

La economía petrolera en Colombia  
(Parte I). Marco legal - contractual y  
principales eslabones de la cadena de  
producción (1920-2010)

Por: Enrique López, Enrique Montes  
Aarón Garavito, María Mercedes  
Collazos

# Borradores de ECONOMÍA



Núm. 692  
2012



ta - Colombia - Bogotá - Colombia - Bogotá - Colombia - Bogotá - Colombia - Bogotá - Colombia - Bogotá - Colombia - Bogotá - Col



# La economía petrolera en Colombia (Parte I)

## Marco legal - contractual y principales eslabones de la cadena de producción (1920-2010) \*

Enrique López

Enrique Montes

Aarón Garavito

María Mercedes Collazos

**Resumen:** El documento analiza la evolución del marco legal y contractual de la economía petrolera en Colombia desde sus inicios y sus principales efectos sobre el régimen fiscal, entendido como el proceso mediante el cual el Estado colombiano se apropia de los recursos provenientes de esta actividad y estimado a partir de las medidas disponibles de *Government-Take* y *State.Take*. También se describen las principales características de la cadena productiva del petróleo (exploración, explotación, producción y reservas), así como los aspectos más relevantes de la regulación aplicable a la inversión extranjera directa y a las operaciones cambiarias efectuadas por la industria petrolera en Colombia.

**Abstract:** This paper analyzes the evolution of the legal and contractual framework of the oil economy in Colombia and its main effects on the fiscal regime, understood as the way the Colombian Government participates into the oil income estimated through the Government Take and State Take indicators. It also describes the main features of the oil production chain (exploration, exploitation, production and reserves), and the more relevant aspects of the foreign direct investment regime and the foreign exchange regulation relevant to the oil industry.

*Palabras Claves:* Petróleo, Marco institucional, Régimen Fiscal, Producción, Government-Take, State-Take, cadena de producción.

*Clasificación JEL:* Q34, Q48

---

\* Se agradece la colaboración de Camilo Alberto Cárdenas Hurtado y Carlos Mario Espinosa Rico quienes se desempeñaron como asistentes de investigación. Las opiniones expresadas en este documento son responsabilidad de los autores y no comprometen al Banco de la República ni a su Junta Directiva.

## **Contenido**

### **1. Introducción**

### **2. Marco Institucional y legal.**

- 2.1 Principales leyes: Constitución de 1886 y 1991.
- 2.2 La creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos: un viraje fundamental en la política petrolera
- 2.3 Regulación cambiaria y de inversión extranjera directa.
- 2.4 Estructura organizativa de la administración pública en el sector petrolero.

### **3. Régimen Fiscal**

- 3.1 Aspectos contractuales
- 3.2 Tributación y regalías.
- 3.3 “Government take” y “state take” para el caso colombiano.

### **4. La cadena de producción de petróleo en Colombia..**

- 4.1 Etapas del negocio.
- 4.2 Algunos determinantes de la producción..
- 4.3 Evolución de la cadena de producción (1905-2011): contratación y exploración, producción y reservas.

### **Bibliografía**

### **Anexos**

- 1 Estructura organizativa de la administración pública en el sector petrolero.
- 2 Comparación entre el régimen general y el especial de inversiones.
- 3. Estadísticas históricas del sector petrolero en Colombia.

## 1. Introducción

En los últimos años la importancia de la actividad petrolera en el país ha crecido paulatinamente y con ello la preocupación acerca del desempeño futuro del sector. Si bien todavía no se puede hablar de Colombia como una economía petrolera, lo cierto es que se trata de una economía con una producción importante de crudo, en la cual dicha actividad resulta estratégica por su participación en el producto interno bruto (PIB), en las exportaciones totales y en los recursos fiscales.

A pesar de su creciente importancia, la reducida información que existe sobre el petróleo y su economía no es muy difundida por fuera de algunos pocos círculos especializados. Es por esa razón que se llevó a cabo el presente esfuerzo por integrar de manera ordenada y comprensible ese conocimiento disperso. No es una tarea fácil y estamos seguros que en el futuro queda mucho trabajo por hacer en el área, pero esperamos haber contribuido en esa labor. Una de las explicaciones del relativo poco conocimiento que se tiene de la economía petrolera colombiana, es la gran cantidad de factores que se conjugan en la historia petrolera de un país como el nuestro. Existen vínculos entre el desarrollo sectorial nacional y los cambios que se presentan en los elementos que regulan la explotación de petróleo en el mundo. También existe relación con las variaciones en la cotización internacional del crudo, las cuales se pueden producir por factores geopolíticos y/o por desequilibrios entre la oferta y la demanda. Los cambios en el precio internacional contribuyen, junto con la legislación interna y la evolución política, a determinar los niveles de inversión y, en consecuencia, la magnitud de la actividad exploratoria. Por supuesto, también es muy importante la percepción que tienen los inversionistas en relación con la reputación del país en torno a su manejo macroeconómico.

El mensaje más importante de la literatura económica reciente relacionada con el papel de los recursos naturales en el desarrollo económico, es que la abundancia de los primeros no necesariamente conduce al desarrollo. Para que un país pueda aprovechar la riqueza de petróleo, y en general de riquezas naturales no renovables, debe contar con instituciones que garanticen la seguridad de los derechos de propiedad, reduzcan la extracción de rentas (rent seeking), y propicien la adopción de políticas macroeconómicas orientadas al manejo adecuado del auge de estos recursos, como el uso de políticas fiscales y monetaria anti-cíclicas. Al

respecto hay que entender que la magnitud de los costos hundidos y de los altos riesgos en que deben incurrir los inversionistas que quieren trabajar en la producción de petróleo, lleva a que sean actividades con una elevada presencia estatal, una difícil administración, así como una excesiva dependencia fiscal de los ingresos provenientes de los recursos naturales.

En relación con el último aspecto, el problema se encuentra en que los precios internacionales de los bienes básicos son muy volátiles en el corto plazo como consecuencia de la inelasticidad relativa de la oferta y demanda. Con la volatilidad se incrementa el riesgo y la incertidumbre en la economía y se desestimula la inversión. Con una alta dependencia fiscal por esos ingresos, la volatilidad puede dar lugar a su vez a inestabilidad en los ingresos del gobierno y a dificultades en el manejo macroeconómico.

La literatura reciente da la mayor importancia a las explicaciones institucionales para entender como en repetidas ocasiones a lo largo de la historia, una abundancia de recursos naturales puede no llevar al crecimiento sostenido de una economía. El argumento básico es que los recursos naturales pueden envenenar las instituciones —e incluso de manera más pronunciada cuando los descubrimientos de recursos y las bonanzas se materializan cuando las instituciones presentes son deficientes— con la consecuencia de que la debilidad de estas últimas mina el crecimiento (Sinnot et al, 2010).

Por las razones mencionadas este documento tiene como hilo conductor la descripción de del arreglo institucional para la producción de hidrocarburos en Colombia. La segunda sección del documento, que sigue a esta introducción, establece la forma como se fueron construyendo las instituciones con las cuales el país se preparó para explotar sus recursos naturales no renovables. La inversión extranjera (IE) tradicionalmente ha sido muy importante en la actividad petrolera; por esa razón, como se reseña en la segunda sección, es necesario entender la forma como dicha inversión se ha regulado en el país, y en especial mostrar la regulación cambiaria especial que tienen las empresas extranjeras vinculadas al sector. La tercera sección, examina el régimen fiscal, entendido como los mecanismos a través de los cuales el Estado colombiano se apropia de los recursos provenientes de la explotación de los hidrocarburos de su propiedad. En este contexto, es necesario revisar la evolución del contrato entre el Estado y las empresas petroleras y su efecto sobre los ingresos públicos provenientes de la actividad

petrolera por concepto de tributos, regalías y otros. El impacto concreto del régimen fiscal sobre la apropiación de una parte de los ingresos provenientes del petróleo, por el gobierno y el Estado se plasma en dos tipos de medidas: i) el government take (GT) y ii) el State take (ST). Para el caso colombiano, en la sección quinta se presenta una discusión sobre las medidas disponibles de GT y ST. Por último, se analiza el comportamiento histórico de la exploración, producción y reservas colombianas de petróleo, variables cuya evolución está estrechamente ligada con la forma como Colombia ha encarado la explotación de sus recursos naturales.

Este documento es la primera parte del estudio completo. En el segundo documento se abordarán los temas relacionados con la relevancia del sector en la economía nacional. Específicamente, se analizará la distribución de la producción petrolera y su importancia en las finanzas públicas, el sector externo y la actividad económica en su conjunto. Esto permitirá plantear algunas reflexiones sobre el esquema contractual vigente y la contribución de la explotación de este recurso natural a la sociedad colombiana.

## **2. Marco Institucional y legal**

La piedra angular de todo entramado institucional es la constitución de un país. A su vez, como Elster (1994) plantea, la sustancia de las constituciones radica en los derechos y en la organización del Estado. Para el caso de los derechos económicos la constitución debería buscar que estos promuevan la eficiencia económica a través de diferentes formas bien establecidas: i) asegurar los derechos de propiedad, como punto de partida básico, con el fin de estimular las inversiones a largo plazo y ii) garantizar la libertad de establecer contratos y de hacer intercambios para propiciar las mejoras paretianas en la economía

### **2.1 Principales leyes: Constitución de 1886 y de 1991.**

En Colombia, el principio de la propiedad estatal del petróleo tiene sus raíces en la Constitución Política de 1886 (art. 202). En esta última se estableció como principio la propiedad del Estado sobre el subsuelo y, por ende, sobre los recursos naturales no renovables, lo que da origen al pago de regalías por parte de los explotadores de tales recursos. Para entonces se legislaba de forma amplia y con el propósito de propiciar la propiedad de los

terrenos en cuestión para la Nación, en contravía de lo que estipulaban las Constituciones de 1858 y 1863 que había establecido la posibilidad de legislar sobre las minas a los diferentes Estados. Estos últimos en algunos casos se reservaron la propiedad de algunos metales para ellos y, en otros, se la atribuyeron a particulares. Al pasar la soberanía a la Nación, el dominio de las minas que pertenecía a los Estados retornó a la Nación. Era la posición centralista que caracterizaba a esa Constitución.

Como planteaba el constituyente Miguel Antonio Caro en la exposición de motivos del artículo 202, citado por Rivadeneira (1981): “El artículo (se refiere a un proyecto) suscita, no decide, una cuestión grave. Por él se confirman las donaciones hechas a la Nación a cualquiera persona o entidades. Los principales cesionarios, o para hablar más claro, expoliadores de la Nación fueron los Estados. Los representantes de los Estados Soberanos venían al congreso a repartirse los despojos de la Hacienda Nacional...Los Estados Soberanos han muerto. Sus bienes son herencia yacente. ¿Quién ha de ocuparla? ¿Están los nuevos departamentos llamados por herencia natural a ocupar esa sucesión? ¿O bien la Nación por el hecho de reasumir la soberanía, recobre el dominio que los Estados poseyeron a título de soberanos? Este punto debe definirse así y quedar definido en la Constitución. Si la nación, debe procederse a una distribución equitativa para que ella conserve los bienes anexos al atributo de la soberanía, como son el subsuelo y los baldíos, y renueve libremente, en favor de los departamentos la donación de otros que no tienen aquel carácter.”

El esfuerzo inicial buscó crear una legislación independiente para el petróleo, dado que la generalidad de las normas vigentes se prestaba para una grave confusión. De hecho, la Ley 30 de 1903 trataba asuntos fiscales y de minas. Se establecieron en esa ley impuestos sobre las minas de oro, plata y platino, originados en la denuncia, la concesión o el simple impuesto anual. Las normas del código fiscal de 1873 relativas a las minas de carbón se hicieron aplicables al petróleo y se dispuso que ningún contrato que el gobierno realizara con el objeto de enajenar u otorgar la explotación de las minas de carbón o petróleo, fuera válido sin la previa autorización del Congreso de la República. Con base en esa legislación y a la Ley 6 de 1905 se dio origen a las concesiones conocidas como De Mares y Barco. Estas concesiones fueron la base de la industria petrolera colombiana y, de hecho, fueron la única producción de hidrocarburos que tuvo Colombia en el período comprendido entre 1921 y 1941.

La legislación independiente para el petróleo se inicia con la expedición de la Ley 110 de 1912. En esa ley se establece la posibilidad de otorgar concesiones temporales para explotación pero con la autorización previa de congreso. A partir de ese momento la legislación sobre petróleo se perfecciona progresivamente a medida que ganaba importancia la producción de dicho bien. Los principales hitos serían los siguientes:

i) Se define el término hidrocarburos y se estipula que la industria que explota este bien y la construcción de oleoductos son de utilidad pública. Se fijan los primeros impuestos para estas actividades. Se dispuso en materia de regalías la división del territorio de la República en tres zonas, las cuales pagarían impuestos de explotación del producto bruto, de acuerdo con su distancia de la orilla del mar (Ley 120 de 1919).

ii) Las Leyes 120 de 1928 y 37 de 1931 legislan sobre la propiedad del suelo y subsuelo. La Ley 37, en particular, determina que el petróleo propiedad de la nación solo podrá explotarse en virtud de contratos que se inicien y perfeccionen de conformidad con esa ley. El contrato de concesión, de acuerdo con la ley, genera regalías en favor de la nación. La explotación de petróleo de propiedad particular genera impuestos. En ambos casos se aplicaban tablas que tenían en cuenta la distancia al puerto.

iii) En 1936 se expide la Ley 160 que fija un nuevo marco normativo para la propiedad particular del petróleo. Esta ley tuvo avances muy importantes en cuanto a la definición y reglamentación de la actividad de exploración, explotación y sobre los contratos de concesión celebrados entre el Estado y los particulares.

iv) Más adelante la Ley 18 de 1952 estipula un código de petróleo que reconoce en ciertos términos la propiedad privada del petróleo. La década de los cincuenta fue un período en que la actividad petrolera gana progresiva importancia. Esto llevo a que se reglamentara el contrato de concesión en los capítulos III, IV y VI del Decreto 1056 de 1953. Estas normas fueron modificadas por la Ley 10 de 1961, la cual establece mejores condiciones para el estado en los contratos. Entre los cambios introducidos por esta ley se encuentran la reducción de la fase exploratoria, la aceleración del retorno de la extensión de terreno involucrada, el mejoramiento



en la utilización del gas natural y el aumento de la participación del gobierno en la producción (Arce, 2004).

Otro hito importante en esta historia se dio cuando la concesión De Mares revirtió al Estado en agosto de 1951, después de una ardua disputa legal. La concesión paso a ser manejada por la compañía petrolera creada por el gobierno en 1948 con ese propósito, Ecopetrol. Con la constitución de esa empresa para recibir la concesión De Mares, el Estado comenzó su intervención directa en la cadena de producción de petróleo (Isaza, 1982). Hasta ese entonces la exploración y explotación de crudo había estado a cargo exclusivamente de compañías extranjeras, debido a la política estatal y a los altos costos y complejidad técnica inherentes a esta actividad, condiciones que marginaban al sector privado y público nacional que no contaban con los recursos financieros y técnicos suficientes (Chona, 1987).

Posteriormente, se dieron dos cambios importantes en la legislación con referencia a la explotación de hidrocarburos y, en general, del subsuelo. Con la expedición de la Ley 20 de 1969 se regularon los derechos de propiedad prerepublicanos. Esta reforma es de fondo ya que consiste en la abolición del principio de la accesión, por medio del cual el propietario del terreno lo era del petróleo que en él se encontrara siempre y cuando se cumplieran las condiciones previstas en las leyes anteriores. Esta ley establece el principio de propiedad absoluta de la Nación sobre las minas y yacimientos de hidrocarburos, respetando los derechos preestablecidos en favor de terceros particulares con algunas condiciones para su ejercicio. El segundo cambio fundamental se dio en octubre 28 de 1974 cuando la administración de López Michelsen haciendo uso de facultades de emergencia económica, expidió el Decreto Legislativo (DL) 2310, mediante el cual abolió hacia el futuro el régimen de la concesión petrolera e impuso otros tipos de contratos para la exploración y explotación de los hidrocarburos de propiedad nacional, como el de asociación, el cual ya para ese momento tenía una presencia importante. Igualmente se encargó de manera privativa a ECOPETROL de las actividades de exploración y explotación, las que podía llevar a cabo directamente o contrataba con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras. Simultáneamente, el gobierno liga la negociación del petróleo a los precios internacionales.

### 2.1.1 La constitución de 1991

La carta magna colombiana de 1991 cambió la orientación económica fundamental que había adoptado el país desde la Constitución de 1886 y profundizado hacia 1950. Los elementos económicos del nuevo pacto social de 1991 fueron un mayor compromiso con el gasto público social, la privatización de algunas empresas del Estado, una descentralización relativa, mayor libertad económica y un banco central comprometido a reducir la inflación. La transformación constitucional más importante se dio al definirse la soberanía en la nueva surgida del pueblo, entendido como conjunto de individuos libres e iguales. En efecto, la Constitución de 1991 introdujo la noción de gobierno limitado por la voluntad de los ciudadanos y por la más clara división del poder del Estado entre sus diferentes ramas. Ello llevó al constituyente a debilitar el poder presidencial, a velar por la tributación con representación y por la reducción del impuesto inflacionario. Este fundamento constitucional informa que el precepto liberal de ciudadanos libres e iguales debe tener un fuerte desarrollo en la vida política y económica de la Nación (Kalmanovitz, 2001).

La Constitución de 1991 precisó algunos aspectos en cuanto se refiere a las normas que establecen la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos. En la nueva Constitución se dispone en su artículo 332: “El Estado es propietario del subsuelo y los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes.”

El Constituyente también reconoció, como en la normativa anterior<sup>2</sup>, que la explotación de productos minerales y energéticos debe llevar al pago de regalías. La Carta Magna, además de mantener los derechos a percibir regalías de los entes territoriales donde se encontrasen los yacimientos minerales, extendió éstos a los municipios portuarios y ordenó la creación de un fondo de regalías, cediéndole a éste el porcentaje que antes ingresaba a la Nación. De acuerdo con los preceptos constitucionales, la ley debería definir los montos de las regalías, su distribución y uso.

---

<sup>2</sup> En el Decreto 10 de 1950 se aumentan los beneficios nacionales en dos puntos porcentuales con respecto a la Ley 37 de 1931 que había definido el sistema de regalías vigente.

En consecuencia, el Artículo 360: reconoce como beneficiarias directas de las regalías a las entidades territoriales en las cuales se explotan y a los puertos marítimos o fluviales por donde se transportan los recursos naturales no renovables. Por su parte el Artículo 361 crea el Fondo Nacional de Regalías (FNR) y determina los sectores de inversión: promoción de la minería, preservación de medio ambiente y proyectos regionales de inversión.

Unos años más tarde con la Ley 141 de 1994 se estableció oficialmente un régimen de regalías del 20% que recogía lo establecido en el contrato de asociación creado unos años antes. El Congreso de la República, mediante esta ley dio origen al FNR y la Comisión Nacional de Regalías; reguló el derecho del Estado a percibir las regalías por la explotación de los recursos naturales no renovables y estableció las reglas para su liquidación, distribución y utilización, teniendo en cuenta el mineral explotado y el nivel de producción. Esta ley es el fundamento legal del régimen actual de regalías y compensaciones en Colombia (Hernández, 2004). Posteriormente, la Ley 756 de 2002 modificó la Ley 141 de 1994 y estableció criterios de distribución y cálculo de regalías para los diversos productos mineros y los hidrocarburos y sus derivados.

## **2.2 La creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos: un viraje fundamental en la política petrolera**

Al comenzar el nuevo milenio había serias dudas con relación a la estructura institucional petrolera vigente. Se podrían definir dos preocupaciones esenciales: (1) la medición de la eficiencia de Ecopetrol como operador y (2) un potencial conflicto de intereses al interior de Ecopetrol por la naturaleza de las funciones asignadas de operador y regulador, las cuales llevaban a que la entidad tuviera al mismo tiempo las funciones de diseñador de política, regulador, operador, socio de alianzas estratégicas y competidor en el mercado.

Con relación al último punto, sostiene Ianovich (2010) que “el doble papel que desempeñaba la empresa como entidad del Estado y como ente empresarial era claro en dos campos: primero, en el de la exploración, porque al mismo tiempo que fijaba las condiciones para que las compañías accedieran a las áreas disponibles para la exploración de hidrocarburos se asignaba a sí misma áreas para explorarlas por su cuenta y riesgo pero que no se sometían a los

requisitos a que se sometían los terceros; y, segundo, en el mercado de combustibles líquidos, porque aunque en los últimos años se habían creado condiciones iniciales para la participación del sector privado en este sector, el Ministro de Minas y Energía, quien fijaba los precios y las tarifas de la actividad, era al mismo tiempo presidente de la Junta Directiva de la estatal petrolera.”

En ese momento, la tendencia internacional de las compañías petroleras en el mundo era de cambio para evitar salir del mercado. Una revisión de las experiencias mostró que se podía implantar en Colombia un esquema exitoso como el de Brasil y Noruega en los cuales se optó por hacer una nítida separación de las funciones de las empresas estatales mediante la creación de instancias gubernamentales apropiadas y las condiciones propicias para el desarrollo empresarial de las compañías (Ianovich, 2010)

En consecuencia, con la promulgación del Decreto Ley 1760 de 2003 se da pie a varias modificaciones importantes desde el punto de vista de la forma como se concibe el papel del petróleo en el desarrollo. Un primer elemento de importancia se encuentra en que la ley deroga varias leyes previas que le eran contrarias. En particular, deroga “ el DL 0030 de 1951 y el DL 2310 de 1974”. Si bien esta ley no contempla modificar específicamente aspectos contractuales, al derogarse el DL 2310 de 1974 se abre la posibilidad de cualquier modalidad de contrato (Campodónico, 2004).

Adicionalmente, el gobierno separó las responsabilidades empresariales y regulatorias que hasta ese momento estaban en cabeza de Ecopetrol. Para tal fin se crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) entidad que a partir de su entrada en funcionamiento asumió las responsabilidades regulatorias que hasta ese momento tenía Ecopetrol. La ANH también es la encargada, desde entonces, de la administración de los recursos petroleros de la nación y de la asignación de las áreas de hidrocarburos para su exploración y explotación. También fue facultada para recaudar las regalías y compensaciones monetarias que correspondan al Estado por la explotación de hidrocarburos y girar esos recursos a las entidades que tengan derechos sobre ellos de acuerdo con las disposiciones legales. En febrero del año 2004 la ANH anunció un nuevo tipo de contrato en el cual la participación de Ecopetrol no es obligatoria en las áreas abiertas, modificándose de esa forma el esquema vigente desde 1999.

Finalmente, el Decreto 1760 también modificó la estructura orgánica de Ecopetrol y la convirtió en una sociedad pública por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía (MME). Con la transformación, la empresa además de liberarse de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero inició una etapa de mayor autonomía. En 2007, presentó la primera oferta pública inicial para la compra de acciones en la Bolsa de Valores de Colombia, En septiembre 12 de 2008 logró autorización de la Securities and Exchange Commission para iniciar la venta de sus acciones mediante ADRs en la Bolsa de Nueva York. En Julio de 2011, Ecopetrol, lanzó una segunda emisión de acciones por un importe de \$2.500 billones de pesos

### **2.3 Regulación cambiaria y de inversión extranjera directa.**

En sus inicios, la regulación cambiaria y de inversiones internacionales para la actividad minera en Colombia respondió a la coyuntura cambiaria del momento y al bajo nivel de desarrollo de la actividad exportadora, dominada por la actividad cafetera hasta los años ochenta. Dada la relevancia de la actividad petrolera en los flujos de inversiones extranjeras directas y en el mercado de divisas, abajo se reseñan las principales características del régimen de inversiones y el de cambios internacionales que aplican a las empresas que operan en esta actividad.

#### **2.3.1 Inversión extranjera<sup>3</sup>**

Desde 1931 Colombia ha dispuesto de un marco normativo para regular los flujos de inversiones extranjeras cuando esta se limitaba al registro de los movimientos de capital. Posteriormente, entre 1967 y 1991, con la entrada en vigencia de la Decisión 24 del Pacto Andino y el Decreto 444 en 1967, la regulación restringió la participación de capital extranjero en actividades tales como la infraestructura física, sectores como energía eléctrica, comunicaciones y telecomunicaciones, así como nuevas inversiones en el sector financiero. Finalmente, mediante la Ley 9 de 1991, se adoptó un nuevo régimen de inversión internacional y cambiario, que buscó estimular la entrada de capital extranjero al país. Con ello se permitió

---

<sup>3</sup> Las inversiones extranjeras se clasifican como directas ó de portafolio dependiendo del tiempo de su permanencia en el país. En el caso de la inversión directa, el interés del capital extranjero es adquirir una participación accionaria duradera en empresas residentes de la economía nacional, con lo que se establece una relación de largo plazo entre el inversionista directo y la empresa receptora de la inversión.

las inversiones en todas las actividades económicas, excepto en temas de defensa y seguridad nacional y de procesamiento, disposición y desecho de basuras tóxicas, peligrosas o radiactivas.

