gas de propiedad nacional o privada y de asegurar su máxima recuperación final y tomar medidas para la prevención de la contaminación ambiental. Obliga a todo explorador y explotador de aportes, concesiones y áreas de propiedad privada a presentar anualmente informes de geología y geofísica y de ingeniería e informes contractuales para concesiones en exploración y explotación. |
| Decreto 1246 de 1974 | Por el cual se adoptan normas sobre participaciones en materia de hidrocarburos. Define el porcentaje de regalías que deben ser transferidos a los municipios y departamentos productores. |
| Decreto 2310 de 1974 | Dicta normas sobre abolición del régimen de concesiones en materia de hidrocarburos, estableciendo que con excepción de los contratos de concesión vigentes en la fecha, la exploración y la explotación, estará a cargo de ECOPETROL, 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. |
| Decreto 743 de 1975 | Reglamenta parcialmente el Decreto 2310 de 1974. Ratifica que las actividades de exploración y producción estarán a cargo de Ecopetrol o de las empresas asociadas con Ecopetrol. Responsabiliza a Ecopetrol del pago de las regalías a favor de los departamentos, intendencias, comisarías y municipios productores. |
| Resolución 2543 de 1984 | Señala los trámites para la aprobación de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. Estos contratos requieren para su validez la aprobación mediante resolución del Ministerio de Minas y Energía. |

| Norma | Descripción |
|--------------------------|---|
| Decreto 2734 de 1985 | Reglamenta parcialmente la Ley 10 de 1961 y el Decreto 1246 de 1974. Establece que los concesionarios de exploración y producción de hidrocarburos de propiedad de la nación deben entregar las regalías en especie a Ecopetrol. |
| Ley 59 de 1987 | Por la cual se autoriza a unas entidades a constituir sociedades o asociaciones. Esta Ley autoriza a las entidades descentralizadas u organismos adscritos o vinculados al Ministerio de Minas y Energía para constituir entre sí o con otras personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras sociedades o asociaciones destinadas a cumplir las actividades comprendidas |
| Decreto 545 de 1989 | Reglamenta parcialmente los Decretos 1246 y 2310 de 1974 y la Ley 75 de 1986. Regula el procedimiento para el cálculo del precio básico por barril para la liquidación de la regalía a las entidades territoriales y a la nación obliga a ECOPETROL a entregar avances mensuales a las primeras sobre las participaciones en regalías de cada trimestre. |
| Decreto 624 de 1989 | Expide el Estatuto Tributario de los impuestos administrados por la Dirección General de Impuestos Nacionales. Reglamenta la forma de gravar a las diferentes sociedades y entidades sometidas al impuesto, las deducciones a que tienen derecho, las tarifas del impuesto de renta, de ganancias ocasionales y de remesas así como las tarifas especiales para productos derivados del petróleo. |
| Decreto 1994 de 1989 | Reglamenta el artículo lo., de la Ley 20 de 1989 en materia de hidrocarburos. Establece que todos los yacimientos de hidrocarburos pertenecen a la nación con excepción de los derechos constituidos a favor de terceros. Dicha excepción a partir del 22 de diciembre de 1969, sólo comprende las situaciones jurídicas subjetivas y concretas debidamente perfeccionadas y vinculadas a uno o varios yacimientos descubiertos. Establece cuándo se reputa descubierto un yacimiento y qué pruebas deben presentarse cuando se pretende explotarlo como propiedad privada. |
| Resolución 09 de 1990 | Autoriza al Ministerio de Minas y Energía a identificar los bienes inmuebles que pasan gratuitamente a la Nación al terminar un contrato de Concesión y a incorporarlos al patrimonio de ECOPETROL. |
| Decreto 843 de 1990 | Define que las utilidades de la Empresa Industriales y Comerciales del Estado, son de propiedad de la Nación y consagra la obligación de reportar antes del 31 de marzo de cada año, los estados financieros de cada entidad, a la Dirección General del Presupuesto. |
| Decreto Ley 2119 de 1992 | Por el cual se reestructura el Ministerio de Minas y Energía, el Instituto de Asuntos Nucleares - IAN y Minerales de Colombia S.A. MINERALCO. |
| Ley 99 de 1993 | Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la Gestión y Conservación del Medio Ambiente y los Recursos Naturales Renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA y se dictan otras disposiciones. |
| Ley 141 de 1994 | Por la cual se crean el Fondo Nacional de Regalías, la Comisión Nacional de Regalías, se regula el derecho del Estado a percibir regalías por la explotación de recursos naturales no renovables, se establecen las reglas para su liquidación y distribución y se dictan otras disposiciones. |
| Ley 142 de 1994 | Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Se refiere al tema de transporte y |

| | |
|--|------------------------------------|
| | distribución del gas domiciliario. |
|--|------------------------------------|

| Norma | Descripción |
|----------------------|--|
| Decreto 28 de 1995 | Por el cual se reglamenta parcialmente la Ley 143 de 1994 en lo concerniente a la organización y el funcionamiento de la Unidad de Planeación Energética. |
| Decreto 30 de 1995 | Por el cual se desarrolla la estructura interna de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, como Unidad Administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía. |
| Ley 209 de 1995 | Mediante la cual se crea y reglamenta el funcionamiento del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera. Conocido comúnmente como el FEP. |
| Ley 223 de 1995 | Por la cual se expiden normas sobre racionalización tributaria y se dictan otras disposiciones. Modifica la Ley 6a. de 1992, conocida comúnmente como la reforma tributaria. |
| Decreto 1747 de 1995 | Mediante el cual se reglamenta parcialmente la Ley 141 de 1994, en lo referente a la distribución de los recursos del Fondo Nacional de Regalías. |
| Decreto 609 de 1996 | Mediante el cual se reglamenta la Ley 209 de 1995. |
| Decreto 845 de 1996 | Mediante el cual se reglamenta la Ley 209 de 1995. |
| Decreto 625 de 1996 | Mediante el cual se ordena al Ministerio de Minas y Energía a liquidar, provisionalmente, en forma mensual las regalías causadas por la explotación de los hidrocarburos propiedad de la nación. |
| Decreto 1141 de 1999 | Mediante el cual se modifica la estructura orgánica del Ministerio de Minas y Energía. |
| Decreto 070 de 2001 | Mediante el cual se modificó la estructura administrativa del Ministerio de Minas y Energía. |

Fuente: Ecopetrol, UPME