Las normas que regulan las inversiones de capital extranjero en Colombia están consolidadas en el Estatuto de Inversiones Internacionales del país, Decreto 2080 de 2000 que reemplazó la Resolución 51/91 del CONPES, el cual comprende el régimen de inversión de capital del exterior en el país y el régimen de las inversiones colombianas en el exterior. Esta reglamentación establece sus aspectos conceptuales y los derechos y reglas que rigen la actividad de los inversionistas en el país. Como regla general, todas las empresas extranjeras que desean hacer negocios en Colombia, así como las empresas locales que quieran hacer negocios en el exterior deben seguir la normativa establecida en el régimen cambiario.

Las condiciones para que una transacción con el exterior sea reconocida como inversión extranjera son: i) que el inversionista sea un no residente en el país, ii) el aporte de capital se destine efectivamente a la realización de la inversión y, iii) dicho aporte debe corresponder a las modalidades de inversión establecidas en la norma<sup>4</sup>. Adicionalmente, el registro de la inversión ante el Banco de la República, otorga derechos cambiarios (Decreto 2080 de 2000) a los inversionistas internacionales, tales como la posibilidad de reinvertir o capitalizar las sumas con derecho a giro. De igual manera puede remitir al exterior en moneda libremente convertible las utilidades netas comprobadas que generen periódicamente sus inversiones, así como las sumas recibidas producto de la enajenación de la inversión dentro del país, de la liquidación de la empresa o de la reducción de su capital.

### **2.3.2 Regulación Cambiaria**

Un régimen cambiario contiene el conjunto de reglas que fija la autoridad cambiaria con el fin de mantener un control sobre las transacciones en divisas realizadas entre los agentes residentes y no residentes de una economía. En las reglas establecen los canales a través de los cuales pueden o deben tener lugar estas transacciones, el tipo de operaciones permitidas, su

---

<sup>4</sup> Las inversiones directas pueden tener lugar bajo diferentes modalidades: aportes de capital en divisas, inversiones en especie como son las importaciones no reembolsables de maquinaria y equipo u otros bienes físicos, así como en intangibles tales como contribuciones tecnológicas, marcas y patentes, entre otras.

plazo y condiciones de realización. El régimen cambiario colombiano contempla normas especiales de operación para algunas actividades económicas, entre ellas la petrolera y minera.

El régimen cambiario ha sido consignado en la Resolución 8 de 2000 de la Junta Directiva del Banco de la República y en las circulares expedidas por el Banco de la República para su reglamentación. De acuerdo con lo establecido previamente en la Leyes 9 de 1991 y 31 de 1992 así como en el decreto 1735 de 1993, en esta resolución se establece que el mercado cambiario está constituido por la totalidad de las divisas que deben canalizarse obligatoriamente por conducto de los intermediarios cambiarios o a través de cuentas de compensación (Res. 8 de 2000, Capítulo 1, artículo 6). Las principales transacciones que de manera obligatoria hacen parte del mercado cambiario del país corresponden a las operaciones de comercio exterior de bienes, las inversiones extranjeras y en el exterior con los rendimientos asociados a ellas, así como las operaciones de endeudamiento externo (Resolución 8 de 2000, Capítulo 1, artículo 7).

El régimen cambiario consagra para las inversiones de capital del exterior en materia de derechos cambiarios un régimen general y un régimen especial, este último aplicable a las sucursales extranjeras que operen en las actividades de exploración y explotación minera o de hidrocarburos o en la provisión exclusiva de servicios técnicos al sector de hidrocarburos<sup>5</sup>. En la actualidad, la actividad petrolera y minera de las sucursales de empresas extranjeras que operan en el país se rige por lo dispuesto en el Capítulo IX, artículos 48 a 52 de la Resolución Externa 8 de 2000 de la Junta Directiva del Banco de la República. El conjunto de normas cambiarias aplicables a las empresas que se acojan a estas condiciones se denomina “el régimen cambiario especial”.

Históricamente, el origen del régimen cambiario especial se encuentra en la necesidad de restringir la monetización de divisas en una economía sujeta en el pasado a frecuentes choques externos asociados con el crecimiento del precio del café<sup>6</sup>. De ahí que el principio general del

---

5 Cabe señalar que las sucursales de empresas extranjeras del sector petrolero y minero por definición hacen parte del régimen especial pero la reglamentación contempla la posibilidad de cambiar el régimen especial por el general, pero el retorno al especial requiere un plazo mínimo de 10 años.

6 Es de recordar que la evolución del régimen cambiario colombiano hasta los años ochenta del siglo XX estuvo influenciado por la volatilidad de la tasa de cambio asociada con el comportamiento del precio internacional del café y su impacto sobre el crecimiento de la oferta de divisas bajo un sistema administrado de tasa de cambio. Lo anterior centró la preocupación de las autoridades económicas en neutralizar los efectos

régimen establezca que toda la inversión y el capital de trabajo de la sucursal sean cubiertos por el inversionista extranjero a cambio de que todo el producto de esta inversión, como es el petróleo o mineral explotado, una vez descontados los gastos locales (entre ellos el pago de regalías), pueda ser entregado en especie a la casa matriz. Las reglas principales del denominado ‘Régimen Especial de Cambios’ son las que establecen que *no será obligatorio, salvo en periodos de restricción de balanza de pagos, el reintegro al país de las divisas derivadas de las exportaciones de petróleo y el no acceso al mercado cambiario para la compra de divisas, salvo en casos puntualmente definidos* (Decreto Ley 1056 de 1953).

Adicional a la coyuntura cambiaria, en el establecimiento de un régimen especial de cambios internacionales para la actividad petrolera, también influyó el crecimiento y fortalecimiento de las instituciones reguladoras del país. En la etapa temprana de desarrollo de estas instituciones se definió una norma cambiaria que facilitó a las empresas extranjeras del sector el manejo de su flujo de caja en divisas y otorgó condiciones cambiarias favorables para sus importaciones. Por ejemplo, además de permitir a estas empresas el no reintegro al país de las divisas productos de sus exportaciones, se les aplicó una tasa de cambio diferencial para sus importaciones de combustibles, determinada de acuerdo con el mercado al que accedieran para su operación, mercado libre o mercado administrado<sup>7</sup>.

Teniendo en cuenta el modelo de negocio aplicado por las empresas petroleras multinacionales a nivel mundial en el cual el manejo del capital y las decisiones de inversión se manejan de manera centralizada buscando una mayor eficiencia en términos de rotación y distribución del capital por país, la normatividad del país se acopla a este modelo de negocio, ya que permite un completo control por parte de la casa matriz del funcionamiento de la sucursal y el acceso pleno a los resultados de su operación, sin que la utilidad del negocio quede expuesta a la incertidumbre y volatilidad cambiaria. Este régimen cambiario, que minimiza el manejo de divisas, supone un fuerte respaldo financiero de la casa matriz, especialmente en las etapas iniciales de exploración y desarrollo de la capacidad de explotación y de transporte del crudo,

---

cambiaros, monetarios e inflacionarios de los “boom” cafeteros, permitiendo que la monetización restringida de divisas asociadas con la actividad petrolera y minera fuese considerada como un elemento positivo para la estabilidad cambiaria.

<sup>7</sup> De acuerdo con Pedraja Toman, este tratamiento especial además de facilitar el manejo macroeconómico, constituyó una ventaja para las empresas del sector que evitaban de esta manera los controles monetarios sobre las exportaciones de crudo. Además, la reglamentación cambiaria del sector petrolero generó un desequilibrio en la disponibilidad de moneda extranjera para Colombia ya que mientras que las divisas provenientes de las exportaciones de crudo no ingresaban al país como oferta, si existía una demanda de divisas a una tasa preferencial para el pago de las importaciones de combustible y de productos derivados. La aplicación de una tasa diferencial se inició en 1959 y finalizó en 1977.

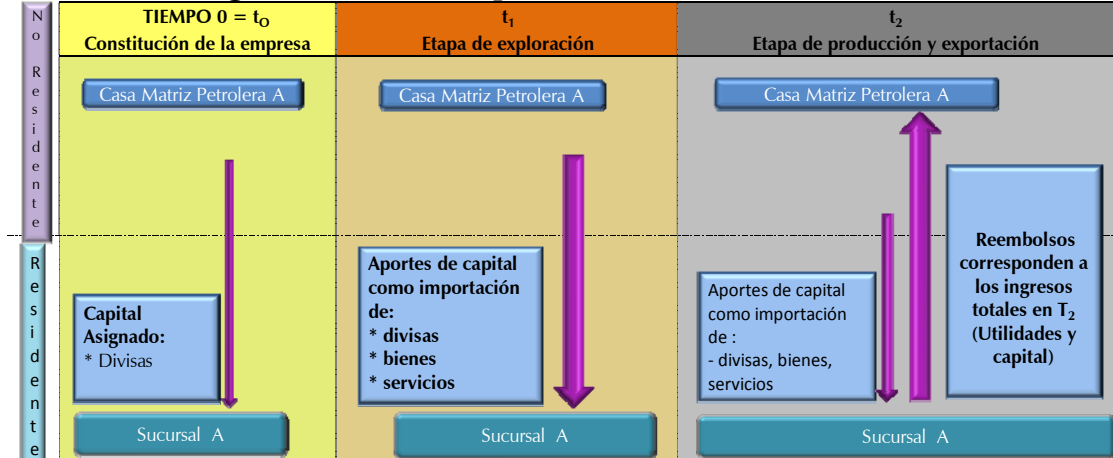


respaldo que es más evidente si se tiene en cuenta que el régimen cambiario no permite el endeudamiento externo de la sucursal.

En la décadas de los setenta cuando la economía colombiana registró salidas netas de capital extranjero asociado con la actividad petrolera, como una medida de atracción a dicho capital, las autoridades económicas otorgaron algunos beneficios que consistieron en que bajo el régimen cambiario especial, el capital de trabajo suministrado por la casa matriz a su sucursal en Colombia, denominado *Inversión suplementaria al capital asignado*, fuese considerado como una operación corriente y no un aporte de capital y por tanto no sujeto al pago de renta presuntiva al capital.

En el diagrama 2.1 se representan las transacciones que puede realizar una sucursal con su casa matriz bajo el régimen cambiario especial, durante las diferentes etapas de su actividad.

Diagrama 2.1  
**Flujo de inversiones y reembolsos de las empresas petroleras del régimen cambiario especial en Colombia**



Fuente: Elaboración propia

En la primera etapa, denominada inicial en  $t_0$ , se crea en Colombia una sucursal de una empresa extranjera para lo cual se giran las divisas necesarias para su constitución, lo que se denomina cambiariamente *capital asignado*.

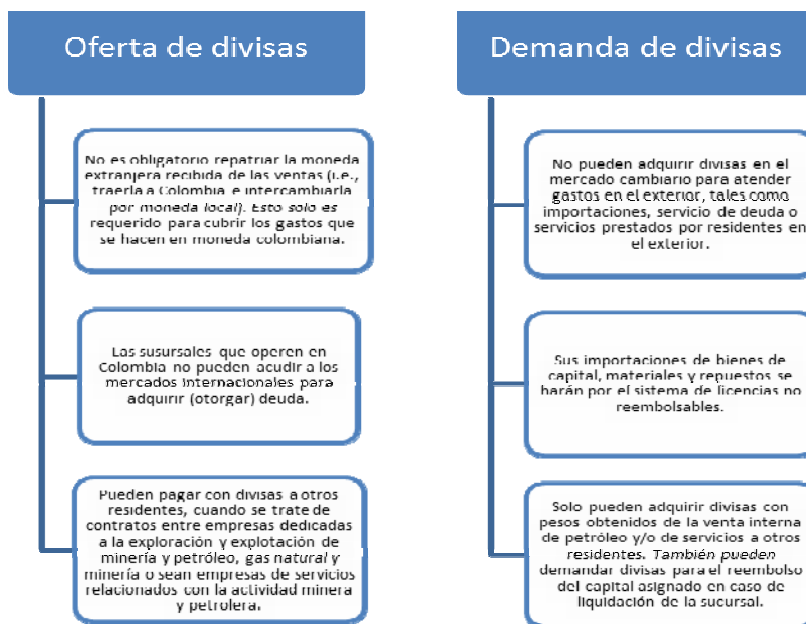
Posteriormente en  $t_1$ , se inicia la etapa de operación o exploración para lo cual la casa matriz gira a su sucursal los flujos de inversión *inversión suplementaria al capital asignado* bajo diversas

modalidades: i) la matriz contrata en el exterior los servicios técnicos necesarios para el desarrollo de su actividad, ii) envía los equipos requeridos para ello bajo la modalidad de importaciones no reembolsables y iii) para el pago de los gastos exploratorios en moneda local, ya sea la contratación de mano de obra y otros gastos, envía las divisas que serán monetizadas a través de los intermediarios del mercado cambiario.

En la tercera etapa que es la extractiva o productiva en  $t_3$ , la sucursal retorna a su casa matriz el capital de trabajo y las utilidades obtenidas mediante la entrega del producto bajo la forma de exportaciones petroleras<sup>8</sup> o el giro de divisas provenientes de las ventas de crudo o de servicios prestados a residentes, cuando estas tengan lugar. Para iniciar nuevamente el ciclo productivo de su sucursal, la casa matriz envía nuevamente divisas, y contrata en el exterior equipo y servicios técnicos especializados, restituyendo la inversión suplementaria al capital asignado. Cabe señalar que al finalizar sus negocios en Colombia, la sucursal puede acceder al mercado cambiario para reembolsar *el capital asignado* inicialmente invertido por su matriz.

En el diagrama 2.2 se resumen los principios cambiarios que rigen la actividad de las empresas que se acogen al segundo.

Diagrama 2.2  
Principios que rigen la actividad de las empresas que se acogen al régimen cambiario especial



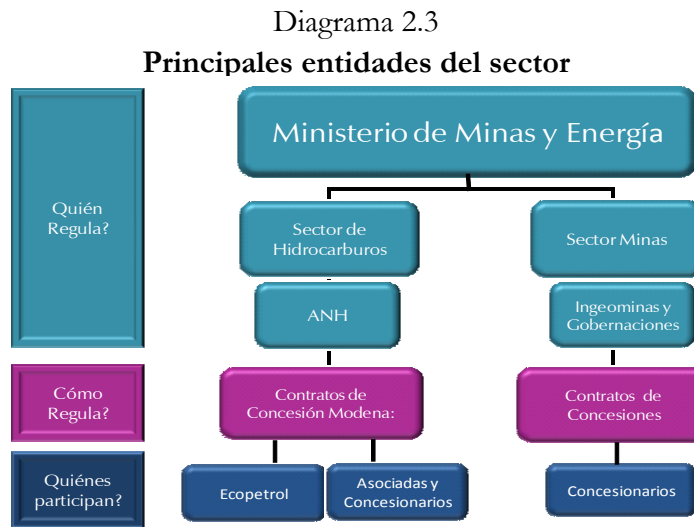
Fuente: Elaboración propia

<sup>8</sup> Las exportaciones de crudo ocurren una vez pagadas las regalías, las que se contabilizan como parte de los costos de producción de las operadoras petroleras.

El anexo 2 presenta las principales diferencias que existen entre el régimen cambiario general y el especial.

## 2.4 Estructura organizativa de la administración pública en el sector petrolero.

La actual estructura organizativa de las entidades públicas vinculadas al sector petrolero nacional está inscrita en el esquema funcional definido para el conjunto de la actividad minero-energética del país (diagrama 2.3). Este esquema está establecido conforme a lo estipulado en la Constitución de 1991, según la cual el Estado no interviene de manera directa en la actividad económica pero si establece normas y reglas claras de participación a los agentes. En este sentido, a través de las diferentes instituciones relacionadas con el sector minero, el Estado crea y promueve las condiciones para que los agentes participen en dicha actividad. Por tanto, el Estado desempeña un papel de facilitador, promotor y fiscalizador de la actividad minera.



Fuente: Elaboración propia basados en información de entidades

Luego de la promulgación de la nueva constitución en la que se definieron los roles de los agentes y del Estado, en el año de 1999 con la expedición del Decreto 2152 se modificó la estructura organizativa del sector de minas y energía y se determinó que estaría conformado por el MME, unidades administrativas especiales, establecimientos públicos y entidades vinculadas. En 2003, con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) se concluyó el diseño actual de la estructura organizativa del sector minero-energético, quedando conformado por:

- Unidades administrativas especiales: Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y - Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).
- Establecimientos Públicos: Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero Ambiental y Nuclear (INGEOMINAS) y el Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE).
- Entidades Vinculadas: ECOPETROL S.A., Empresa Colombiana de Gas (ECOGÁS), Interconexión Eléctrica (ISA, Isagén), entre otras.

El anexo 1 detalla la estructura organizativa a nivel de instituciones definida para la actividad minero-energética del país conforme al Decreto 2152 de 1999 y las funciones que cumplen cada una de las entidades públicas que regulan y cumplen funciones claves en el desarrollo de esta actividad.

### **3. Régimen fiscal**

En el caso de la producción minera y del petróleo en particular, los gobiernos y las autoridades del Estado son los propietarios de esos recursos y pueden legítimamente recolectar los ingresos que generen esos activos de los cuales son dueños. El estatus de propietario se puede trasladar a la política petrolera de diferentes maneras. Un país petrolero puede optar, por ejemplo, por definir que el Estado sea el único que explote el recurso (Arabia Saudita, Kuwait y México hasta hace unos años). En el otro extremo se encuentra el caso en que solo participan las empresas privadas en la explotación (Estados Unidos, Reino Unido). La mayoría de los países toman una opción entre esos extremos y en ese caso, las empresas internacionales cooperan con la empresa nacional, dentro de un marco claro de control nacional. La política que al respecto defina el país tiene una consecuencia directa en el tipo, estructura y términos del régimen fiscal que se adopte sobre la actividad petrolera (o minera).

En muchos casos los esquemas de presencia estatal dominante no han sido exitosos, la razón se encuentra en que a las empresas se les ha obligado a tener funciones no comerciales. Esta forma de operar impacta la competitividad de dichas empresas, en la medida en que se les ha limitado su habilidad para producir a un nivel técnico eficiente. Hoy en día los gobiernos buscan estimular a las empresas privadas para que realicen inversiones en explotación y producción, conservado sin embargo el control y garantizando unos ingresos fiscales para la nación.

Desde un punto de vista teórico, se justifica que el sector minero tenga un régimen fiscal particular por el papel que tiene la renta económica en la extracción del producto. La escasez de un recurso no renovable, como lo es el minero, lleva a la generación de una renta económica cuando es extraído. La renta económica se puede entender como la diferencia entre el precio de mercado de un bien básico y el costo de oportunidad que significa el compromiso de ofrecer dicho bien. La renta pura representa un excedente, un retorno financiero no requerido para motivar un determinado comportamiento económico y que podría ser gravado sin afectar la decisión de producción. Aún si se gravara totalmente la renta pura el retorno para la inversión sería aceptable, de forma tal que la asignación de recursos no variaría y la inversión se llevaría a cabo (Baunsgaard, 2001).

Para cualquier país el régimen fiscal constituye el instrumento más importante para administrar el recurso petrolero. Como un objetivo general se busca maximizar el valor de este recurso. En este propósito deberían converger los intereses nacionales y los de las empresas que explotan el recurso. Por esa razón el objetivo último del gobierno debe ser el diseño de un régimen fiscal que tenga en cuenta equitativamente los intereses de las empresas y del gobierno ya sea para el caso de descubrimientos muy rentables como para aquellos que no lo son. Teóricamente, un régimen fiscal óptimo es aquel que captura en forma eficiente toda la renta de la tierra.

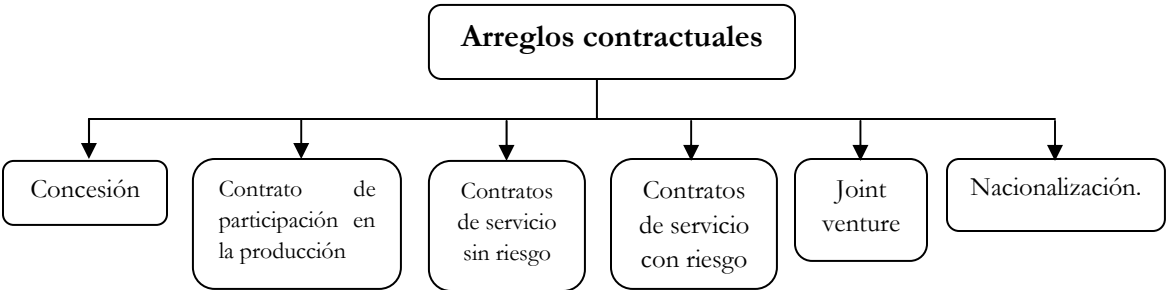
Para esto hay que tener en cuenta que el régimen fiscal de un país está compuesto de tres elementos básicos muy relacionados entre sí: i) aspectos legislativos ii) aspectos contractuales y iii) aspectos tributarios. El primer punto fue mencionado antes, razón por la cual en esta sección profundizaremos en los dos últimos aspectos, para llegar a una visión completa del régimen fiscal colombiano en lo referente al petróleo.

### 3.1 Aspectos contractuales en Colombia

Los contratos de recursos naturales no renovables dan una oportunidad para que los países puedan explotar dichos recursos a un costo razonable. Para los países en desarrollo esa es una labor muy difícil, ya sea porque no poseen la tecnología para hacerla o no tienen acceso a las grandes sumas de capital necesarias para llevar a cabo las inversiones requeridas. Como resultado, los países se apoyan en las empresas multinacionales para descubrir y desarrollar esos productos. Al involucrar una empresa extranjera, el manejo de los recursos de renta originados en la propiedad que tiene un país del subsuelo se vuelve complejo. Esto es una consecuencia del conflicto que surge entre las partes involucradas para obtener para sí el máximo posible de renta. Para superar las diferencias las partes tratan de balancear sus intereses a través de arreglos contractuales que asignan los costos y beneficios involucrados a un proyecto de largo plazo.

Los arreglos contractuales pueden ser de diferente tipo y, adicionalmente, pueden coexistir varias clases de contratos dentro de un mismo país, como se muestra en el Diagrama 3.1.

Diagrama 3.1  
**Categorías de los arreglos contractuales**



Fuente: Elaboración propia

En el diseño de los contratos existen una serie de aspectos básicos que deben tenerse en cuenta. En primer lugar, se define la distribución de los riesgos. Las empresas petroleras (o mineras en general) son tomadoras de riesgo y están en disposición de proveer recursos financieros y técnicos para exploración y de asumir los riesgos de un fracaso. Las compañías esperan recibir a cambio, si hay éxito, una compensación que les permita recobrar su inversión

inicial y un beneficio ya sea monetario o en especie (una cantidad de gas y/o petróleo). Hay que tener en cuenta que un resultado financiero similar se puede alcanzar con diferentes formas de arreglos contractuales.

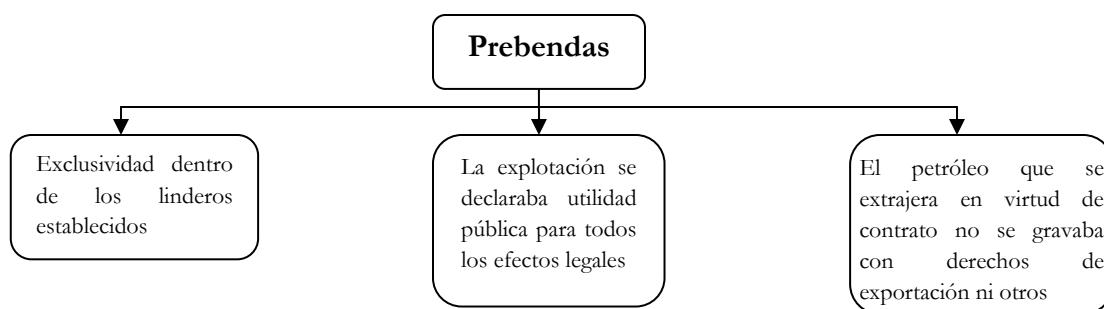
En segundo lugar, en la ley petrolera o en el contrato, según sea el caso, se estipula el grado de libertad que tiene una compañía internacional con relación a sus operaciones y en la planeación de su desarrollo y planes de inversión relacionados con su operación. Por último, los términos del contrato especifican, área asignada, duración, actividades de exploración y producción, obligaciones generales, entre otros aspectos (ANH, 2004) que configuran un esquema que, sumado al pago de regalías e impuestos, determina los compromisos y la distribución de la renta petrolera entre las partes. Así, de unas adecuadas condiciones contractuales depende no solo la inversión que llegue al sector si no la renta que se apropia el Estado en la explotación de este recurso natural. Un aspecto que se contempla también en los contratos y que los diferencia entre sí se refiere a la división física de la producción de gas y petróleo.

En el país, el tipo de contrato ha cambiado a lo largo del tiempo, identificándose tres etapas principales, 1905-1969 concesiones, 1970-2003 contrato de asociación y 2004 en adelante nuevamente concesiones. La utilización de los diferentes arreglos conceptuales ha respondido a los planteamientos de los dirigentes y su visión del papel del Estado en la economía, la propiedad y forma de explotación de los recursos del subsuelo, entre otros aspectos, que sumados a los cambios en el mercado internacional (precios, participantes, oferta, demanda y precios), la geopolítica mundial y las medidas implementadas en los países que poseen las grandes reservas de crudo, han determinado la economía política del petróleo en Colombia.

En la primera etapa, la concesión fue el mecanismo que reguló la relación entre el Estado y el sector privado en materia de hidrocarburos. Esta figura se basaba en la cesión a compañías privadas de extensiones de tierra, las empresas tenían el derecho de llevar a cabo labores de exploración y explotación de hidrocarburos, controlando en su totalidad el desarrollo del proyecto y luego del fin de la concesión esta revertía al Estado. En contraprestación, los inversionistas privados pagaban regalías sobre la producción (Ecopetrol, 1982).

La historia de los arreglos contractuales comienza entonces con las concesiones Barco y De Mares mencionadas antes. En esta última concesión se encontró posteriormente un pozo muy productivo, el campo Cira-Infantas. La concesión finalmente terminó en manos de la Tropical Oil Company, cuyas acciones pertenecían a la Standard Oil de New Jersey, años más tarde la empresa fue vendida a la Internacional Oil Company, subsidiaria de la Estándar Oil-EXXON (Ecopetrol, 1996). En el contrato de la concesión se aclaraba que la duración del mismo sería por el término de treinta años contados desde la fecha en que se diera principio a los trabajos de explotación. Este sería precisamente el punto en disputa para la reversión de la concesión, una vez que la producción se demoró en obtenerse<sup>9</sup>. El contrato también estipulaba que el concesionario se comprometía a emplear su capital constituido en la extracción de petróleo crudo, en refinarlo y separar sus componentes, dándolo al consumo del país a un precio que permitiera hacerle competencia al que se importaba de Europa a los Estados Unidos. Adicionalmente, el concesionario se obligaba a dar al Gobierno el quince por ciento (15%) del producto neto de toda producción, por semestres vencidos y gozaba de una serie de prebendas importantes (Diagrama 3.2).

Diagrama 3.2  
**Prebendas del concesionario**



Fuente: Elaboración propia

La concesión Barco fue el otro contrato sobresaliente para la exploración y explotación de petróleo. El área asociada a este contrato estaba ubicada en el Departamento de Norte de Santander cerca de la frontera con Venezuela (Vásquez, 1994). Luego de la caducidad y renovación de la concesión, en 1931, se aprobó un nuevo contrato donde se autorizó el traspaso de la concesión a South Colombian Petroleum Company, la cual estaba conformada

<sup>9</sup> La fecha de la finalización de la concesión estuvo en discusión en el Congreso de la República, pues se argumentaba que el inicio de la misma se había producido en 1916. No obstante la Corte Suprema de Justicia ratificó la fecha de Agosto 25 de 1951 para la reversión (Vásquez, 1994).



por capital de la Texas y la Gulf. Los términos de la concesión estaban fuera de la Ley Orgánica de Petróleos de la época, ya que su duración de 50 años superaba lo estipulado legalmente de 30 años y el área asignada de 300 mil ha doblado el máximo legal<sup>10</sup> (Montaña, 1975).

A los primeros concesionarios el gobierno les exigía una regalía fija del 15% sobre el producido neto de hidrocarburos. Como se desarrolla más adelante, la Ley 120 de 1919 (primer estatuto petrolero), dispuso en materia de regalías la división del territorio de la República en tres zonas, las cuales pagarían impuestos de explotación del producto bruto, de acuerdo con su distancia de la orilla del mar.

Luego de la firma de las concesiones de 1905 y 1906, el país se preocupó por encontrar un marco legal adecuado para el desarrollo de la industria. En 1928 empezó a discutirse lo que con el tiempo llegaría a ser la ley 37 de 1931. No se acogió entonces la fórmula propuesta de que el recurso fuera explotado por el Estado; se mantuvo la figura de la concesión, como la más adecuada para la estructura económica del país en ese momento. Esta ley y sus decretos reglamentarios se recogieron en 1952 en el Código de Petróleos. La figura de la concesión así definida, implicó que llegaran al país algunas de las compañías más reconocidas a nivel mundial, que se hicieran titulares de contratos, la mayoría de los cuales revirtieron posteriormente a Ecopetrol (Ecopetrol, 2011).

En la década de los cincuenta del siglo pasado había ganado fuerza a nivel internacional el concepto de una participación directa del Estado en la producción de petróleo<sup>11</sup>, así como de una mayor participación de los gobiernos en los elevados ingresos petroleros. Un precedente importante fue Venezuela con una ley de petróleo que databa de 1943. Hacia mediados de la década siguiente se había expandido entre los países en desarrollo el concepto del contrato de producción compartida que en primer lugar había adoptado Indonesia. Para la época varios países productores de petróleo habían logrado aumentar su participación en la producción

---

<sup>10</sup> Otras concesiones importantes en producción fueron Yondó, Cantagallo y El Dificil las cuales registran estadísticas de extracción en la revista del Banco de la República desde 1945, 1947 y 1949 respectivamente.

<sup>11</sup> México con la creación de PEMEX en 1938 había sido realmente una excepción a la regla dominante de conceder concesiones a las empresas petroleras para explotar los recursos del país. Otra excepción importante fue la nacionalización de los recursos petroleros por la URSS unos años después del triunfo de la revolución.

nacional incluso por encima del 50%, estableciendo acuerdos con las compañías extranjeras, o por vías menos diplomáticas como la nacionalización de la industria.

Con la creación de Ecopetrol, Colombia se ponía en la tónica internacional en lo referente a la creación de una empresa pública dedicada a la producción de petróleo. También hay que recordar que el país había dado algunos pasos hacia una nueva estructura contractual desde el año 1955 cuando se celebró el contrato de 'Las Monas' en el que Ecopetrol participaba con el 25% de la producción y se pagaban regalías del orden de 20%. En 1958, J. W. Mecom y Ecopetrol se asociaron para buscar petróleo en cercanías de Tolú. Un contrato de participación posterior fue el firmado en 1964 con Tennessee Colombia S.A. No obstante, la figura de la concesión continuaría vigente por casi una década más.

Otro factor determinante en la mayor participación del Estado en la industria del crudo, fue la creación de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) en 1960, que a pesar de no tener mayor impacto durante los primeros años de su creación, tomó desde comienzos de los años 70's una mayor relevancia en el contexto mundial. La tendencia se fortaleció aún más con los dos choques petroleros que produjeron variaciones significativas en los precios del crudo, 20 veces en términos nominales y 10 veces en términos reales, entre 1970 y 1980.

En esas condiciones se puso fin a la época del petróleo barato, con un importante impacto en la inflación y la dinámica de la economía mundiales. A su vez, la brecha entre consumo y producción global comenzó a cerrarse en un contexto de alta dependencia del crudo para el desarrollo industrial, dándole al mercado una mayor dinámica y susceptibilidad frente a los problemas de suministro en todo el mundo. De esta forma, la mayor cotización incentivó la inversión en la industria y dados los problemas de oferta se hizo importante buscar petróleo en otras zonas del mundo a pesar de los mayores costos, pero en busca de un suministro seguro, dando más relevancia a países como Colombia (Segovia, 2001; Martínez, 1997).

De otro lado, hay que tener en cuenta que la amplia utilización del contrato de concesión había dejado muy pocos resultados en cuanto a la exploración de crudo. Según Segovia (2011) hasta 1969, la relación de hallazgos comerciales a pozo exploratorio había sido en Colombia de 1 a 13. Desde 1918, solo se había descubierto un yacimiento gigante en De Mares y tres

yacimientos significativos, con más de 200 millones de barriles (Mb) de reservas en Casabe, en el Catatumbo y, muy recientemente, en el Putumayo.

Ese era el contexto en medio del cual Colombia siguiendo la tendencia internacional adoptó, con la Ley 20 de 1969, la base jurídica para poder instaurar en el país el esquema de contrato de asociación bajo el cual Ecopetrol comenzó a realizar las operaciones de exploración y explotación conjuntamente con otra empresa, ya fuera esta nacional o extranjera. En este primer tipo de contrato, el período de exploración era de tres años prorrogables a seis y el período de explotación era de 22 años.

Los nuevos acuerdos eran un contrato de riesgo, donde el asociado corría por su cuenta con todos los gastos de exploración. Ecopetrol entraba a participar únicamente cuando se hubiera descubierto un campo comercialmente explotable. Es en la fase de explotación donde se encuentra la novedad fundamental del contrato de asociación frente al de concesión. En este último, es nula la injerencia por parte de los organismos estatales en la programación y ejecución de las operaciones industriales que adelanta el titular de la concesión; en el contrato de asociación, por el contrario, el asociado particular y Ecopetrol preparan los planes concretos de operación, los presupuestos respectivos y todas las actividades necesarias para el aprovechamiento de los recursos petrolíferos.

Todo estaba dado para que Colombia tuviera un mayor control de sus recursos petroleros. En efecto, en 1974, y durante la vigencia del estado de emergencia económica instaurado ese año, se expidió el DL 2310 cuyos dos primeros artículos modificaron el sistema vigente hasta entonces para la exploración y explotación de hidrocarburos, reemplazando el sistema de concesión por el de explotación directa a cargo de Ecopetrol, o por el de "contratos de asociación, operación, de servicio o de cualquier otra naturaleza, distintos de los de concesión celebrados por dicha empresa, con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras". Poco después el Decreto 0743 reglamentó el Decreto 2310. El decreto estipuló que los contratos de asociación eran de derecho privado y, por tanto, estaban sometidos al código civil. El decreto también estableció que Ecopetrol definiría los términos de los contratos así como los medios de citación o convocatoria de los posibles interesados en adelantar trabajos de exploración o explotación en el país

Los esquemas de participación en los costos y en la producción fueron modificados varias veces desde el primer tipo de contrato de asociación. De hecho, la primera modificación fue un refuerzo al nuevo contrato de asociación y eliminaba definitivamente el contrato de concesión. En la legislación habían subsistido muchos vacíos que estaban siendo aprovechados por los inversionistas extranjeros y estaban minando el nuevo esquema. En una situación de precios al alza y en un entorno geopolítico cambiante, había llegado el fin en el mundo de las concesiones.

Para Barrios (2005), teniendo en cuenta las modificaciones al esquema original se puede resumir que del contrato de asociación existen cuatro modalidades: el contrato 50-50 (tipo A), el contrato de distribución escalonada (tipo B), el factor R (tipo C)<sup>12</sup> y finalmente el factor R al 30%-70% (tipo D), cuyos principales rasgos se observan en el cuadro 3.1. La posible tipificación que sugiere Barrios (2005) parte del primer tipo de contrato con unos términos que eran los siguientes: una vigencia de 28 años prorrogables (6 para exploración y 22 para producción), el valor de la regalía se aumentó del 11.5% a un 20%, distribución de la producción (20% regalías, 40% asociado, y 40% Ecopetrol), y el manejo del contrato en una administración conjunta entre el Asociado y Ecopetrol.

Cuadro 3.1  
**CONTRATOS PARA PETRÓLEO**

	Tipo A	Tipo B		Tipo C		Tipo D	
Años	1970-1989	1990-1994		1994-1999		1999-2003	
Regalías	20%	20%		20%		Producción diaria Regalía <5 kbpd 5% 125-400 kbpd Línea recta hasta 20% 400-600 kbpd >600kbpd	
Duración	28 años	28 años		28 años		28 años	
Obligación Exploratoria	Negociada	Negociada		Negociada		Negociada	
Ring fencing	No	No		No		No	
Alianza Estratégica	50% ECP 50% Socio	Producción Acumulada 0-60 Mb 50% 60 - 90 Mb 45% 90 - 120 Mb 40% 120 - 150 Mb 35% 150 Mb más 30%	Participación Socio	Factor R 0-1 50% 1-2 50% >2 25%	Participación Socio	Factor R 0-1.5 70% 1.5-2.5 70%/(R-0.5) >2.5 35%	Participación Socio
Reembolso constante de los costos de exploración	50% Terminos corrientes	50% Terminos corrientes		50% Terminos corrientes		30% Terminos corrientes	
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	

Nota: Esta tabla no incluye los términos especiales para gas Fuente: Barrios 2005

<sup>12</sup> El factor R calcula la distribución de la producción teniendo en cuenta los ingresos y los egresos acumulados de la asociada durante el desarrollo del contrato.

El primer cambio significativo en el contrato de asociación se produjo en 1989<sup>13</sup>, y buscaba que el contrato tuviera en cuenta los pozos de gran tamaño, debido a la expectativa de encontrar grandes yacimientos como los hallados en los años 80. Se consideró en ese momento que la participación en la producción de las empresas privadas definida en la primera generación de contratos de asociación era excesiva. Se introdujo, en consecuencia, una modificación al contrato que escalonaba la distribución en la producción. En esas condiciones a medida que aumentaba el tamaño del campo se incrementaba también la participación del estado en la producción. La modificación al contrato se dio en un momento en el cual entraban al mercado mundial zonas geográficas que anteriormente habían estado marginadas del circuito petrolero, esto como una consecuencia de la caída del muro de Berlín. Esta circunstancia unida al deterioro del orden público en algunas regiones productoras y a una caída en el precio internacional del crudo, llevo a algunos analistas a afirmar que la modificación del contrato se había hecho en el peor momento posible. Si una motivación de la decisión de cambiar el contrato estaba en la necesidad de capturar más renta petrolera por parte del Estado, lo que se logró en realidad fue alejar a los inversionistas extranjeros (Zamora, 2002).

El siguiente cambio de importancia se dio en 1994, cuando el gobierno se percató de que el contrato de distribución escalonado sacaba ventaja de los pozos grandes, pero desconocía los incrementos en precios o las reducciones en costos. En ese momento se introduce el llamado factor R. La idea era que el factor R garantizara no sólo que la compañía asociada recupere la inversión sino que su participación y la de Ecopetrol, fueran equilibradas de acuerdo con la producción del campo (Ecopetrol, 1996).

La modificación final al contrato de asociación respondió a la reducción de la cotización internacional del petróleo en el año 1998. En ese momento era imperativo para el gobierno atraer a inversionistas extranjeros y, por esa razón, se toma la decisión de hacer algunos cambios al contrato. La nueva versión del contrato de asociación mantenía los mismos principios de la tercera generación en términos de la participación en el riesgo y de ser una

---

<sup>13</sup> En 1987 se había aprobado, sin mucho éxito, el modelo llamado de participación de riesgo, en el cual Ecopetrol aportaba un pequeño porcentaje en las actividades de riesgo y recibía a cambio una mayor participación de la producción de los descubrimientos (Ecopetrol, 1996).

alianza estratégica, pero las condiciones financieras lo hacían más atractivo para el inversionista privado. Las modificaciones se resumen así:

- 1) Se cambió la tasa constante de regalías a una tasa escalonada de acuerdo con el tamaño del campo. Las regalías eran de 5% de la producción si esta era menor a 5.000 barriles por día (bpd) y se incrementaba gradualmente desde un monto mayor al mencionado hasta alcanzar un 20% de la producción para los niveles comprendidos entre 200.000 y 400.000 bpd. Desde esa última cifra las regalías se incrementaban gradualmente hasta alcanzar el 25% de la producción en 600.000 bpd. Para niveles superiores las regalías permanecían en 25%.
- 2) La participación de Ecopetrol en la alianza estratégica se redujo de 50% a 30%.
- 3) El factor R comenzaba a operar en 1.5 (en lugar de 1) y alcanzaba la participación máxima de la producción en  $R=3$  (en lugar de 2), cuando la participación de la producción del inversionista privado es 25% y la de Ecopetrol 75%, y
- 4) se cambió el método de depreciación del sistema de unidad de producción al sistema de depreciación lineal y se redujo el tiempo de depreciación mínimo de 10 a 5 años.

En ese último tramo del contrato de asociación (1994-2003) se desplomó la suscripción de nuevos contratos, aun a pesar de la revisión de las circunstancias muy poco favorables para los inversionistas internacionales que se llevó a cabo en 1998. Una información tomada de Segovia (2011) muestra que entre 1992 y el 2000 se suscribieron 15.5 contratos anuales, una sustantiva disminución contra los 23 contratos por año de la década anterior. El número de contratos vigentes, después de devoluciones, registró un modesto aumento de 92 a 115, que equivale a incrementarse en 2.5 contratos cada año.

Para ese momento, la situación de orden público se había deteriorado profundamente, con lo cual la percepción de riesgo del país se había incrementado. Era muy difícil atraer inversionistas en esas condiciones, en particular, si no se modificaba el régimen contractual.

Este último, de todas formas, era solo una parte del problema. Lo realmente de fondo era modificar la política de autosuficiencia, sobre la cual había gravitado la política petrolera y que era realmente una visión limitada de las posibilidades del país en esa materia. El arreglo institucional vigente tampoco propiciaba un cambio necesario.

### **3.1.1 El nuevo contrato: el retorno de la concesión**

Como se afirmó arriba la transformación institucional que separó de Ecopetrol las actividades regulatorias y creo la ANH, no estuvo acompañada en un primer momento de un cambio en el contrato de asociación. Pero era cuestión de tiempo para que éste se modificara dado que la ANH no podía entrar en un contrato de asociación. La flamante entidad unos meses después de su creación anunció un nuevo contrato cuyas características básicas se presentan en el cuadro 3.2. El aspecto esencial del nuevo contrato es que se trata de un contrato de concesión remozado, en el cual se el 100% de la producción va para el contratista a cambio del pago de regalías e impuestos al Estado y un mayor tiempo tanto para la exploración como para la explotación, con lo cual se persigue obtener una mayor inversión externa y de Ecopetrol.

A falta de uno en 2003 se introdujeron dos modalidades de contratos de concesión: el contrato de exploración y producción (E&P) y el contrato de evaluación técnica (TEA). El primer nuevo contrato define tres etapas: de exploración, evaluación y de explotación. A este modelo se adiciona TEA mediante el cual se puede asignar un área de gran tamaño para realizar trabajos de superficie con el fin de obtener mejor información sobre la presencia de hidrocarburos en una zona específica, y el cual puede tener una duración de hasta 18 meses.

De acuerdo con el cuadro 3.2 las características básicas del contrato E&P son las siguientes: el período de exploración es de seis años, prorrogable por cuatro años más, y el de evaluación es de uno a dos años, prorrogables por dos años más; los programas de trabajo en exploración deben tener una actividad mínima, pero la evaluación y la exploración son discreción del contratista; la producción es autónoma y se hace bajo la responsabilidad del contratista; y los pagos se hacen por el uso del subsuelo (us \$ por hectárea), dependientes del tamaño del área contratada y de la duración de la fase de exploración.

Las regalías son escalonadas de acuerdo a lo establecido en la Ley 141 de 1994 mencionada arriba y se hacen descuentos a los hallazgos de gas, tanto en continente como costa afuera, y a los campos de crudos pesados. Adicionalmente, se pagan regalías a la ANH por concepto de “derechos económicos por precios altos”. Recientemente se ha endurecido el porcentaje de participación del Gobierno con respecto a estas regalías contingentes, empezando por el 30% para desvíos hasta el doble del precio base, cambiando discontinuamente al 35% para desvíos entre el doble y el triple, y subiendo hasta un 50% para precios hasta cinco veces el precio base (Benavides, 2011).

Cuadro 3.2

**CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL CONTRATO E&P**

<b>Tipo de contrato:</b>	Sistema regalías/impuestos
<b>Duración:</b>	Exploración: 6 años con prórrogas de 0-4 años Evaluación: 1-2 años con prórroga de 0-2 años Explotación: 24 años por yacimiento, con prórroga
<b>Operaciones:</b>	Autonomía y responsabilidad del contratista Seguimiento de ANH
<b>Términos económicos:</b>	100% de la producción para el contratista, después de regalías: Regalías escalonadas + impuestos Pago eventual de 30% de las ganancias excedentes sobre el precio de activación (trigger price) de aprox. US\$27/bbl WTI. El gas natural y el crudo pesado no pagan Los activos pertenecen al contratista

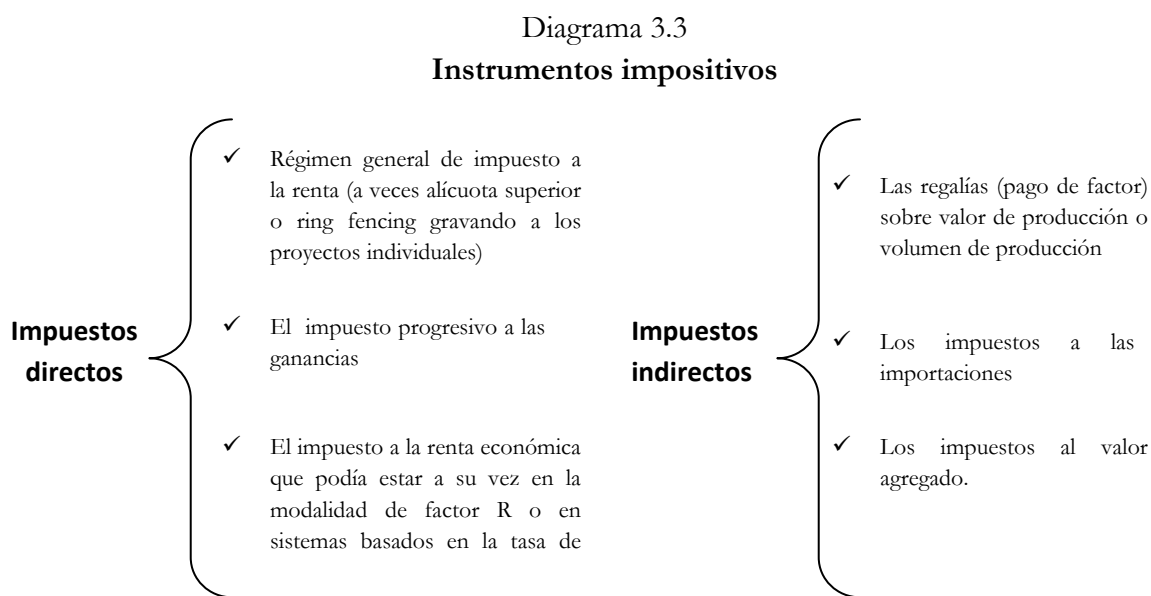
Fuente: A.N.H.

En los ocho años de existencia del nuevo arreglo aumentó el número de contratos firmados y también la actividad exploratoria (gráfico 3.2). Aunque no todo este resultado es fruto del nuevo contrato ya que su puesta en marcha coincidió con el mejoramiento de las condiciones de seguridad y con incremento sustancial en los precios WTI, es muy probable que su contribución a esos resultados sea fundamental. En términos de percepción, sobre los términos del contrato y fiscales, el contrato de concesión de Colombia en 2007 superaba a los de Perú, Brasil, Trinidad y Tobago, Argentina y Ecuador (Arthur D. Little Inc., 2009 citado por Benavides, 2011).



### 3.2 Aspectos fiscales: Regalías e impuestos sobre la actividad.

Hay que tener en cuenta, para precisar conceptos, que el sector petrolero puede ser objeto de una gran variedad de cargas algunas tributarias y otras que no lo son, tanto unas como otras constituirían el régimen fiscal. De otro lado, cada país está en libertad de imponer la carga que considere. Al respecto, Baunsgaard (2001) propone una tipología que parte de una división entre instrumentos impositivos y no impositivos. Dentro de los primeros podría proponerse otra división entre impuestos directos e indirectos. (Diagrama 3.3). Para algunos autores, como se aclaró arriba debería incluirse como un impuesto indirecto la participación en la producción para el gobierno que está estipulada en algunos tipos de acuerdos contractuales. Dentro de los instrumentos no impositivos se encontrarían los siguientes: i) gastos (pago de arriendo por tierra) y pagos de bonos.



Fuente: Elaboración propia

Una primera aproximación al régimen fiscal en vigor se obtiene con la recopilación de gravámenes que afectan a la actividad petrolera en un país. Para el caso colombiano hay que tener en cuenta que el régimen fiscal para el petróleo aplica una combinación de regalías e

impuesto a la renta para las empresas, de acuerdo a las características del nuevo contrato<sup>14</sup>. A continuación se muestra la situación actual:

- 1) Para el caso de las regalías, como se describió arriba, a los nuevos descubrimientos se les aplica la tabla de regalías escalonada estipulada en la ley 756 del 25 de julio de 2002 (Diario Oficial No. 44878).
- 2) Las empresas deben pagar a la ANH unos derechos económicos que se estipulan a continuación.

<b>DERECHOS ECONÓMICOS</b>	<b>PAGO A REALIZAR</b>
Derechos por el uso del subsuelo y la sub-superficie	Un monto en dólares U.S. por hectárea dependiendo de la ubicación y área del bloque y de la duración de la fase
Derechos por la explotación (incluyendo la fase de evaluación)	Un monto en dólares U.S. por barril (b)
Derecho de Participación	Un porcentaje de la producción (después de regalías) convenido en el contrato
Derecho por cantidades o precios altos	Si la producción acumulada del área de explotación, incluyendo el volumen de regalías, excede los cinco millones de barriles y/o se presenta que el precio de referencia sea mayor al precio determinado en el contrato, la ANH tendría derecho a una parte de la producción neta de regalías de acuerdo con una fórmula establecida en el contrato.

- 3) Hoy en día no es posible ejecutar nuevos contratos de asociación, aunque todavía hay algunos antiguos vigentes. Los contratos de gas y petróleo son del tipo exploración y producción (E&P) descrito arriba y del cual existen varias versiones según las diferentes rondas de exploración convocadas por la ANH desde su creación. Lo básico sigue siendo que el contratista explora y produce con autonomía y a su propio riesgo y costo. La duración en el tiempo de los contratos es: a) para exploración 6 años, b) para evaluación de 1 a 2 años y c) para explotación 24 años (más extensiones de 10 años al vencimiento de la concesión).

<sup>14</sup> Tomado de Ernst&Young(2010)

4) Para el año fiscal 2010 la tasa del impuesto a la renta que debía pagar las empresas era del 33%. La base gravable es el más alto de los siguientes montos: ingreso gravable ordinario (ingresos netos menos costos deducibles) o ingreso presuntivo. De otro lado, si se consideran las desgravaciones para los bienes de capital se tiene:

a) La depreciación para diversos activos sigue la siguiente norma, la cual puede ser modificada previa autorización de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN):

- ✓ Computadores y vehículos: 5 años
- ✓ Maquinaria y equipo: 10 años
- ✓ Construcciones (tubería, edificios): 20 años

La deducción por depreciación puede hacerse utilizando los métodos de depreciación en línea recta, reducción de saldos o cualquier otro método reconocido por la DIAN.

b) Para la actividad de extracción de hidrocarburos existe la posibilidad de descontar un 30% por hacer inversiones en activos fijos productivos.

5) Existen también algunos incentivos para la inversión definidos para: a) períodos de exploración en los cuales no hay producción, b) si se presentan pérdidas, c) si hay donaciones y d) si hay inversiones en investigación y desarrollo.

6) Los impuestos indirectos que pueden gravar a las compañías productoras de petróleo y gas son los siguientes: impuesto al valor agregado (IVA), impuestos a las importaciones (no aplica al de exportaciones), impuesto de timbre, impuesto de registro, impuesto a la participación accionaria e impuesto a las transacciones financieras.

El IVA en el caso que nos ocupa puede gravar las siguientes transacciones: venta de activos tangibles móviles, importación de bienes y provisión de servicios en el territorio nacional. En algunos casos la importación de servicios puede también gravarse con el IVA: licencias

y autorizaciones para el uso de activos intangibles, consultoría, auditoría, renta de activos móviles y servicios de seguros y reaseguros.

Los bienes y servicios importados sobre base permanente por las compañías del sector de petróleo y gas deben pagar los aranceles de aduana y el IVA para importados. Existen exenciones si los bienes son importados por compañías que se dediquen a la exploración y a la explotación de minas o a la exploración, refinamiento y transporte de hidrocarburos (Decreto 4743 de 2005).

### **3.2.1 La problemática de las regalías petroleras**

En el debate sobre las regalías que se deben pagar por la explotación de los recursos naturales no renovables, existen dos aspectos a considerar. El primero se refiere a la división apropiada de la riqueza entre las compañías y el Estado y que proviene de la determinación de la propiedad de dichos recursos por parte de este último. No menos importante es el segundo punto relacionado con la distribución y utilización de las regalías recaudadas.

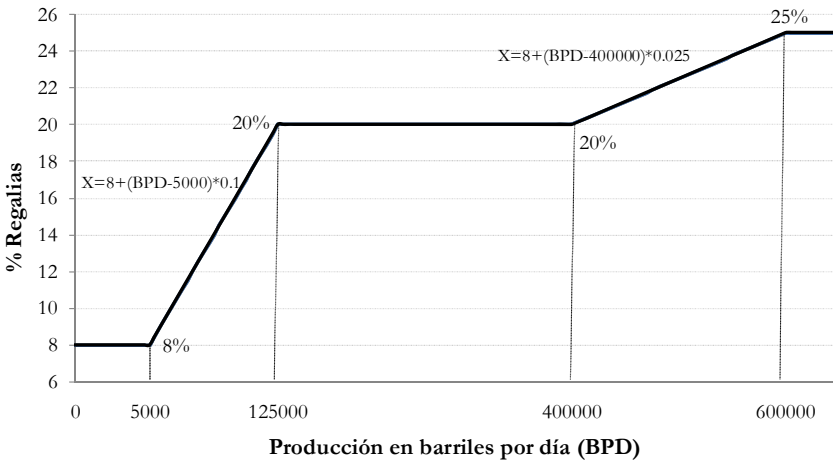
La Constitución de 1991 es muy explícita en señalar que “el Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables” (art. 332, CP), más adelante se aclara que “la ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables así como los derechos de las entidades territoriales sobre los mismos.” Y que “la explotación de un recurso natural no renovable causará a favor del Estado una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte” (art 360,CP).

Esta forma de entender las regalías implica que éstas, desde un punto de vista económico, corresponden al precio de los recursos naturales no renovables y, de acuerdo con Hernandez (2010), no pueden confundirse con un tributo. Según ese autor esta distinción es de la mayor importancia porque el uso de las regalías debe encaminarse a reponerle al Estado el valor del bien que se vende y no a reparar las externalidades negativas que su explotación supone, las cuales deben ser subsanadas por las empresas que explotan los recursos, con cargo a sus costos. Así las cosas, el canon de las regalías es un precio que pagan las compañías minero-

energéticas al Estado, neto de los costos ambientales de los proyectos. La determinación del canon fue delegada en la Constitución a la ley (leyes 141 de 1994 y 756 de 2002).

La Ley 756 estipula que para diferentes productos mineros el cálculo de la “... regalía por la explotación de recursos naturales no renovables de propiedad nacional, sobre el valor de la producción en boca o borde de mina o pozo, según corresponda,” viene de aplicar el porcentaje que resulte de utilizar la distribución de la gráfica 3.1. En el mismo artículo 16 de la ley se establece como regalía por la explotación de hidrocarburos de propiedad nacional sobre el valor de la producción en boca de pozo, el porcentaje que resulte de aplicar la siguiente escala:”. Cabe recordar que hasta ese momento la tasa de regalías era del 20% de la producción.

**Gráfica 3.1**  
**Porcentaje de regalías para pozos descubiertos con posterioridad a la Ley 508**



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Para la determinación de las regalías de gas natural se adopta la siguiente convención: un barril de petróleo es equivalente a 5700 pies cúbicos de gas. Para los campos de gas ubicados en tierra firme y costa afuera hasta una profundidad inferior o igual a mil (1000) pies, se aplicará el 80% de las regalías equivalentes para la explotación de crudo; para la explotación de campos ubicados costa afuera a una profundidad superior a mil (1000) pies se aplicará una regalía del 60% equivalente a la de la explotación de crudo. Para crudos con una gravedad inferior a 15

grados API la regalía será del 5% de la aplicada para crudos livianos y semilivianos. Esta disposición solo se aplicará para nuevos descubrimientos, para campos con producción incremental o para campos descubiertos pero no desarrollados.

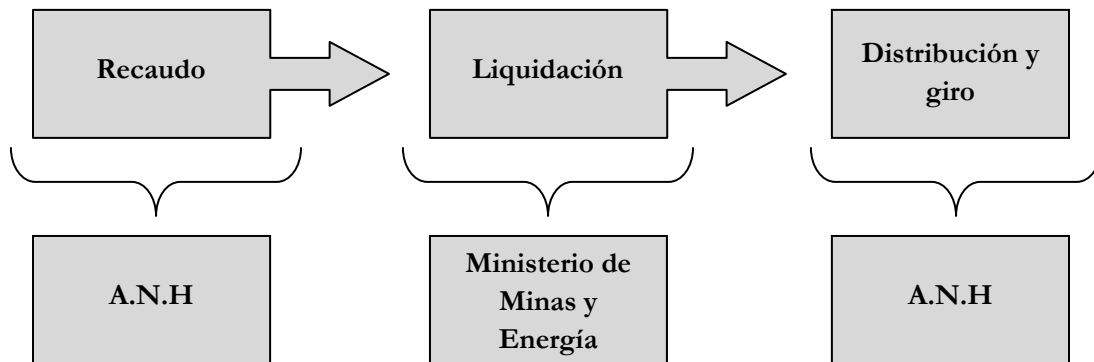
El concepto de producción incremental corresponde a la producción proveniente de los contratos firmados por Ecopetrol con terceros, con el objeto de obtener de los campos ya existentes nuevas reservas provenientes de inversiones orientadas a la aplicación de tecnologías que aumenten el factor de recobro de los yacimientos, o que permitan adicionar nuevas reservas. Según la ley también se entenderá por producción incremental los proyectos adelantados por Ecopetrol con los mismos propósitos (parágrafo 3, art 16, Ley 756).

Al final, el valor monetario de las regalías va a depender del volumen de producción (porcentaje base de liquidación) y del canon (precio base de liquidación o precio en boca de pozo). Para el cálculo de este último (canon) se toma el precio promedio ponderado de realización del petróleo en una sola canasta de crudos que involucra: i) crudos que se refinan en el país. En este caso al precio efectivo de los productos refinados se le deducen los costos de transporte, trasiego, manejo y refinación, y ii) crudos que se exportan. En este caso al precio efectivo de exportación se le deducen los costos de transporte, trasiego y manejo. Para el caso del gas el precio base de liquidación se calcula como el precio promedio ponderado de realización de todo el gas nacional en los sitios de entrega por parte de Ecopetrol, deduciendo los costos de transporte y manejo.

De acuerdo con el DNP, el recaudo es la “recepción de los recursos provenientes de las regalías”, la liquidación es “el cálculo de las contraprestaciones económicas”, la distribución es la “aplicación de los porcentajes de distribución a las entidades beneficiarias” y, finalmente, el giro es “la transferencia de los recursos a las entidades beneficiarias”. En el caso de los hidrocarburos la ley establece que el recaudo sea realizado por la ANH, la liquidación por el MME y la distribución y el giro, nuevamente por la ANH, como se observa en el Diagrama 3.4.

Diagrama 3.4.

**Arreglo institucional para el recaudo, la liquidación y la distribución de las regalías de Hidrocarburos en Colombia**



Fuente: esquema modificado tomado de Candelo et al (2010).

En relación con la distribución de las regalías, la CP de 1991 señaló como regla el derecho a participar de estos ingresos por parte de los municipios, los departamentos productores y los puertos marítimos y fluviales por donde se transportan dichos bienes (art. 360, CP). Así mismo, la Constitución establece que con los ingresos provenientes de las regalías que no sean asignados a los departamentos y municipios, se creará un Fondo Nacional de regalías, cuyos recursos se destinarán a las entidades territoriales (art 361, CP). Este último, así como la Comisión Nacional de Regalías fueron creados por medio de la Ley 141 de 1994. Dicha ley reguló el derecho del Estado a percibir las regalías por la explotación de los recursos naturales no renovables y estableció las reglas para su liquidación, distribución y utilización, teniendo en cuenta el mineral explotado y el nivel de producción.

Posteriormente, la Ley 756 de 2002 modificó la Ley 141 de 1994 estableciendo nuevos criterios de distribución de los recursos de regalías y de las compensaciones monetarias derivadas de la explotación de los hidrocarburos, en lo que corresponde al FNR, municipios y departamentos productores y municipios portuarios. La ley introduce nuevos conceptos como una definición de porcentajes variables para el pago de las regalías de hidrocarburos a los entes territoriales. Así mismo establece el pago de una regalía adicional para los contratos revertidos a favor de la Nación después de 1994.

De esa forma, las regalías por la explotación de los recursos naturales no renovables de las entidades territoriales se reciben en dos formas: directa e indirectas. Las directas son aquellas asignadas a las entidades territoriales en cuya jurisdicción se explotan recursos naturales no renovables, así como los puertos marítimos y fluviales por donde se transportan los recursos explotados o sus productos derivados. Las indirectas son aquellas no asignadas directamente a los departamentos y municipios productores, así como a los municipios portuarios, marítimos o fluviales por donde se transportan los recursos explotados o sus productos derivados, cuya administración corresponde al Fondo Nacional de Regalías. Sus recursos se destinan a la promoción de la minería, medio ambiente, y a financiar proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo (DNP, 2007).

En el momento de terminar la redacción de este documento, estaba todavía en trámite en el Congreso de la República un proyecto de ley por medio del cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías. Aunque es riesgoso aventurarse a prever cuál será el texto final de la ley, en el texto original presentado por el Gobierno Nacional el pasado 14 de octubre de 2011 en la Secretaría General de la Cámara de Representantes y publicado en la Gaceta del Congreso No 779 de 2011, se señalan los objetivos del Sistema. Dentro de ellos se tienen, entre otros: i) la creación de condiciones de equidad en la distribución de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, ii) se propicia la adopción de mecanismos de inversión de los ingresos minero-energéticos que prioricen su distribución hacia la población más pobre y contribuya a la equidad social y promover el desarrollo y competitividad regional de todos los departamentos, distritos y municipios dado el reconocimiento de los recursos del subsuelo como una propiedad del Estado.

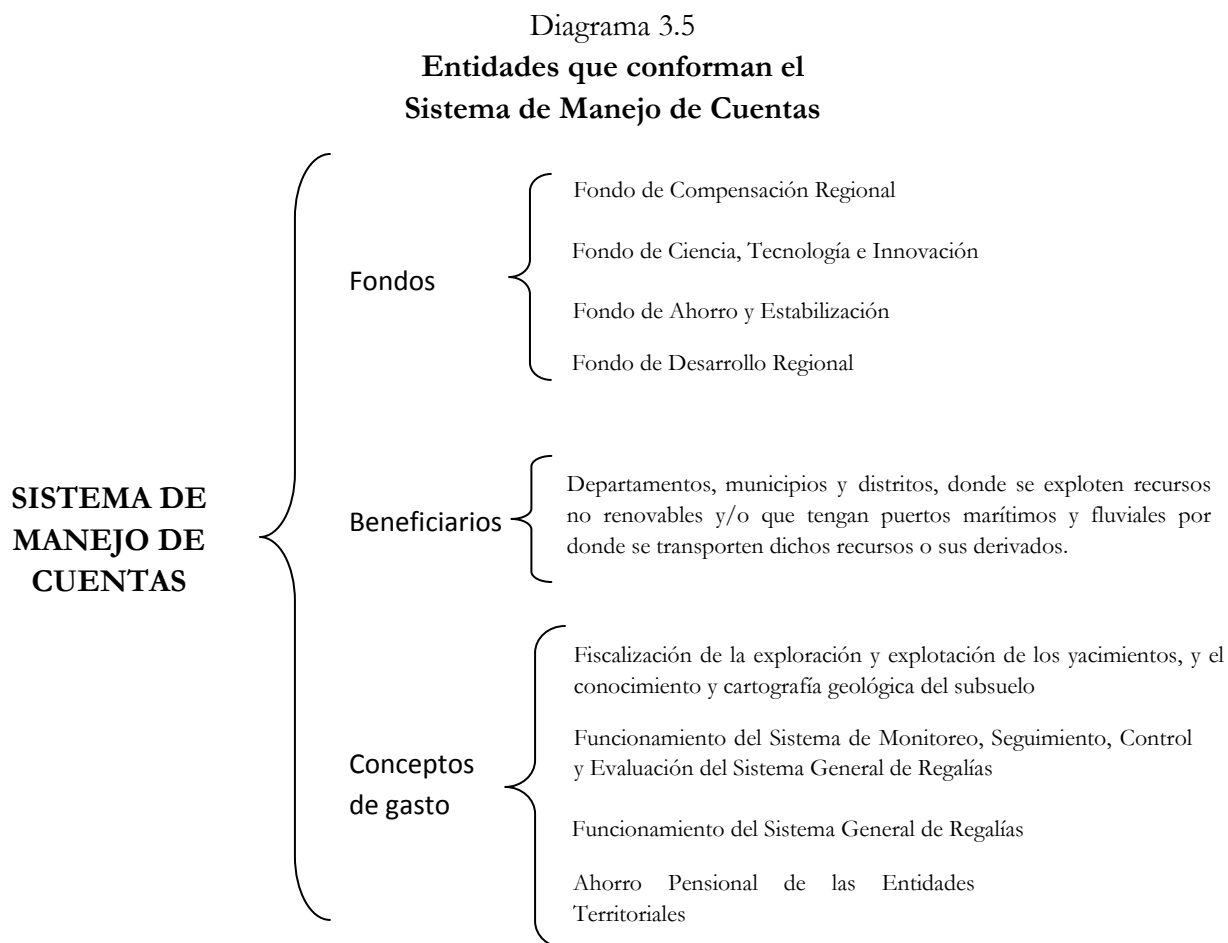
El esquema tendrá una Comisión Rectora, como "órgano encargado de definir la política general del Sistema General de Regalías, evaluar su ejecución general y dictar, mediante acuerdos, las regulaciones de carácter administrativo orientadas a asegurar el adecuado funcionamiento del Sistema". La Comisión Rectora está integrada por el Director del Departamento Nacional de Planeación (DNP), o su delegado, quien la presidirá; el Ministro de Hacienda y Crédito Público, o su delegado; el Ministro de Minas y Energía, o su delegado; dos



Gobernadores de los departamentos productores, y dos alcaldes de los municipios productores.

Las decisiones que adopte la Comisión Rectora se efectuarán por mayoría calificada, según lo determine el reglamento. De otro lado, la Comisión Rectora tendrá una Secretaría Técnica que será ejercida por el DNP en los términos que señale el reglamento.

De acuerdo con el informe de ponencia, los recursos del Sistema General de Regalías se administrarán a través de un sistema de manejo de cuentas, el cual, estará conformado por los siguientes fondos, beneficiarios y conceptos de gasto (Diagrama 3.5) de acuerdo con los porcentajes definidos por el artículo 361 de la Constitución Política y la ley.



Fuente: Elaboración propia

Es importante anotar que los proyectos susceptibles de ser financiados con los recursos del Sistema General de Regalías deben estar en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y los planes de desarrollo de las entidades territoriales, así como cumplir con el principio de Buen Gobierno. Todo proyecto de inversión debe ser formulado de conformidad con las metodologías y lineamientos que defina el DNP, en su condición de entidad nacional de planeación y en desarrollo de lo dispuesto por el numeral 3 del artículo 49 de la Ley 152 de 1994. El DNP, viabilizará los proyectos de inversión que serán financiados con cargo a los recursos de los Fondos de Compensación Regional y Desarrollo Regional, definidos por los órganos colegiados de administración.

El Plan de recursos del Sistema General de Regalías será elaborado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. El Sistema General de Regalías sólo podrá financiar proyectos de inversión que estén inscritos en el Banco de Programas y Proyectos de Inversión de este sistema. El Ministro de Hacienda y Crédito Público presentará, cada dos años, durante los primeros cinco días del mes de octubre, el Proyecto de Ley de Presupuesto del Sistema General de Regalías que se acompañará de un anexo en el cual se detallen los proyectos de inversión a financiarse durante cada bianualidad.

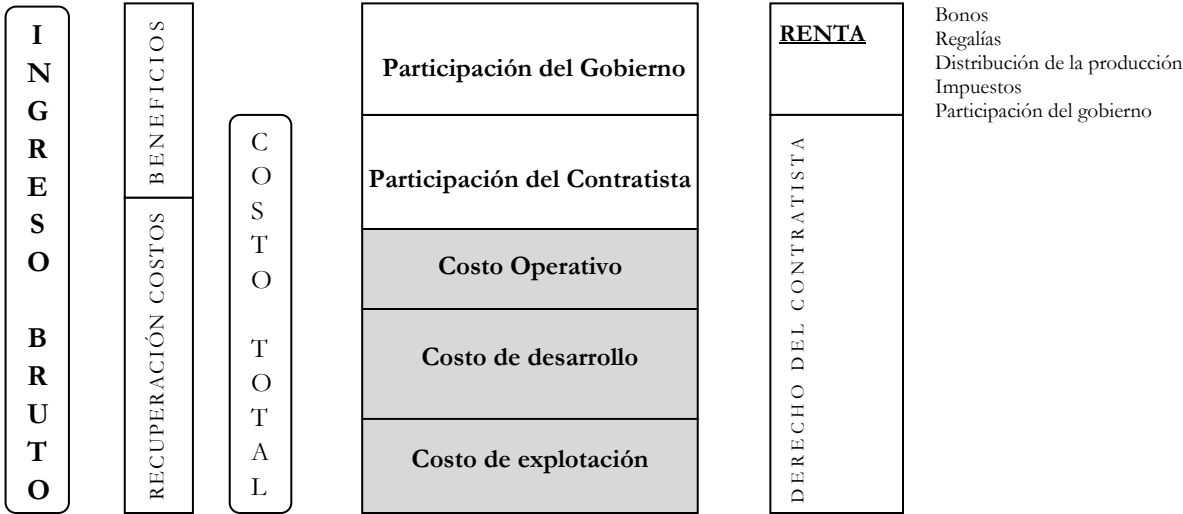
### **3.3 “Government take” y “state take”: aplicaciones para el caso colombiano.**

En la medida en que la producción de petróleo de un país involucre empresas privadas, tanto éstas como los gobiernos llevan a cabo evaluaciones del régimen fiscal en vigor. Las compañías petroleras, en su interés por optimizar su portafolio de activos, usan medidas económicas para comparar las oportunidades de inversión que se presentan en el mundo entero y para valorar los perfiles de riesgo en cada caso. Durante la vida de un proyecto, las compañías petroleras monitorean el ingreso que se produce y verifican que estén cubriendo su inversión en capital y sus gastos y también que el retorno del capital sea consistente con el activo en particular y con los objetivos estratégicos de la firma. Los gobiernos, por su parte, están interesados en evaluar si su régimen fiscal alcanza los objetivos perseguidos con su implementación. Este examen se puede hacer al nivel de un proyecto individual, caso en el cual se mide si los beneficios obtenidos son consistentes con el nivel de riesgo y la política sectorial, o a nivel de todo el país en cuyo caso se monitorea el impacto que sobre ciertas variables macroeconómicas (inflación,

PIB, balanza de pagos) genera el flujo de ingresos del sector productor de petróleo (Tordo, 2007).

Una forma de entender el problema es a partir del análisis del diagrama 3.6, en el cual se observa como la renta es igual a la diferencia entre ingresos brutos y los costos. La renta pertenece, de acuerdo con la teoría económica, al propietario del subsuelo o en otras palabras al Estado. La renta puede ser apropiada en su totalidad por el propietario por diferentes vías: regalías, participación en la producción, impuestos etc. En términos más precisos la literatura se refiere a “government take”(GT) como la participación del gobierno en el flujo de recursos asociado a un proyecto específico, normalmente el GT se expresa en términos porcentuales. Algunos autores han hecho la distinción entre lo que toma el gobierno (governmente take, GT) y lo que toma el Estado (state take, ST) especificando que el ST incluye cualquier participación directa del Estado en la producción, mientras que el GT incluye únicamente lo que toma el gobierno como resultado de impuestos y regalías. Esto se debe, según Barrios (2006, p.44), a que para algunos la participación del gobierno es vista como un impuesto. Desde el punto de vista exploratorio esta posición es comprensible porque la participación del gobierno reduce el tamaño del objetivo económico. Sin embargo, en la etapa de desarrollo, dicha participación puede ser vista como capital de trabajo de los socios.

Diagrama 3.6  
**Distribución de los ingresos de la producción**



Fuente: Johnston, 1994

El GT y el ST ambos referidos a la parte que le corresponde al Estado de la renta petrolera. No son, sin embargo, conceptos económicos sino fiscales y, por esa razón, son del mayor interés para los gobiernos. Lo son menos para las empresas más interesadas por monitorear el desempeño económico de sus inversiones. El origen de esos conceptos se encuentra en el papel que tiene la renta en la extracción de recursos minerales. La renta es un *surplus* y no hay ningún efecto sobre la producción si es gravada. En ese sentido, debe hacerse un esfuerzo para calcular la participación del Estado en la renta que genera un proyecto petrolero.

Van Meurs (2008) aclara que el GT corresponde al ‘precio’ que los inversionistas están dispuestos a ofrecer para obtener acceso exclusivo a los contratos de áreas de exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas. Dicho ‘precio’ es determinado por las fuerzas del mercado a través de: i) la oferta de concesiones y áreas de contrato por los gobiernos y ii) la demanda por concesiones y áreas de contrato por parte de las empresas.

La oferta de concesiones y áreas de contrato es determinada por las políticas de gobierno. El progreso tecnológico permite ofrecer áreas con costos cada vez más altos y riesgos al alza. La demanda se determina principalmente por los precios del petróleo y gas y por nuevas compañías ingresando al mercado. Los altos precios inducen a las compañías internacionales a buscar oportunidades más activamente e incentivan el ingreso de nuevos inversionistas. En condiciones de precios altos, el mercado de concesiones y áreas de exploración se dinamiza.

Es conveniente precisar las diferencias entre los dos conceptos mencionados. El concepto de GT tiene en cuenta los impuestos, regalías y los pagos que las empresas hagan a la entidad encargada de administrar los recursos petroleros de un país. El concepto de ST comprende el anterior pero al cálculo se agregan, si es el caso, las utilidades que obtenga la empresa estatal productora.

### **3.3.1 Cálculos del GT y ST**

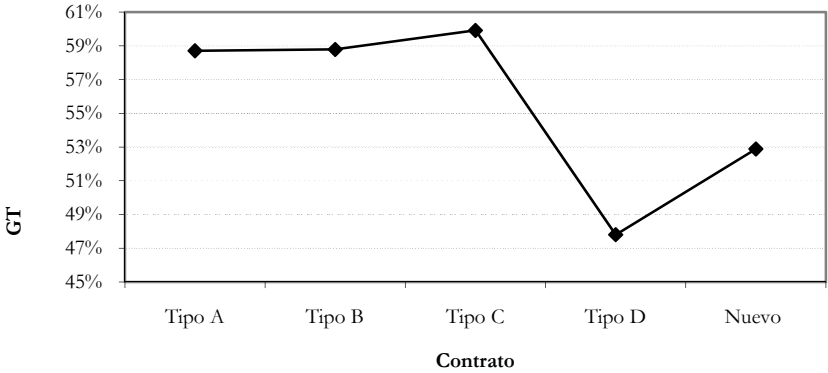
Para la medición del GT hay que calcular el porcentaje que gana el gobierno sobre el flujo de caja neto del proyecto. Este porcentaje depende de varios factores, entre los que se destacan el tamaño de yacimiento (a mayor producción se pagan más regalías), la calidad del crudo (los

pesados, por ejemplo, pagan menos regalías), el tamaño del área contratada y el precio del petróleo (Ecopetrol, 2011). Para el caso del ST el porcentaje incluye el monto que recibe el Estado, del flujo de caja total del proyecto.

Para niveles de precios muy diferentes a los actuales existen cálculos para el GT y el ST que comparan algunos de los antiguos contratos con el nuevo contrato de asociación. Hay que tener en cuenta también que acá se presenta un promedio ponderado por el tamaño de producción y para cada tipo de contrato individual (Cárdenas, 2005). En la práctica, el GT debería promediar los diferentes tipos de contrato con los cuales se hace la producción petrolera. Esto teniendo en cuenta que algunos de los viejos contratos de asociación todavía están vigentes y recién apenas empiezan a revertir a la nación. Con niveles de precios más cercanos a los actuales, recientemente Ecopetrol (2011) realizó un cálculo del GT y el ST. La comparación de los dos cálculos se presenta en los gráficos siguientes.

El gráfico 3.2 presenta el cálculo realizado por Cárdenas (2005) para los contratos descritos antes. El contrato A corresponde al contrato de asociación vigente entre 1970-1989, el B al contrato vigente entre 1990-1994, el C al vigente entre 1994-1999 y el D al vigente entre 1999-2003. El estimativo es un promedio ponderado del GT para diferentes precios en dólares por barril (US\$18, US\$20, US\$25 y US\$30) y para diferentes tamaños de campo (10Mb, 30Mb, 100 Mb y 300 Mb), los cuales también son ponderados de manera diferente. Hay que tener en cuenta también que el nuevo contrato tomado acá corresponde a la primera versión.

Gráfico 3.2  
Evolución del Government Take



Fuente: Cárdenas, 2005

El ejercicio muestra como la diferencia entre los primeros tipos de contratos fue mínima en términos del GT. Se observa un leve aumento en el GT obtenido con el contrato tipo C, con relación a los contratos B (de distribución escalonada) y A (o contrato 50-50). El contrato tipo D es mucho más beneficioso para el contratista en términos de aumentar su rentabilidad promedio, pero también disminuyó los ingresos del gobierno (Barrios, 2005). Hay que tener en cuenta al respecto que cuando el gobierno colombiano decidió cambiar el contrato de asociación en 1999, la industria petrolera estaba enfrentando precios extremadamente bajos y era indispensable atraer nuevos inversionistas. La situación cambió unos años después; pero en el momento, parecía indispensable diseñar un contrato que atrajera a los inversionistas externos.

El nuevo contrato, según el cálculo, restableció a un nivel más alto los ingresos del gobierno, esto muestra que dicho contrato es menos competitivo en estos términos. Adicionalmente, el nuevo contrato de concesión beneficia ampliamente los proyectos que involucran campos con grandes reservas, y, comparativamente, hace menos atractivos aquellos que mantienen pocas. No obstante, históricamente el contrato de concesión es el que mejores condiciones ha dado para la explotación de campos con reservas marginales, gracias a la retribución de 100% al riesgo exploratorio, mecanismo que, a su vez, otorga buena rentabilidad para los grandes campos que en algunas condiciones podrían considerarse excesivas, por lo que es necesario establecer un mecanismo por medio del cual el Estado colombiano pueda participar de las grandes ganancias por grandes reservas, así como lo establece el contrato para el escenario de precios altos (Cárdenas, 2005).

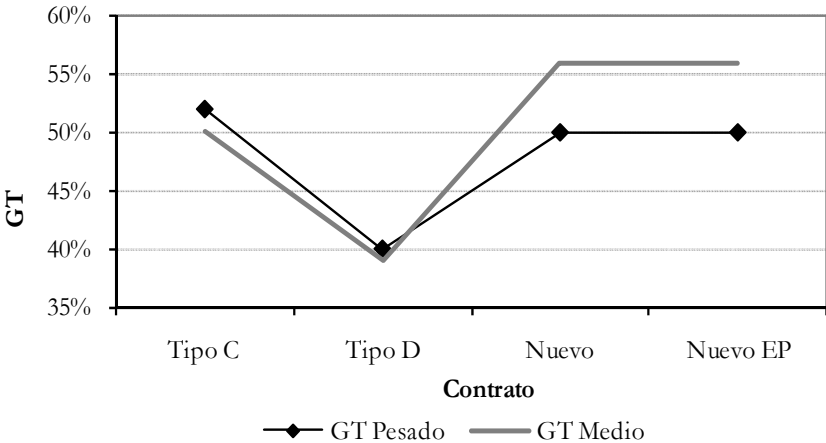
La evaluación de Ecopetrol difiere en varios puntos de la presentada arriba. En ese trabajo se realiza un ejercicio de combinación de las siguientes variables en proyectos conceptuales: tamaño del campo, precio del crudo y condiciones contractuales. El análisis toma en consideración siete proyectos hipotéticos con producción de crudo medio y pesado, y un nivel de reservas hasta el límite económico de los campos de entre 5 y 200 millones de barriles de petróleo equivalente (Mbpe). Para cada uno de esos proyectos se supuso un plan de desarrollo de reservas: inversiones en pozos, oleoductos o conexiones a oleoductos, facilidades de producción, costos de operación y otros factores. El ejercicio asume la renta que genera un proyecto exitoso. Es decir, no incluye los costos incurridos por proyectos infructuosos en la

búsqueda de hidrocarburos. De otro lado, el nivel de precios considerado es muy diferente. Todos los casos se evaluaron bajo tres escenarios de precio del West Texas Intermediate (WTI), marcador que durante muchos años sirvió como única referencia para los crudos colombianos. Estos escenarios fueron US\$50, US\$75 y US\$100 por barril (Ecopetrol, 2011).

En el análisis de Ecopetrol (2011) se insiste en que el GT debe ser un rango. Si se calcula el GT para crudos pesados y crudos medios (Gráfico 3.3) se obtiene que el GT para nuevos descubrimientos firmados bajo el último contrato de la ANH se ubicaría entre 40% y 59% sin tener en cuenta el valor del dinero en el tiempo y entre 40% y 64% cuando se descuenta a una tasa del 10% real (Ecopetrol, 2011). Aunque en el ejercicio solo se consideran los contratos de asociación C y D, y el nuevo contrato; la tendencia es similar a la descrita en el ejercicio anterior. En el ejercicio, se comparó un proyecto de crudo pesado y uno de crudo medio del orden 50 Mbpe. Se agregó también el caso en que en el proyecto participara Ecopetrol, situación que en este caso no modifica el cálculo. Al final la conclusión es que el GT actual iguala o supera, según el tipo de crudo considerado, al que generaban los proyectos con contrato de asociación tipo C (con regalías fijas del 20%).

Por último, cabe agregar que las condiciones del GT las determina el gobierno quien en su iniciativa convoca al congreso de la República, la autoridad competente que establece las leyes por las cuales se estipulan los impuestos y las regalías.

Gráfico 3.3  
Evolución del Government Take

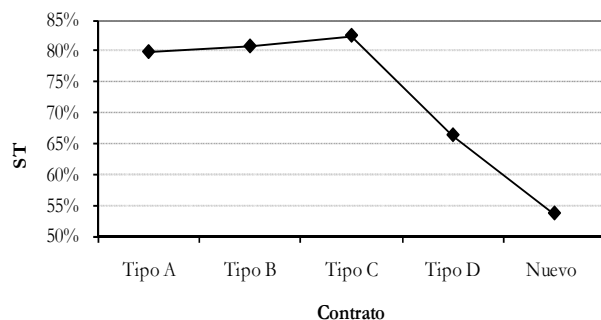


Fuente: Ecopetrol, 2011

El GT, por su parte, en teoría y en razón de que sólo incluye los impuestos y regalías que percibe un país, es siempre menor al ST. Las dos medidas reportadas acá coinciden en mostrar como el contrato nuevo de la ANH redujo el ST con relación a los contratos de asociación tipo C y D. Esto se debe a que en el nuevo contrato el Estado no es necesariamente socio en la fase de producción.

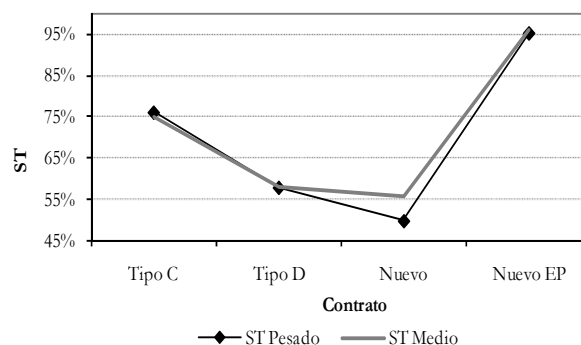
El ejercicio para el cálculo del ST realizado por Ecopetrol (gráfico 3.4), considera un escenario adicional en el cual esa entidad participa en un contrato ANH. En ese caso el ST alcanza un 96%. En este resultado cabe un comentario. El cálculo es engañoso porque el ST se calcula suponiendo que Estado se estaría apropiando de unas utilidades por ser el dueño de la empresa. El problema es que si bien es cierto una parte importante de las utilidades de la empresa son de la nación, no es correcto considerar esto en el ST por dos razones: i) las utilidades de Ecopetrol provienen no solamente su participación en la producción, y ii) no es un buen criterio mirar la competitividad del nuevo contrato sumando a la cuenta los dividendos de una inversión que ha hecho el mismo Estado.

Gráfico 3.4  
Evolución del State Take



Fuente: Cárdenas, 2005

Gráfico 3.5  
Evolución del State Take



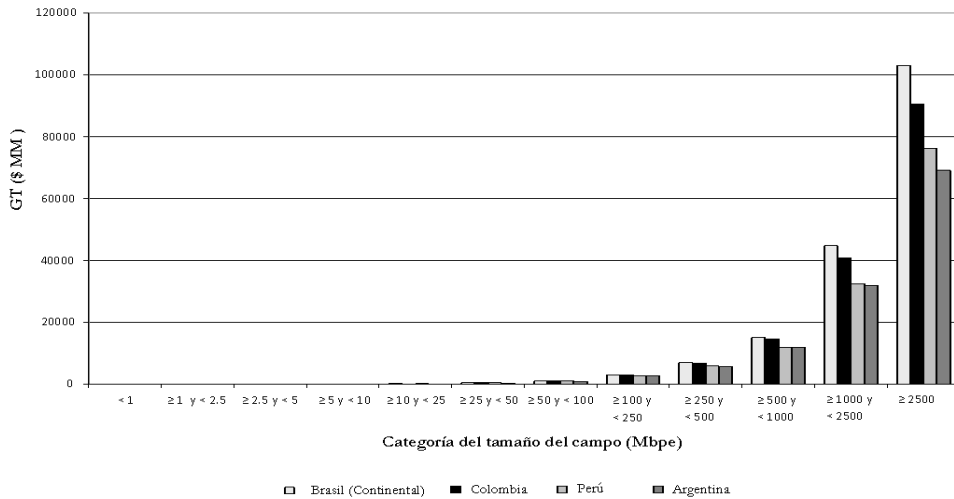
Fuente: Ecopetrol, 2011

Finalmente, se presenta una comparación de GT entre Colombia y otros tres países: Perú, Brasil (onshore) y Argentina tomada de un estudio realizado para la ANH (IHS, 2008). Se utilizaron 12 tamaños de campos para el análisis describiendo campos de 1 hasta más de 2500



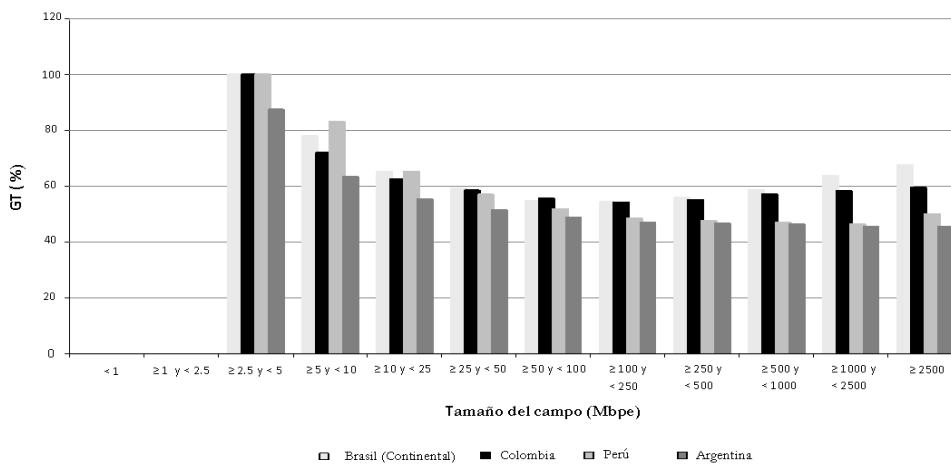
Mbpe. Una razón promedio para los países fue utilizada para los campos que tenían una mezcla de producción de petróleo y gas. El precio base de petróleo y gas se supuso y el GT fue computado para todos los tamaños de pozos. Los resultados se presentan en los gráficos 3.6 y 3.7.

Gráfico 3.6  
GT por tamaño de campo



Fuente: ANH, 2008

Gráfico 3.7  
GT por tamaño de campo



Fuente: ANH, 2008

Para entender los resultados del ejercicio hay que tener en cuenta que en la moderna concesión colombiana existe una cláusula en la cual se estipula que cuando la producción acumulada del área contratada incluyendo el volumen de regalías, excede los 5 Mb y el precio West Texas Intermediate (WTI) excede el precio de base, el inversionista debe pagar a la ANH un impuesto ocasional definido en una fórmula preestablecida. Hay que tener en cuenta que para esta evaluación se tomó un precio de base para 2008 de US\$30 b escalado 4% por año.

El principal resultado del ejercicio, en cuanto a la comparación de los GT para los países mencionados, es que en los pozos grandes Colombia es menos competitivo que Brasil pero más que Argentina y Perú. De otro lado, el actual régimen fiscal colombiano basado en regalías que gravan los ingresos tiende a desestimular el desarrollo de los pequeños pozos (gráfico 3.9).

#### **4. La cadena de producción de petróleo en Colombia**

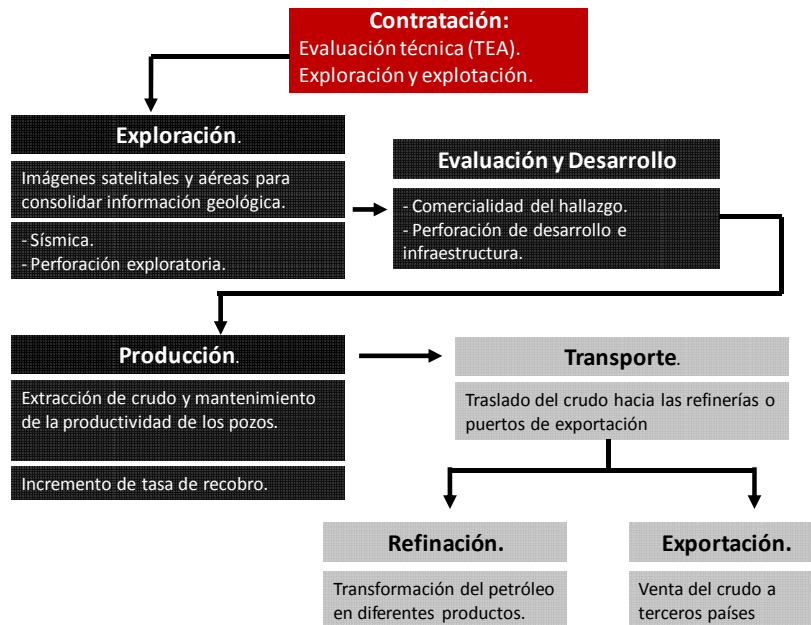
En esta sección se presentan las cifras de exploración, producción y reservas de petróleo para Colombia. En primer lugar, con el propósito de lograr una mejor comprensión de las cifras se hace una presentación muy breve de algunos conceptos esenciales de la producción petrolera.

##### **4.1 Etapas del negocio.**

Luego del proceso de contratación, la cadena del petróleo comienza con el *upstream*, que incluye la exploración, evaluación, desarrollo y producción, fases descritas a continuación:

Diagrama 4.1

### La cadena del petróleo



**Contratación:** La firma de un contrato entre el Estado y las empresas es la fase inicial de un proyecto petrolero en el que se determinan las condiciones de exploración y explotación de hidrocarburos. Se utiliza esta figura legal debido a las características del negocio, basado en un alto riesgo de inversión y complejidad técnica (UPME, 2004). Los términos del contrato especifican área asignada, duración, actividades de exploración y producción, obligaciones generales, entre otros aspectos (ANH, 2004) que configuran un esquema que, sumado al pago de regalías e impuestos, determina los compromisos de las partes y la distribución de la renta petrolera.

**Exploración:** Una vez se firma el contrato, las empresas petroleras comienzan las actividades de exploración con el objetivo de identificar formaciones geológicas con potenciales yacimientos de hidrocarburos, lo que requiere montos significativos de inversión de riesgo. Dependiendo de la información disponible sobre el área susceptible de exploración, se realizan diferentes tipos de estudios geológicos y geofísicos tales como la sísmica, la cual es una de las etapas iniciales y un indicador líder de esta actividad. La información adquirida por medio de dichos estudios es procesada y analizada, y si son detectados potenciales descubrimientos se

realiza la perforación de pozos exploratorios o A3 para confirmar directamente la presencia de hidrocarburos (UPME, 2009).

**Evaluación y desarrollo:** Si por medio de la perforación de pozos exploratorios se realiza un descubrimiento, se lleva a cabo un programa de evaluación que permita conocer el factor de recobro, los métodos de extracción, el tipo de estructura geológica, entre otros aspectos que definen la comercialidad del hallazgo y los costos de desarrollo del proyecto. Una vez se declara un yacimiento comercialmente explotable, el contratista procede a obtener las licencias ambientales y a definir los aspectos técnicos. Cumpliendo con los requisitos estipulados en el contrato se procede a la perforación de desarrollo y a la construcción de la infraestructura de transporte y producción necesaria (Tordo, 2007).

**Producción:** Establecido el medio de transporte y terminado el plan de perforación de desarrollo, comienza el proceso de producción en firme a lo largo del cual se realizan mantenimientos para garantizar la productividad de los pozos, y en un tiempo determinado según las condiciones del yacimiento se usan diferentes tecnologías para incrementar la tasa de recobro de los campos (Tordo, 2007).

El resto de la cadena lo compone el *downstream* que considera las actividades de transporte, almacenamiento, refinación, distribución y comercialización. En este segmento de la cadena participan agentes públicos y privados especializados en cada una de las actividades a las que están asociados. Estas fases se detallan a continuación:

**Transporte:** Transportar el crudo desde los diferentes yacimientos es la fase siguiente al proceso de producción. El petróleo se dirige hacia las refinerías para su procesamiento, o puertos para su embarque y exportación. El medio de transporte más utilizado son los oleoductos, aunque en algunos casos se utilizan diferentes tipos de vehículos adaptados para este propósito. La capacidad de los oleoductos se limita al volumen de crudo producido y las reservas en cada yacimiento (UPME, 2005)

**Refinación:** La refinación consiste en la transformación del petróleo en diferentes productos con valor agregado y diversos usos. Los principales refinados obtenidos en Colombia son

gasolina, derivados medios y *fuel-oil*. Actualmente, la refinación y sus actividades relacionadas están bajo el control estatal (por medio de Ecopetrol) y los precios en las refinerías son regulados por el Gobierno. El código de petróleos da prioridad al abastecimiento del mercado interno de refinados y una vez cumplido este requisito los productores pueden exportar (UPME,2009).

#### **4.2 Algunos determinantes de la producción.**

En términos de su participación en el mercado petrolero, Colombia se puede caracterizar como un país con reservas petroleras relativamente pequeñas que en consecuencia produce niveles relativamente bajos de crudo. Esto lleva a que se pueda suponer sin dificultad que para el país los precios internacionales son exógenos, lo cual significa que no puede afectar la cotización mundial del crudo si decide variar su producción, a diferencia de lo que sucede con los países miembros de la OPEP<sup>15</sup>.

Para entender la exogeneidad del precio del petróleo hay que tener en cuenta que el crudo es un bien básico. Es, de otro lado, el bien básico que más se transa en el mundo. A las anteriores características se suma el hecho de ser un bien superior. Esta condición proviene no solamente de los aspectos no competitivos de dicho mercado sino también al hecho de ser un recurso natural no renovable. Un bien de ese tipo integra una renta de escasez que conduce legítimamente a restringir la utilización de este recurso escaso. La renta remunera a los propietarios de los yacimientos pero no se le debe confundir con la renta no competitiva que perciben estos mismos propietarios gracias a su organización de cartel o simplemente al poder de mercado que le confiere su tamaño. Estas dos rentas como componentes del precio se suman a otro componente más convencional y que afecta a todo tipo de bien: los costos de producción y si es el caso los precios de extracción, transporte y refinación.

Al petróleo lo gravan diferentes tipos de impuestos. Al respecto recientemente, algunos autores argumentan que a esos tributos se deben incorporar en un impuesto al carbono, esto se explicaría por las emisiones de gas que implica la utilización de recursos fósiles que generan un costo social por el efecto que producen sobre el calentamiento global (Arthus et al., 2010).

---

<sup>15</sup> Para Colombia también la demanda externa por petróleo es exógena.

Teniendo en cuenta esos elementos el precio internacional del petróleo estaría conformado por los siguientes elementos:

$$Pp = CME + RE + RNC + ICYO$$

Dónde:

Pp: Precio del petróleo; CME: Costo Marginal de Extracción; RE: Renta de escasez; RNC: Renta No Competitiva; ICYO: Impuesto al carbono y otros impuestos.

En términos generales se puede afirmar que la oferta de petróleo de Colombia puede definirse con una relación del siguiente tipo que podría estimarse con las técnicas econométricas apropiadas:

$$\ln q_t = \beta_0 + \beta_1 \ln D_t + \beta_2 \ln P_t + \gamma_0 Z_t + \epsilon_t \quad (1)$$

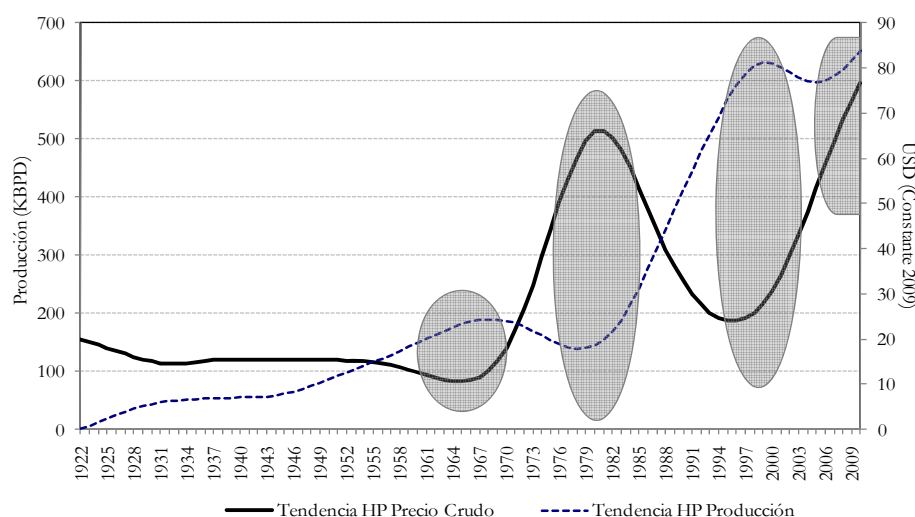
Donde  $q_t$  representa la producción de petróleo,  $D_t$  es la demanda externa por petróleo,  $P_t$  corresponde al precio internacional de petróleo,  $Z_t$  recoge la posibilidad de otras variables tales como las variables de tipo político y las reservas de crudo del país, mientras que  $\epsilon_t$  correspondería al término de error de la regresión.

Los resultados de estimación de un ejercicio con este tipo de forma funcional muestran que en Colombia la producción de petróleo responde significativamente a los incrementos en la demanda mundial de petróleo, mientras que por el contrario la relación entre los cambios de la producción ante una reducción de la demanda no es significativa. La respuesta ante los precios contemporáneos no es significativa. El análisis de regresión insinúa igualmente que la producción de petróleo en nuestro país también responde al entorno político (Cognigni y Madera, 2011).

Los resultados sugieren entonces que ante una desaceleración del crecimiento, la producción de petróleo colombiana no se contrae, mientras que en el caso contrario hay un incentivo para aumentar la producción. La ausencia de respuesta de la producción ante los cambios en los precios internacionales puede deberse a limitaciones de la capacidad instalada que lleven a una

reducida flexibilidad en la producción doméstica. La evolución de la producción de crudo en el país muestra caídas importantes en escenarios de precios y altos, y aumentos significativos en presencia de precios bajos (Gráfico 4.1).

Gráfico 4.1  
**Precio y producción de crudo en Colombia**



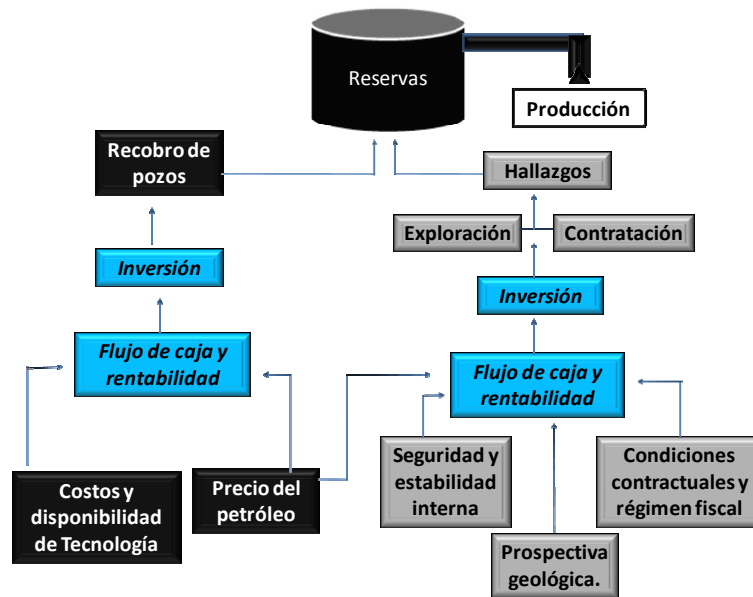
Fuente: Elaboración propia con datos de Ecopetrol, UPME, ANH y MME

Cabe señalar que a pesar de que los precios contemporáneos no resultan significativos para explicar la producción, probablemente los precios pueden afectar la producción futura pues estimulan la inversión en el sector lo cual se puede ver reflejado posteriormente en incrementos de la producción.

El diagrama 4.2 permite profundizar en la relación que existe entre las reservas y la producción y entre las primeras y los cambios en tecnología y prospectividad. En el diagrama se destaca que si un país es un tomador de precio en el mercado internacional de petróleo, el análisis no se puede limitar a relacionar la oferta con el precio pues hay otros elementos a considerar. Para entender el proceso de producción es necesario construir un marco que relacione el valor *insitu* de las reservas con los costos relevantes. Al final para los productores de crudo se trata de un problema de maximización del valor presente de los beneficios. Se maximiza la diferencia entre

el valor presente del ingreso neto y el valor presente de la inversión requerida para obtener un determinado nivel de producto.

Diagrama 4.2  
**Determinantes de la producción de Hidrocarburos en el país**



Fuente: Elaboración propia

En el diagrama la producción está relacionada con las reservas comerciales disponibles para explotar, las cuales se alimentan de los nuevos yacimientos y de las variaciones en el factor de recobro de los campos<sup>16</sup>. Hay que tener en cuenta que la probabilidad de descubrir nuevos depósitos de crudo y el aumento del factor de recobro que permitan un incremento de las reservas, está antecedida y depende de los niveles de inversión de riesgo en exploración<sup>17</sup>, uso de tecnologías de *extracción* y desarrollo de los campos. La inversión destinada a estas actividades depende de la rentabilidad para el inversionista, la cual varía de acuerdo factores que afectan los ingresos y costos de las compañías.

<sup>16</sup> Como se explicó el factor de recobro es el porcentaje de crudo que se puede recuperar de un yacimiento.

<sup>17</sup> El desarrollo de la actividad exploratoria requiere grandes inversiones de capital de riesgo, debido a sus altos costos, y a la relativa incertidumbre, a pesar de los avances tecnológicos, en el hallazgo de hidrocarburos y las condiciones técnicas y tamaño del yacimiento que permitan su explotación comercial (UPME, 2009).

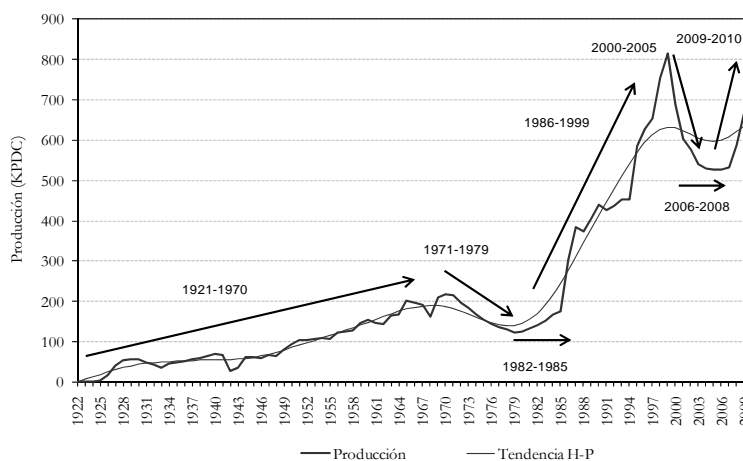


Ahora bien, en términos de costos estos dos determinantes de las reservas son diferentes. En el caso del recobro se trata de campos que ya han sido desarrollados; estrictamente hablando el desarrollo debe considerarse como un costo hundido y no debería entrar en el precio *insitu* de la reserva. En el caso de los nuevos hallazgos también existe un costo hundido que en este caso corresponde al del hallazgo, se supone que la reserva es hallada pero no está desarrollada. Al final el flujo de caja esperado depende del precio internacional, la prospectiva geológica, las características de los términos fiscales y contractuales, la seguridad interna y estabilidad política, entre otros aspectos.

### 4.3 Evolución de la cadena de producción (1905-2011): contratación y exploración, producción y reservas

En términos generales, la producción y las reservas de crudo del país se han caracterizado por un comportamiento cíclico (gráfico 4.2 y 4.3), concentración geográfica (gráfico 4.4) y número reducido de yacimientos de tamaño significativo.

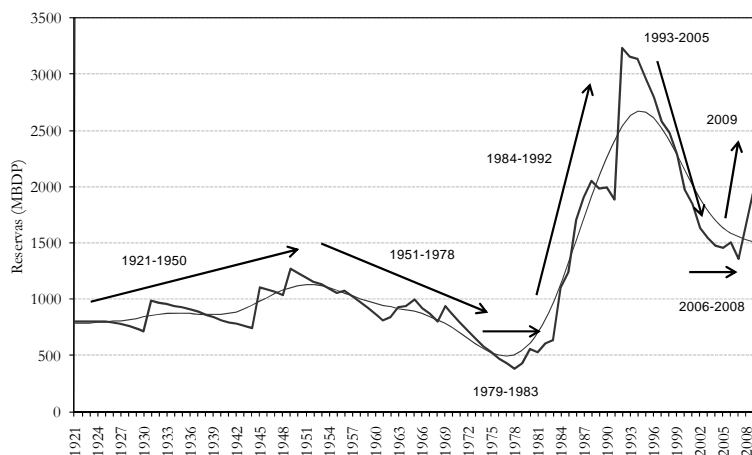
Gráfico 4.2  
Ciclos de la producción de crudo en Colombia



Fuente: Elaboración propia con datos de Ecopetrol, UPME, ANH y MME

Gráfico 4.3

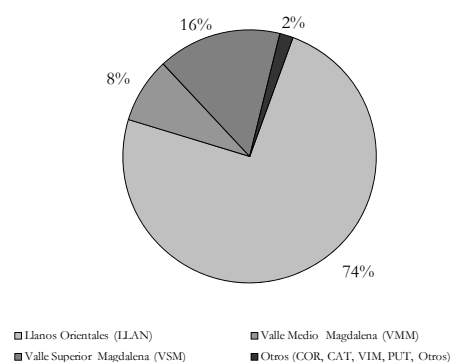
Ciclos de las reservas de crudo en Colombia



Fuente: Elaboración propia con datos de Ecopetrol, UPME, ANH y MME

Gráfico 4.4

Distribución geográfica de la producción.

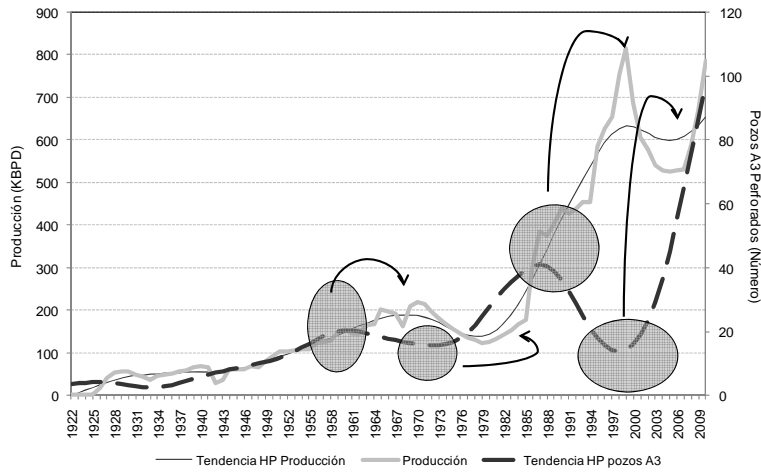


Fuente: Elaboración propia con datos de Ecopetrol, ACP y MME.

En esta evolución se presentan tres hechos a destacar: i) los incrementos de la producción han coincidido con bajos precios internacionales (gráfico 4.1); ii) el petróleo se ha extraído a una tasa superior a la que se adicionan nuevos recursos, generando algunos escenarios de importantes disminuciones en las reservas remanentes; iii) en los últimos años la fuente de incorporación de nuevas reservas pasó de originarse en nuevos yacimientos a incrementos en el factor de recobro de los campos maduros; iv) recientemente se han observado variaciones en el tipo de crudo producido y el perfil de las empresas que participan en el negocio.

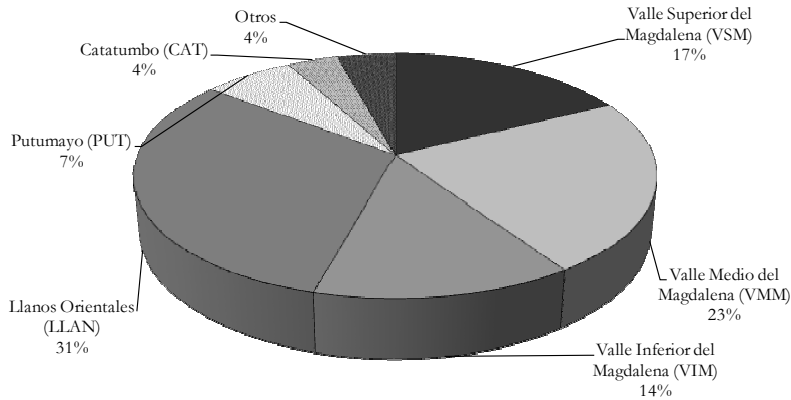
En cuanto a la exploración, estas actividades han registrado ciclos inversos a los de la producción (gráfico 4.5), que han respondido a la dinámica de los determinantes de la rentabilidad del negocio. A su vez, la exploración se ha concentrado principalmente en las cuencas del Magdalena y los Llanos Orientales, dejando un territorio importante por estudiar (gráfico 4.6). El resultado de esta actividad reflejado en el factor de éxito en perforación, ha variado en los últimos treinta años debido a los avances tecnológicos y al nivel de inversiones realizados, con una tendencia a mejorar recientemente.

Gráfico 4.5  
Producción y perforación exploratoria



Fuente: Elaboración propia con datos de Ecopetrol, UPME, ANH y MME

Gráfico 4.6  
Perforación de Pozos A3 (1920-2010)



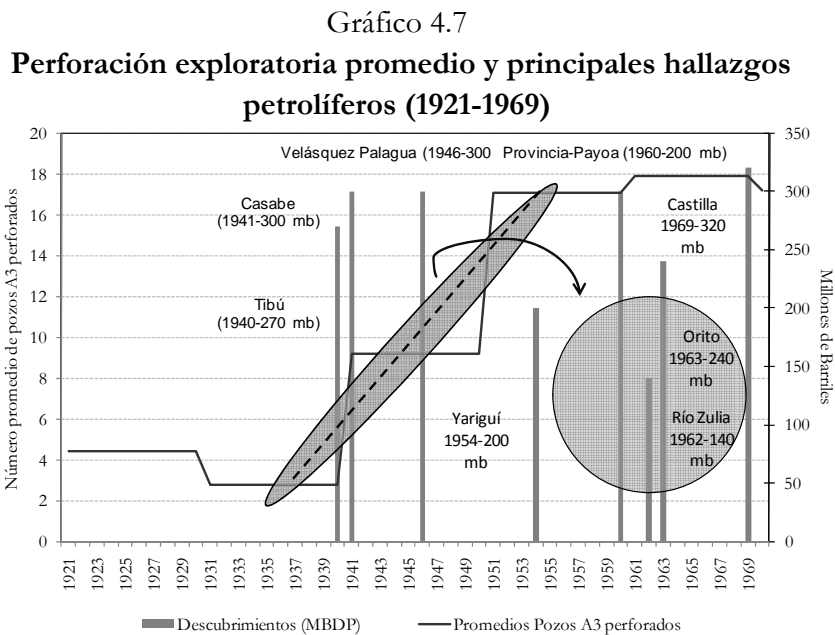
Fuente: Elaboración propia con datos de Ecopetrol, UPME y ANH.

La evolución detallada del negocio petrolero en Colombia durante los últimos 100 años, se puede analizar en tres períodos que responden principalmente a los términos contractuales vigentes en cada época y a la coyuntura del mercado mundial de hidrocarburos. Estos tres períodos son: Concesiones (1905-1969), contrato de asociación (1970-2003) y concesión moderna (2004-actualidad)

## Primer período (1905-1969)

Como se observa en el gráfico 4.2 desde principios de los años veinte del siglo anterior la producción mostró una tendencia creciente que se mantuvo durante 50 años. En ese extenso período la explotación petrolera estuvo a cargo de un grupo reducido de grandes compañías multinacionales que operaban bajo concesiones y al cual se sumó, a partir de 1951 Ecopetrol, la empresa estatal petrolera. Al aumento de la producción contribuyó el hallazgo de 800 Mb en 1918 en el campo La Cira-Infantas ubicado en Barrancabermeja en el marco de la concesión De Mares<sup>18</sup>. A comienzos de los años cuarenta se comenzaron a registrar incrementos en la producción proveniente de la concesión Barco (anexo 3.4).

Los primeros hallazgos en estas concesiones no estuvieron relacionados con una gran actividad exploratoria, y las evidencias iniciales de su existencia fueron anecdóticas como resultado de la observación de manaderos naturales de petróleo por parte de algunos exploradores en las áreas correspondientes (Vásquez, 1994). El promedio anual de pozos exploratorios fue de tan sólo 3 entre 1908 y 1939, y no se hizo ningún descubrimiento importante entre 1919 y 1939 (gráfico 4.7). A principios de la década de los años cuarenta se descubren dos yacimientos importantes: Casabe y Tibú (cuadro 4.1).



Fuente: Elaboración propia con datos de Ecopetrol, UPME, ANH y MME

<sup>18</sup> La mayor parte del petróleo producido en la primera mitad del siglo XX, provenía de la concesión De Mares. Por más de 30 años estos campos produjeron el 80% del crudo colombiano, (Santamaría, 2006)

**Cuadro 4.1**  
**Principales Descubrimientos Petrolíferos**

<i>Descubrimientos</i>	<i>Año de Descubrimiento</i>	<i>Reservas Millones de Barriles</i>
La Cira-Infantas	1918	800
Tibú	1940	270
Casabe	1941	300
Velasquez-Palagua	1946	300
Yeriguí	1954	200
Provincia-Payoa	1960	300
Río Zulia	1962	140
Orito	1963	240
Castilla	1.969	320
Apiay-Suria	1.981	215
Caño Limón	1.983	1.250
San Francisco	1.985	150
Cusiana	1.989	750
Cupiagua	1.993	510
Guando	2.000	130
Otros	Varios	350
<b>Revaluación de Reservas</b>	<b>1984 - 2009</b>	<b>3.105</b>
Total Crudo Comercial		9.330
Producido		7.352
Reservas Remanentes a 2009		1.988

En el período 1950-1970, los niveles de producción continuaron en aumento<sup>19</sup> (gráfico 4.2). A diferencia de lo observado en años anteriores, este incremento se originó principalmente en ocho descubrimientos petrolíferos relativamente importantes durante este período, resultado de la intensificación de la contratación y exploración desde los años 40's. De hecho, en la década del cuarenta y cincuenta se hicieron en promedio anual 46 y 61 solicitudes de concesiones de las cuales se aceptaron 27 y 20 respectivamente, cifras que contrastan con las 6 aceptaciones registradas en la década de los 30 (anexo 14). De forma similar, la perforación exploratoria de pozos A3 pasó de un promedio anual de 10 en los años 40's a 16 y 20 en los años 50's y primera mitad de los 60's respectivamente, con especial énfasis entre 1957-1961 con un promedio de 25 cada año<sup>20</sup>(gráfico 4.7). Esta actividad exploratoria se caracterizó por su concentración geográfica en el Valle del Magdalena y los Llanos (Anexo, 3.9).

La mayor actividad exploratoria y asignación de contratos en Colombia desde la segunda mitad de la década de los 40 estuvo relacionada con dos razones principales. Primero, la importancia

<sup>19</sup> Este fuerte incremento superó la tasa de reposición de las reservas, y el stock remanente de crudo mostró una tendencia decreciente en los períodos 1950-1962 y 1965-1978, hecho que se vería reflejado posteriormente en una crisis de abastecimiento.

<sup>20</sup> Entre otras razones, la perforación de pozos A3 se vio favorecida por la intervención directa de Ecopetrol y la entrada de nuevas empresas francesas al negocio en Colombia. Adicionalmente en esta década, la actividad exploratoria estuvo definida por los esfuerzos que las empresas extranjeras hacían ante el inminente agotamiento de los pozos de las concesiones Barco y De Mares(De la Pedraja, 1993).

estratégica que tomo el petróleo en el mundo para el desarrollo industrial y militar<sup>21</sup>, lo que implicó la búsqueda de este recurso en zonas que garantizaran un suministro estable para la creciente demanda mundial. Segundo, la necesidad de las empresas internacionales de buscar opciones alternas de inversión en países como Colombia, debido a la tendencia de los grandes Estados productores de aumentar fuertemente o nacionalizar su participación en la renta petrolera disminuyendo las ganancias privadas (Segovia, 2001). En esta época el precio no tenía mayores implicaciones sobre la dinámica del sector pues era fijado en su mayoría por las empresas multinacionales que explotaban el recurso en todo el mundo<sup>22</sup>. De hecho, mientras la actividad exploratoria y contractual se incrementaba en el país, los precios internacionales del petróleo descendieron en valores de 2009 de US\$ 18 b en 1947 a US\$ 10 en 1970<sup>23</sup> (anexo3.1).

### **Segundo período (1970-2003):**

Como se describió antes, desde 1969 se instauró el contrato de asociación, esquema bajo el cual se llevó a cabo la exploración y explotación de crudo en el país por más de 30 años, este esquema que en un principio coexistió con el contrato de concesión fue reforzado posteriormente durante la administración López Michelsen. La primera versión del contrato de asociación concedió con el declive de la producción<sup>24</sup>.

---

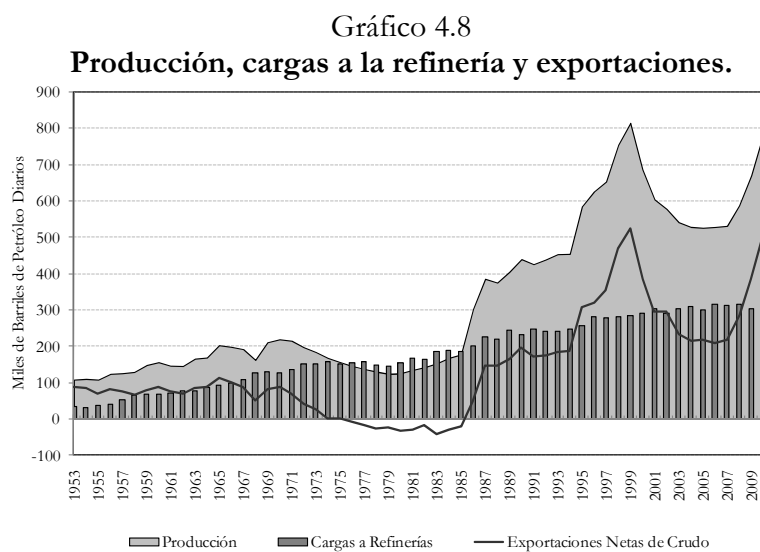
<sup>21</sup> En la Segunda Guerra Mundial, Inglaterra organizó una estrategia para asegurar la provisión de las materias primas más importantes para su consumo interno y abastecimiento militar. El 80% de los refinados consumidos en este país provenían de Curazao, hecho que convirtió a la isla en objetivo militar. Para aliviar este riesgo, las empresas petroleras británicas que en ese momento adelantaban actividades en Colombia, plantearon la posibilidad de construir una refinería en el país para lo cual intensificaron la exploración en los territorios del Valle Medio del Magdalena y en los Llanos Orientales, arrojando resultados satisfactorios e importantes descubrimientos: Casabe (1940, 300 Mbbp). Sin embargo, el anuncio de la entrada de los Estados Unidos a la SGW en 1941, garantizó la protección de la refinería en Curazao y el abastecimiento de refinados y gasolinas, por lo que la idea inicial de la refinería se descartó. Sin embargo, las actividades de exploración adelantadas, dieron una visión distinta acerca del potencial petrolero y las posibilidades de explotación que tenía Colombia. (De la Pedraja, 1993).

<sup>22</sup> En la primera mitad del siglo XX, la industria mundial del petróleo se basaba en una estructura de oligopolio donde un grupo reducido de empresas, especialmente aquellas conocidas como las siete hermanas, actuaban como cartel influenciando los precios y controlando la producción en varias zonas del mundo (Puyana et al, 1996). Así, hasta principios de los 70 no se había consolidado el mercado internacional para el petróleo en el cual se fijara el precio por oferta y demanda, y su cotización (*posted price*) continuaba siendo fijada por las grandes compañías multinacionales. De hecho solo el 15% de las transacciones mundiales de petróleo se hacían en el mercado spot y con el objetivo de balancear la oferta y demanda de las empresas productoras (Emerson, 2008).

<sup>23</sup> Entre 1950 y 1970 se producen grandes descubrimientos petrolíferos alrededor del mundo, esto aumentó de forma acelerada las reservas y producción de crudo superando ampliamente la demanda mundial y provocando una baja en la cotización de los hidrocarburos en el mercado internacional (Segovia, 2001).

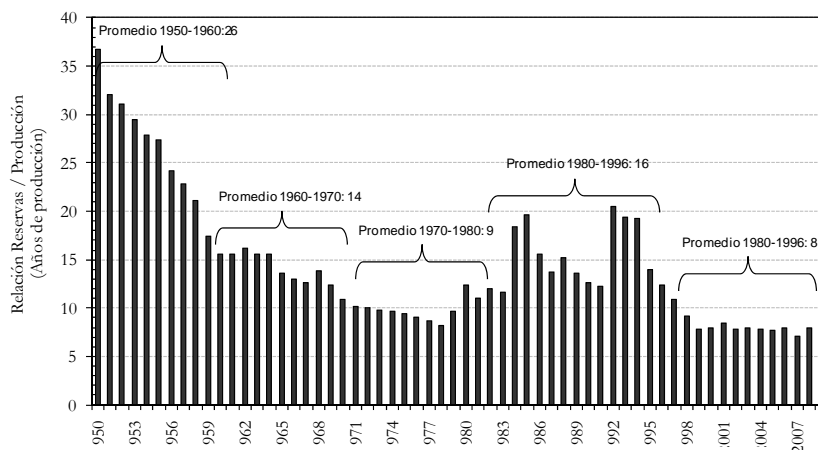
<sup>24</sup> La producción alcanzó 218 kbd en 1970 disminuyendo hasta 123 kbd en 1979, nivel en el que se mantuvo hasta 1984.

La fase descendente del ciclo de la producción tuvo un importante efecto sobre la economía colombiana: las exportaciones de crudo perdieron participación en el total; y ya para 1974, las ventas externas de petróleo y derivados representaron menos del 10% de las exportaciones totales del país. El fuerte descenso en la producción y las reservas hizo necesario suspender los despachos al exterior en el período septiembre de 1974 - febrero de 1986 y condujo a que el país se convirtiera en un importador neto de crudo y combustibles entre 1976 y 1985, un período en el cual el precio internacional del crudo estaba en niveles altos (gráfico 4.8).



La crisis de suministro se originó años atrás debido a la ya mencionada tendencia de explotar las reservas a un ritmo mayor al cual se adicionan nuevos hallazgos o se revalúan la capacidad de los campos. Como ya se mencionó, desde el año 1945 la producción de crudo se incrementó de forma sostenida superando la reposición de las reservas, las cuales registraron una tendencia decreciente desde 1950 al pasar de 1.235 mb en dicho año a 380 mb en 1978 (gráfico 4.3), de igual forma el indicador R/P disminuyó de 37 a 8 en el mismo período (gráfico 4.9). Adicionalmente, la caída en el nivel de reservas se asoció a la disminución en la inversión en exploración entre finales de los años sesenta y comienzos de los setenta. Los pozos A3 pasaron de un promedio anual de 23 entre 1958 y 1964 a 17 entre 1965 y 1972. Sumado a esto, los pozos de desarrollo pasaron de un promedio de 133 entre 1953 a 1960 a 55 de 1961 a 1967 (anexo 3.1).

Gráfico 4.9  
Relación reservas producción



Fuente: Elaboración propia con datos de Ecopetrol, UPME, ANH y MME

La producción inició de nuevo una fase ascendente a partir de la segunda mitad de los años ochenta, la cual se mantuvo hasta finales de la década de los años noventa. Según cifras oficiales, la extracción aumentó de 134 kbd en 1981, pasando por los 404 kbd en 1989, hasta su máximo histórico de 815 kbd en 1999. La dinámica creciente de la explotación de crudo de 1986 a 1999, fue resultado de descubrimientos petrolíferos significativos (cuadro 3 y gráfico 4.2) y de la incorporación de crudo por concepto de revaluación de las reservas especialmente de 1985 a 1990 (gráfico 4.10), lo cual permitió incrementar el acervo remanente hasta su máximo histórico de 3.232 mb en 1992.

El aumento de la incorporación de reservas por descubrimientos y revaluación se produjo por los altos niveles de inversión en exploración y desarrollo (gráfico 4.11.). Desde finales de los años setenta<sup>25</sup> y toda la década de los años ochenta, el promedio anual de contratos, pozos perforados y sísmica ascendieron a 18, 40 y 11 mil km respectivamente, incluso se observaron en algunos años resultados sin precedentes en esta materia<sup>26</sup> (gráfico 4.12). Como en años anteriores, según la UPME, la exploración siguió concentrándose en las mismas cuencas sedimentarias de años anteriores. La mayor parte de la perforación exploratoria y actividad

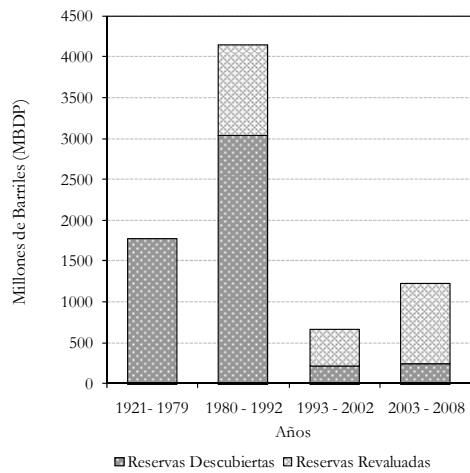
<sup>25</sup> A pesar del incremento en la cotización del crudo en los años 70's, la intensificación de la actividad exploratoria y contractual solo se observó hasta finales de dicha década, por lo cual de 1975 a 1978 solo se registraron en promedio 11 y 47 pozos A3 y de desarrollo, respectivamente. Esta dinámica obedeció, en parte, a la incertidumbre para el inversionista sobre la rentabilidad de los proyectos, pues hasta finales de 1976 no se había establecido un precio sobre el crudo perteneciente a las empresas privadas en el marco del contrato de asociación (Isaza, 1982). Por lo tanto, en Agosto de 1976 se publicó la resolución 050 por parte de la Comisión Nacional de Precios del Petróleo, en la cual se fijó el precio del crudo descubierto, hecho que aportó al aumento de la exploración en el país en los años siguientes.

<sup>26</sup> En 1983 se alcanzaron 19,6 mil km de sísmica, en 1985 se firmaron 31 contratos y en 1987 y 1988 se perforaron 54 y 66 pozos A3



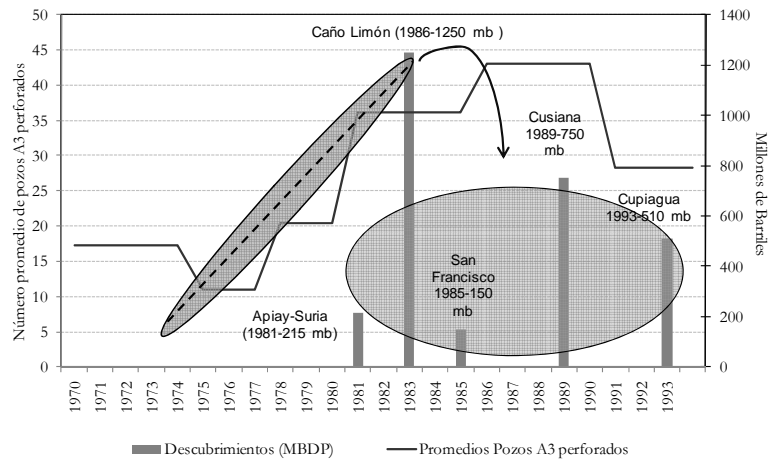
sísmica se llevaron a cabo en las cuencas del Valle del Magdalena y los Llanos (anexo 3.8 y 3.9).

**Gráfico 4.10**  
**Incorporación de Reservas por clasificación**



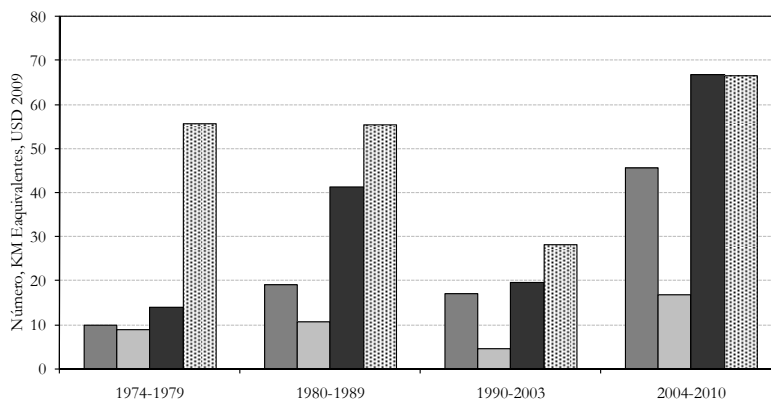
Fuente: Elaboración propia con datos de Ecopetrol, UPME y ANH

**Gráfico 4.11**  
**Perforación exploratoria promedio y principales hallazgos petrolíferos (1970-1993)**



Fuente: Elaboración propia con datos de Ecopetrol, UPME, ANH y MME

**Gráfico 4.12**  
**Contratos, exploración y sísmica**



Fuente: Elaboración propia con datos de Ecopetrol, UPME, ANH y MME

Los mayores niveles de inversión respondieron a factores internos y externos que hicieron más atractivo el sector. Dentro de estos hechos, se destaca la consolidación de la nueva estructura contractual, la asociación, la cual coincidió con las tendencias mundiales de mayor participación estatal en la industria. Adicionalmente, los precios internacionales del crudo se

mantuvieron en niveles altos hasta 1985 debido a los dos primeros choques del petróleo<sup>27</sup>, favoreciendo la perspectiva de rentabilidad para las diferentes compañías (anexo 3.1).

Luego de alcanzar su máximo histórico en 1999, la producción entró nuevamente en la fase descendente del ciclo y disminuyó en tan sólo tres años hasta 541 kbd en 2003 (gráfico 4.2), a un nivel similar al observado ocho años atrás. Esta reducción en la producción fue consecuencia de la ausencia de descubrimientos importantes y la menor adición de crudo por revaluación de las reservas en los años noventa, frente a un incremento sostenido en la extracción del recurso. La incorporación de volúmenes de crudo por descubrimientos y revaluación de reservas ascendió a 211 mb y 560 mb entre 1993 y 2003 en contraste con los 2.843 m y 1.101 mb observados entre 1982 y 1992 (gráfico 4.10). Todo esto se reflejó en una tendencia decreciente del stock remanente de petróleo que pasó de su máximo histórico de 3.231 mb en 1992 a 2.289 mb en 1999 y a 1.478 mb en 2004 (gráfico 4.3).

La disminución en la tasa de adición de las reservas respondió a los menores niveles de inversión en el sector. Los primeros indicios se registraron a principios de los años noventa, con el deterioro de los indicadores de contratación y exploración frente a lo observado en años inmediatamente anteriores<sup>28</sup>, esto pese al incremento significativo en los precios del crudo durante la guerra del golfo (1991) y los grandes descubrimientos de la segunda mitad de la década de los años ochenta. Esta tendencia continuó en los años siguientes y entre 1994 y 1999 se registró la menor actividad exploratoria desde que comenzó el contrato de asociación, la sísmica fue en promedio anual de 3.3 mil km en incluso en 1998 se exploraron 2.076 km y en

---

<sup>27</sup> El primer choque se registró en el contexto de la guerra de Yom Kippur, en 1973 la OPEP decide cortar el suministro de crudo como forma de presionar la devolución de los territorios ocupados por Israel y restituir los derechos de los palestinos, configurando así el conocido embargo Árabe. Estados Unidos y Holanda fueron los primeros países embargados por el apoyo militar dado a Israel, este embargo se extendió en los siguientes meses a otros países. Adicionalmente al embargo, la OPEP redujo la producción de crudo e incrementó el precio. De esta forma la cotización internacional del crudo a valores de 2009 ascendió US\$ 16 b en 1973 a US\$ 50 b en 1974 (Ditté P et al, 2005).

La primera parte del segundo choque petróleo se registró entre finales de 1978 y comienzos de 1979 como resultado de la disminución de la oferta de crudo de Irán debido a problemas políticos y huelgas de trabajadores en el sector petrolero asociadas a la revolución islámica. Luego del fin de la revolución se generaron tensiones políticas y militares con Estados Unidos como resultado del secuestro de funcionarios de la embajada en Teherán por parte del régimen Iraní, hecho que impulsó el ascenso del precio y en 1979 alcanzó US\$ 93 b con una variación anual del 50%. El segundo componente de este choque de precios fue la guerra entre Irán e Irak la cual se desató en septiembre de 1980 y afectó la oferta de crudo de ambos países impulsando la cotización hasta los US\$ 95. b en 1980 (valores de 2009) (Ditté P et al, 2005). De esta forma, la mayor cotización incentivó la inversión en la industria y dados los problemas de oferta se hizo importante buscar petróleo en otras zonas del mundo a pesar de los mayores costos, pero en busca de un suministro seguro, dando más relevancia a países como Colombia (Segovia, 2001, Martínez, 1997).

<sup>28</sup>De 1990 a 1992 se firmaron un promedio de 20 contratos, se perforaron cerca de 36 pozos exploratorios y la sísmica cubrió un territorio cercano a los 9 mil km, estas cifras estuvieron por debajo de lo observado entre 1985 y 1989, cuando se perforaron cerca de 49 pozos A3 en promedio cada año y la sísmica fue de 10.8 mil km.

1996 se perforaron 10 pozos A3, cifras no observadas en los últimos 20 años (anexo 3.6.2 y 10).

Por su parte, los pozos de desarrollo mostraron una reducción significativa y sólo se perforaron un promedio de 63 durante esta década (anexo 1). En un entorno de caída en la producción, también persistió la debilidad de los indicadores de contratación y exploración. De 2000 a 2003 pese a la firma de 24 contratos y una perforación exploratoria similar en promedio cada año, la sísmica fue 2.3 mil km, cifras inferiores a lo observado en los años ochenta.

La desaceleración en la actividad contractual y exploratoria que se observa en el gráfico 4.13 estuvo relacionada con un entorno desfavorable, caracterizado por la inestabilidad en el esquema contractual debido a las modificaciones frecuentes del contrato de asociación<sup>29</sup>, la menor rentabilidad comparativa para el inversionista extranjero y el deterioro en la seguridad interna<sup>30</sup> (anexo 16). Adicionalmente, se observaron precios internacionales bajos<sup>31</sup> y el aumento de la oferta de nuevas aéreas de exploración de alta prospectiva a nivel mundial, disminuyendo el interés de las grandes compañías en Colombia.

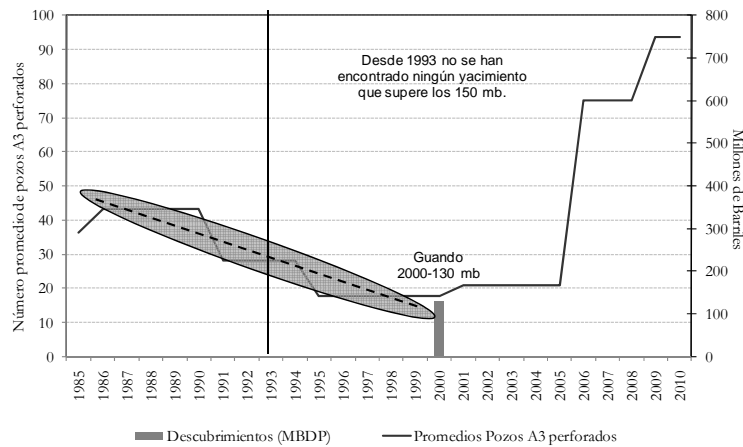
---

<sup>29</sup>Entre 1990 y 1999 el contrato de asociación tuvo tres modificaciones, dos de las cuales se registraron en un lapso de solo 5 años, evidenciando la inestabilidad en las reglas del juego (Echeverry, J.; Navas, J.; Navas, V.; Gómez, M.,2009)

<sup>30</sup> Se registró un mayor número de atentados contra la infraestructura petrolera provocando no solo mayores costos por reparación y pérdidas por derrame de crudo si no un grave impacto ambiental (Suescún et al, 2002). En la segunda mitad de los 90's y comienzo del la década pasada el promedio anual de voladuras del oleoducto caño limón se incrementó al pasar de 38 en el período 1986-1994 a 73 de 1995 a 2003. Como consecuencia también el crudo derramado aumentó pasando de un acumulado de 1.2 mb a 1.8 mb en los períodos mencionados. El año 2001 fue el más dramático pues se registraron 170 atentados y 400 kb derramados.

<sup>31</sup> El desplome en los precios se comenzó a gestar cuando en 1985 la OPEP dejó de un lado los precios oficiales y años después Arabia Saudita aumentó su oferta de crudo de forma importante, encabezando una guerra de precios con el fin de aumentar su participación en el mercado internacional (Puyana, 1996). Luego del esporádico aumento en el precio del crudo durante la guerra del golfo, su promedio anual en valores de 2009 fue de US\$ 27 b. Su dinámica mostró una reducción desde US\$ 24 en 1990 a US\$ 16 b en 1994, luego se elevó al máximo de US\$ 21 b en el '96, año después del cual cayó hasta los US\$ 13 b en 1998, y cerro los 90's US\$ 17 b. Este escenario de precios bajos coincidió con un aumento reciente de las reservas mundiales de crudo y una estabilización en relación producción/consumo a lo largo de toda la década

Gráfico 4.13  
**Perforación exploratoria promedio y principales hallazgos petrolíferos (1985-2010)**



Fuente: Elaboración propia con datos de Ecopetrol, UPME, ANH y MME

### Tercer período 2004 a la actualidad:

Los cambios al contrato de asociación que se dieron en 1999 no lograron conjurar los riesgos de un posible desabastecimiento y baja exploración que se cernían sobre la economía colombiana. La situación llevó finalmente a la introducción de un profundo cambio institucional con la creación de la ANH y la adopción de un nuevo modelo de contrato de concesión, como se describió antes. Si bien en un primer momento la producción registró una primera etapa de estancamiento, con una producción que entre 2004 y 2007, estuvo cerca de los 540 kbd, a partir de 2008 se comenzó a observar nuevamente un crecimiento en materia de extracción y reservas (gráfico 4.3), de forma tal que empezó a registrarse nuevamente un incremento en la producción al pasar de 587.7 kbd en 2008 a más de 900 kbd en 2011.

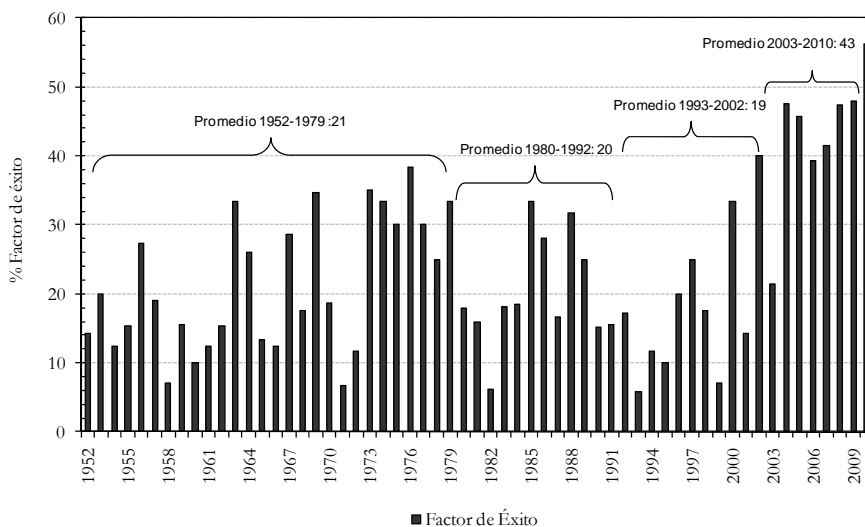
En esta fase del ciclo aparecieron elementos diferentes a los observados años atrás. La adición de nuevos volúmenes de petróleo se originó principalmente por el aumento en el factor de recobro de campos maduros y en la mayor explotación de crudos pesados<sup>32</sup> (gráfico 4.10). En efecto, según la UPME y Ecopetrol de los 1.220 mb incorporados a las reservas de 2003 a 2008, el 80% ha sido por revaluación de los campos y el restante 20% por descubrimientos

<sup>32</sup> El factor de recobro es el porcentaje del crudo que se puede recuperar de un yacimiento, y actualmente es un aspecto central para la industria petrolera. A nivel mundial el promedio oscila entre 40% y 50% y aumentos en este porcentaje pueden representar un volumen significativo de barriles que a los precios actuales aportarían sustancialmente a los ingresos de las compañías (Ecopetrol, 2008).

realizados. Según el último informe anual de Ecopetrol para el año 2010, su estrategia es continuar aumentando el factor de recobro de 23% al 30% mediante el uso de tecnologías de recobro secundario y mejorado, y la intensificación de la perforación *infill* y de desarrollo. Para dicho año, el 33% de la producción de la compañía se originó en campos maduros, con lo cual se demuestra que dicha estrategia ha sido exitosa.

El aporte de los nuevos yacimientos no ha sido muy significativo pese a la intensificación de la actividad exploratoria en el país. La contratación y exploración se disparó desde el 2005, con lo cual en los últimos 5 años se registró un promedio anual de 36 contratos firmados para exploración y producción (E&P), 18,4 mil km sísmica, 75 pozos A3. Incluso se registraron máximos históricos de 26.4 mil km de sísmica en 2006, 58 contratos E&P en 2009 y 112 pozos A3 en 2010 (gráfico 4.14). De otro lado, se ha producido un aumento importante en el factor de éxito exploratorio en los últimos años. Mientras que en los años 80's el 21% de los pozos A3 perforados fue declarado productor, en la década del 90 con la desaceleración de la exploración este indicador se redujo a 15%, y en los últimos 5 años ha estado cercano al 46% (gráfico 4.12).

Gráfico 4.14  
Factor de éxito en perforación de pozos A3



Fuente: ACP, UPME y ANH

Pese a las mayores inversiones, la reactivación de la exploración y el mayor éxito en la perforación de los últimos años, no se han registrado grandes descubrimientos recientemente, debido a que las inversiones han tenido un perfil de rentabilidad de corto plazo, enfocándose

en buscar campos pequeños pero con una mayor probabilidad de éxito en zonas ya exploradas del país. Según la UPME, la mayor exploración registrada en los últimos años se ha realizado en las cuencas sedimentarias catalogadas de menor riesgo<sup>33</sup>, en las cuales se ha comprobado la presencia de depósitos comerciales y donde ya se han encontrado importantes yacimientos, por lo que los descubrimientos posteriores podrían ser de menor tamaño (Aguirre, 2003)<sup>34</sup>. En efecto, la perforación exploratoria se ha concentrado en las cuencas de los Llanos y Valle del Magdalena las cuales concentran el 59% y 30% del total de pozos A3 entre 2004 y 2010.

La relación directa entre el nivel de producción y el pago de regalías puede ser otro factor que determine de la decisión del inversionista de buscar campos pequeños pero con una mayor probabilidad de éxito. En suma, un incremento significativo de las reservas por medio de importantes descubrimientos, requiere grandes inversiones y proyectos en otras áreas del país con riesgo geológico elevado (UPME, 2009). Sin embargo, la exploración en otras cuencas no es tarea fácil debido a los problemas de infraestructura en zonas apartadas y la poca información geológica disponible. Con respecto a este último punto, la ANH, ha venido implementando un programa de calentamiento de áreas con el fin mejorar la información geológica y atraer inversionistas a zonas no exploradas del país (ANH, 2009).

Pese a la ausencia de grandes descubrimientos, la estrategia seguida hasta hoy ha permitido que el país se autoabastezca y continúe exportando crudo y sus derivados, hecho que toma más importancia en la presencia de altos precios como los registrados actualmente. Actualmente el país está a la espera de los resultados de la intensa actividad exploratoria, sin embargo las últimas cifras disponibles muestran que las reservas a 2009 ascendieron a cerca de 1.988 mb y son equivalentes 8.2 años de producción al ritmo de extracción actual.

Por otra parte, se han observado variaciones en el tipo de crudo producido y el perfil de las empresas que participan en el negocio. Gracias a los desarrollos tecnológicos y los mayores precios internacionales, el país ha podido explotar los crudos pesados a mayor escala. Luego de superar las dificultades de transporte por la alta viscosidad de este tipo de petróleo (Ecopetrol,

---

<sup>33</sup> Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Putumayo.

<sup>34</sup> "El panorama de encontrar nuevas reservas no es muy alentador a la luz de la teoría planteada acerca del proceso de descubrimiento de nuevas reservas, donde los yacimientos más grandes son encontrados en las etapas tempranas de la exploración. (...). Hubbert (1967) planteó que los descubrimientos declinan exponencialmente con la perforación exploratoria acumulada, donde las firmas encuentran las reservas en orden descendente a su tamaño." (Aguirre 2003.)

2002), en 2001 Colombia exportó el primer cargamento de crudo pesado proveniente del campo Castilla, el cual se dirigió a un productor de asfalto en Estados Unidos. Este hecho fue de gran importancia, pues abrió las puertas del mercado internacional a un tipo de crudo relativamente abundante en la geografía nacional y que hoy en día es un componente importante de la canasta nacional de hidrocarburos. Según cifras de Ecopetrol, del total de su producción en 2010 el 44% correspondió a crudos pesados, participación superior al 36% registrado un año atrás. Estos dos hechos han ayudado al país a mantener la autosuficiencia.

En cuanto a las empresas, se observa un mayor número de firmas de menor tamaño participando del negocio del petróleo en Colombia, en contraste con lo registrado en décadas pasadas cuando la exploración y explotación eran actividades en las cuales sólo participaban un número reducido de reconocidas firmas internacionales. En efecto, mientras que en el período 1985-1990 veintiocho empresas participaron en la perforación exploratoria en el país, este número casi que se duplicó para los años 2001-2006.

## Bibliografía

Agencia Nacional de Hidrocarburos (2004). *"Modelo de Contrato de Exploración y Producción"*.

Agencia Nacional de Hidrocarburos (2004a). *"Reglamento para contratación de áreas de exploración y explotación de hidrocarburos"*. Acuerdo 008 de 2004 y sus modificatorios.

Agencia Nacional de Hidrocarburos (2009). *"Colombia: Petróleo y Futuro"*.

Agencia Nacional de Hidrocarburos (2011). Información disponible en: [www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co). Última consulta 30/03/11.

Aguirre, P. (2003). *"Exploración de Petróleo en Colombia: una aproximación empírica"*. Revista Desarrollo y Sociedad, Universidad de los Andes.

Arce, D. (2004) "Colombia. Towards a new petroleum contractual regime" Revista colombiana de derecho internacional No. 003. Pontificia Universidad Javeriana.

Arthur, D. Little ( 2009). "Market Survey for anh", mimeo, Bogotá.

Artus, P.; d'Autume, A.; Chalmin, Ph. ; Chevalier, J.M. (2010) "Les effets d'un prix du pétrole élevé et volatile" Reporte CAE.

Asociación Colombiana del Petróleo-ACP (1999), "Industria Petrolera: Conocer su Dinámica", Reporte Petrolero, No 62.

Ávila, R.; Cárdenas, J. (2006), *"Evolución de la actividad exploratoria de petróleo en Colombia: determinantes y caracterización en los últimos 35 años"*, Boletín del Observatorio Colombiano de Energía, No 23, pp. 3-12.

Barrios, A., Cárdenas, J. (2005), *"¿Es atractiva la contratación petrolera para la inversión privada en Colombia?"*, Bogotá. Universidad Nacional de Colombia, Centro de Estudios para el Desarrollo (CID).

Baunsgaard T. 2001. A primer on Mineral Taxation. IMF working paper, WP/01/139.

Benavides, J. (2011) "De los contratos de asociación a los contratos de concesión en Colombia: la perspectiva económica" en Energía Limpia, Ecopetrol.

Campodónico, H. (2004) "Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina" Serie Recursos naturales e Infraestructura No.78, Cepal.

Candelo, Ricardo J.; Durán Bobadilla, Yasmín L.; Espitia Zamora, Jorge E.; Garcés Cano, Jorge E.; Restrepo, Johon A. (2010) "Las regalías en Colombia y su impacto en el ámbito subnacional", en Desafíos, Vol. 22 No. 1, Universidad del Rosario. Bogotá, pp. 143-203



Cardenas, J., Martinez, A. (2006). La competitividad del Petróleo Colombiano, Una Revisión de los Factores Externos, En M. García (ed.), *Oportunidades Para la Exportación de Energía a Estados Unidos* (pp. 115-158), Bogotá. CID, Universidad Nacional de Colombia.

Chona, F. (1987), "El Petróleo en Colombia", Revista del centro de Estudios Colombianos, No 44 (Marzo), pp. 89-101.

Cologni, A.; Madera, M. (2011) "On the Economic Determinants of Oil Production. Theoretical Analysis and Empirical Evidence" Fondazione Eni Enrico Mattei Working Paper No. 605.

Constitución Política de Colombia 1991. República de Colombia.

De La Pedraja, R. (1993), "*Petróleo, Electricidad, Carbón y Política en Colombia* ", Bogotá. El Ancora Editores.

Decreto - ley N° 0743. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 21 de febrero de 1975.

Decreto - ley N° 10. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia. 1950

Decreto - ley N° 1760. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 26 de junio de 2003.

Decreto - ley N° 2080. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 18 de octubre de 2000.

Decreto - ley N° 2152. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 4 de noviembre de 1999.

Decreto - ley N° 2310. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 28 de octubre de 1974.

Decreto - ley N° 30. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 9 de enero de 1951.

Decreto - ley N° 444. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 22 de marzo de 1967.

Decreto - ley N° 4743. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 30 de diciembre de 2005.

Decreto - ley N° 70. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 17 de enero de 2001.

Departamento Nacional de Planeación (2005) "Las regalías en Colombia, una herramienta para el fortalecimiento del control social." Mimeo, DNP, Bogotá.

Departamento Nacional de Planeación (2007) "Actualización de la cartilla: 'Las regalías en Colombia'" Mimeo, DNP, Bogotá.

Ditté, P.; Roell, P. (2005), "*Past oil price shocks: Political background and economic impact Evidence from three cases*".

Echeverry, J.; Navas, J.; Navas, V.; Gomez, M.(2009), "Oil in Colombia: History, Regulation and Macroeconomic Impact. Bogotá: Universidad de los Andes, CEDE, No 10 (Marzo).

Ecopetrol (1982), "Empresa Colombiana de Petróleos", Ministerio de Minas y Energía. Bogotá.

Ecopetrol (1996), "Asociación Exitosa", Bogotá, Ecopetrol 45 Años, pp 11-15.

Ecopetrol (1999), "La Nueva Política Petrolera", Carta Petrolera, Ecopetrol, No 85 (Julio-Agosto), pp. 6-15.

Ecopetrol (1999a), "La Nueva Política Ambiental: Agilidad de Trámites y Defensa del Medio", Carta Petrolera, Ecopetrol, No 86 (Septiembre-October), pp. 28-31.

Ecopetrol (2002), "Pesos Pesados", Carta Petrolera, Ecopetrol, No 99 (Diciembre 2001-Enero 2002), pp. 7-11.

Ecopetrol (2004), "El ABC del Nuevo Contrato", Carta Petrolera, Ecopetrol, No 108 (Abril-Mayo)

Ecopetrol (2004a), "Perspectivas del Mercado Petrolero", Carta Petrolera, Ecopetrol, No 108 (Abril-Mayo) pp .

Ecopetrol (2006), "La Estrategia Para los Próximos cinco años, Desafío 2011", Carta Petrolera, Ecopetrol, No 115 (October-Noviembre) .

Ecopetrol (2006), "La Estrategia Para los Próximos cinco años, Desafío 2011", Carta Petrolera, Ecopetrol, No 115 (October-Noviembre)

Ecopetrol (2006a), "Estadísticas de la Industria Petrolera".

Ecopetrol (2010), "Prueba superada" Carta Petrolera, Ecopetrol, No.122 (abril-junio de 2010).

Ecopetrol (2011) "Crónica de la concesión De Mares" en [www. Ecopetrol.com.co](http://www.Ecopetrol.com.co). Última consulta 30/03/11.

Ecopetrol (2011a) "Energía Limpia".

Elster, J. (1994). "The Impact of Constitutions on Economic Performance". World Bank, Washington.

Emerson, A. (2008), "*The Factors Encouraging High Oil Prices: Putting the influence of Institutional Investors into the Context of the Physical Oil Market*", ESAI.

Ernst&Young (2010) "Global Oil and Gas Tax Guide"

Fraser Institute (2010) "Global Petroleum Survey".

Hernández, A. (2010) "Regalías y desarrollo regional" Mimeo, Observatorio del Caribe.

Hernández, German (2004) "Impacto de las regalías petroleras en el departamento del Meta" Ensayos sobre economía regional, Banco de la República.

Ianovich, I. (2010). "Resultados de la Transformación de la Reforma al Sector de Hidrocarburos" en "Memorias de la Renovación del Estado 2002-2010" Editado por el DNP.

IHS(2008). "Evaluation of Resources and Strategies for Investment Planning: Phase 4 (Deliverable 6) Final Report: Findings and Recommendations." Mimeo.

Isaza, J. (1982), "*Consideraciones sobre el Contrato de Asociación Petrolera en Colombia*", Revista Coyuntura Económica, Fedesarrollo, vol XII, No 1 (May.1982), pp. 117- 140.

Isaza, J. (1982), "Consideraciones sobre el Contrato de Asociación Petrolera en Colombia", Revista Coyuntura Económica, Fedesarrollo, vol XII, No 1 ,Mayo, pp. 117-140.

Kalmanovitz, S. (2001) "Constitución y modelo económico" Mimeo preparado para el Seminario: Diez años de la Constitución colombiana, 1991-2001. Debate de Evaluación. Facultad de Derecho, Universidad Nacional e ILSA.

Ley N° 10. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 16 de marzo de 1961.

Ley N° 110. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 23 de noviembre de 1912.

Ley N° 118. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 13 de septiembre de 2007.

Ley N° 120. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 29 de diciembre de 1919.

Ley N° 120. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia. 1928

Ley N° 141. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 28 de junio de 1994.

Ley N° 152. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 15 de julio de 1994.

- Ley N° 160. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia. 1936
- Ley N° 165. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 27 de diciembre de 1948.
- Ley N° 18. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia. 1952
- Ley N° 20. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 19 de diciembre de 1969.
- Ley N° 37. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 4 de marzo de 1931.
- Ley N° 6. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 6 de diciembre de 1905.
- Ley N° 756. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 23 de julio de 2002.
- Ley N° 9. Diario Oficial de la República de Colombia, Bogotá, Colombia, 17 de enero de 1991.
- Martínez, A. (1997), "*Algunos Determinantes y Características de La Política Petrolera Colombiana*", Boletín, Observatorio Colombiano de la Coyuntura Internacional, No 56 (Junio-Septiembre.1997), pp. 1-8.
- Martínez, A. (2001), La Nueva Política Petrolera en Colombia, En, *Anuario Social, Político y Económico de Colombia*, IEPRI, Universidad Nacional de Colombia.
- Montaña, D. (1975), "La Industria del Petróleo en Colombia, Síntesis de su Proceso Histórico", Bogotá, ediciones PAMA.
- Otero, D. (1986), "*Los Precios del Petróleo en la Economía Colombiana*", Revista Economía Colombiana, Contraloría General de la República, No 180-181 (Abril-Mayo), pp. 27-37.
- Puyana, A., Dargay, D. (1996), "*La competitividad del Petróleo Colombiano, Una Revisión de los Factores Externos*", Bogotá. Conacyt/CRESET.
- Resolución Externa No. 8. Banco de la República, Bogotá, Colombia, 5 de mayo de 2000.
- Rivadeneira, Luis Mario (1981) "Evolución y crítica del derecho de minas colombiano : la riqueza enajenada, las banderas del nacionalismo." Editorial Piramide.
- Salazar, R.; Pérez, V. (2001), Reseña de la exploración petrolera en Colombia. En, *El Petróleo en Colombia: 50 años* ( pp 37-49). Bogotá. Ecopetrol.
- Santamaría, A. (2006), "*La Resurrección de La Cira*", Carta Petrolera, Ecopetrol, No 113 (Feb.2006), pp. 26-31.

- Segovia, R. (2001), La Génesis del Contrato de Asociación. En, El Petróleo en Colombia: 50 años (pp 69-97). Bogotá. Ecopetrol.
- Segovia, R. (2011), “Auge y legado del Contrato de Asociación” en Energía Limpia, Ecopetrol.
- Sinnot, E.; Nash, J.; de la Torre, A. (2010) “Natural resources in Latin America and the Caribbean. Beyond booms and busts? The World Bank.
- Suescún, R.; Montenegro, S. ; Pardo, R.(2002), Petróleo, Vulnerabilidad de la Economía Colombiana y Políticas de Estabilización. En, *Propuestas para una Colombia competitiva* (pp 297-356). Bogotá: Universidad de los Andes, Confederación Andina de Fomento.
- Tordo, S. (2007) “Fiscal Systems for Hydrocarbons: design issues” World Bank working paper No. 123.
- Tovar, A., Pérez, V., Torres, V. (2001), La Contratación Petrolera en Colombia. En, *El Petróleo en Colombia: 50 años* (pp 101-121). Bogotá. Ecopetrol.
- Tovar, L. (2003), *"El Juego de la Competitividad: Errores y Aciertos en la Evolución Histórica del Modelo de Contratación "*, Carta Petrolera, Ecopetrol, No 105 (Abril-Junio), pp. 42-48.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2004), *"La Cadena del Petróleo en Colombia"*, Bogotá, Ministerio de Minas y Energía.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2006), “Actualización de la evaluación de competitividad del sector minero colombiano y análisis de percepción empresarial”. Econometría, marzo.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2009), *"La Cadena del Petróleo en Colombia"*, Bogotá, Ministerio de Minas y Energía.
- Van Meurs, P. (2008) “ Maximizing the value of government revenues from upstream petroleum arrangements under high oil prices A discussion document.” Van Meurs Corporation.
- Vásquez, H. (1994), *"La Historia del Petróleo en Colombia"*, Revista Universidad EAFIT, No 93 (Ene-Mar.1994), pp. 99-109.
- Yanovich, I. (2003), *"La Renovación del sector de Hidrocarburos en Colombia"*, Boletín del Observatorio Colombiano de Energía, No 10 (abril-junio), pp. 8-13.
- Yepes, L. (1986), *"Presente y Perspectivas del Mercado Petrolero Internacional "*, Revista Economía Colombiana, Contraloría General de la Republica, No 180-181 (Abril-Mayo), pp. 27-37.
- Zamora, A. (2002) “4<sup>th</sup> Generation Association Contracts in Colombia: Has the Model Been Exhausted?” Mimeo, Dundee University.

## TABLA CONTENIDO

<b>1. Introducción</b>	3
<b>2. Marco Institucional y legal</b>	5
2.1 Principales leyes: Constitución de 1886 y de 1991.	5
2.2 La constitución de 1991	9
2.3 La creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos: un viraje fundamental en la política petrolera	10
2.4 Regulación cambiaria y de inversión extranjera directa.	12
2.4.1 Inversión extranjera	12
2.4.2 Regulación Cambiaria	13
2.5 Estructura organizativa de la administración pública en el sector petrolero.	17
<b>3. Régimen fiscal</b>	19
3.1 Aspectos contractuales en Colombia	20
3.1.1 El nuevo contrato: el retorno de la concesión	30
3.2 Aspectos fiscales: Regalías e impuestos sobre la actividad.	32
3.2.1 La problemática de las regalías petroleras	35
3.3 “Government take” y “state take”: aplicaciones para el caso colombiano.	41
3.3.1 Cálculos del GT y ST	43
<b>4. La cadena de producción de petróleo en Colombia</b>	49
4.1 Etapas del negocio.	49
4.2 Algunos determinantes de la producción.	52
4.3 Evolución de la cadena de producción (1905-2011): contratación y exploración, producción y reservas	56
Bibliografía	71
Índice del anexo	78

## ÍNDICE DEL ANEXO

1. Estructura organizativa de la administración pública en el sector petrolero.	79
2. Comparación entre el régimen normal y el especial	81
3. Anexo Estadístico	85
3.1 Principales indicadores petroleros en Colombia (1921-2010)	85
3.2 Producción por distribución de crudo (1921 – 2010)	87
3.3 Producción de petróleo por gerencia y cuenca	88
3.4 Producción de hidrocarburos	89
3.5 Reservas Remanentes	90
3.6 Distribución de la propiedad de Reservas Remanentes	91
3.6.1 Distribución Sísmica en Colombia (1974 – 2010)	91
3.6.2 Sísmica en Colombia, Terrestre y Marítima (1975-2010)	92
3.7 Distribución Sísmica por Clase, 2D – 3D (1988-2010)	92
3.8 Kilómetros de Sísmica de equivalentes por Cuenca (1974 -2010)	93
3.9 Cuenca Petroleras de Colombia – Número de pozos A3 perforados	94
3.10 Histórico de Pozos A3 Perforados (1908-2010)	95
3.11 Número de Pozos A3 Perforados por Empresa (1988-2010)	96
3.12 Número de pozos perforados por concesión (1922-1944). Pozos exploratorios y de desarrollo	98
3.13 Histórico de número de contratos firmados, por tipo (1931- 2010)	99
3.14 Histórico de número de asociaciones firmados, por tipo (1931- 2010)	100
3.15 Estadísticas relacionadas con la voladura de oleoductos y derrame de crudo en Colombia (1986-2010)	100

## **ANEXO 1: Estructura organizativa de la administración pública en el sector petrolero.**

### **1. Estructura institucional**

La actual regulación de la actividad minero-energética y su estructura institucional se enmarcan en el contexto de los cambios establecidos en la Constitución de 1991, según la cual el Estado no interviene de manera directa en la actividad económica pero si establece normas y reglas claras de participación a los agentes. En este sentido, a través de las diferentes instituciones relacionadas con el sector minero, el Estado crea y promueve las condiciones para que los agentes participen en dicha actividad. Por tanto, el Estado desempeña un papel de facilitador, promotor y fiscalizador de la actividad minera.

Luego de la promulgación de una nueva constitución en la que se definieron los roles de los agentes y del Estado, en el año de 1999 con la expedición del Decreto 2152 se modificó la estructura organizativa del sector de minas y energía y se determinó que estaría conformado por el Ministerio de Minas y Energía, unidades administrativas especiales, establecimientos públicos y entidades vinculadas. En 2003, con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) se concluyó el diseño actual de la estructura organizativa del sector minero-energético, quedando conformado por:

#### **I. Unidades administrativas especiales:**

- Unidad de Planeación Minero Energética - UPME
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG
- Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

#### **II. Establecimientos Públicos:**

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

#### **III. Entidades Vinculadas:**

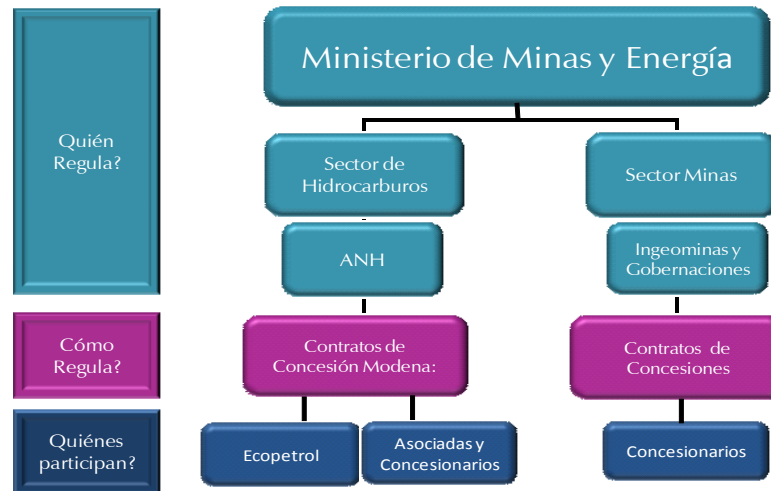
- ECOPETROL S.A.
- Empresa Colombiana de Gas, ECOGÁS
- Interconexión Eléctrica-ISA, Isagén, entre otras.

El Ministerio de Minas es quien regula la actividad del sector petrolero y minero apoyado para ello en la ANH, en el caso de la actividad de hidrocarburos y, en INGEOMINAS y en algunas



gobiernaciones, para los recursos naturales no-renovables diferentes a los recursos hidrocarburíferos, diagrama 2.3.

Diagrama 2.3  
Principales entidades del sector



Fuente: Elaboración propia basados en información de entidades

## ANEXO 2: Comparación entre el régimen normal y el especial

Régimen General	Régimen Especial
<b>Ámbito de Aplicación</b>	
Aplica para todas las entidades legales colombianas (incluyendo aquellas que realizan actividades de exploración y explotación de petróleo y gas) y las sucursales de entidades extranjeras legales no calificadas.	Aplica para las sucursales de compañías extranjeras exclusivamente dedicadas a la exploración y explotación de minas e hidrocarburos, así como a la provisión exclusiva de servicios técnicos al sector de hidrocarburos
<b>Características</b>	
Es obligatorio repatriar al mercado cambiario toda la moneda extranjera recibida de ventas en el exterior (i.e., es obligatorio traerla a Colombia e intercambiarla por moneda local a través de una institución financiera). Las cuentas de compensación también hacen parte del mercado cambiario.	No es obligatorio repatriar la moneda extranjera recibida de las ventas (i.e., traerla a Colombia e intercambiarla por moneda local). Esto solo es requerido para cubrir los gastos que se hacen en moneda colombiana.
La adquisición de moneda extranjera del mercado cambiario colombiano está permitida. Una entidad bajo este régimen debe realizar todos sus controles de operación de cambio a través de intermediarios cambiarios calificados o sus cuentas bancarias de compensación.	Por lo general, las sucursales calificadas no tienen acceso al mercado cambiario. Como resultado, a las sucursales calificadas no se les permite comprar moneda extranjera del mercado cambiario colombiano y, por lo tanto, la realización de determinadas operaciones cambiarias es limitada, y la mayoría de las sucursales deben hacerlo a través de la oficina principal. Excepcionalmente, las sucursales calificadas podrían remitir al extranjero a través del mercado cambiario (con la certificación del auditor o contador de la entidad) cualquier recaudo recibido en pesos colombianos por ventas internas de petróleo, gas natural o servicios al sector de hidrocarburos y la cantidad de capital a ser reembolsada a la oficina principal en el caso de la liquidación de la sucursal.
	Todos los gastos en que incurra la sucursal en Colombia deben ser pagados en moneda legal colombiana, a excepción de los pagos a compañías del mismo sector que pueden realizarse en moneda extranjera.
	Considerando que la importación de bienes es una operación de cambio realizada a través del mercado

	<p>cambiario, toda importación de bienes debe ser pagada completamente por la oficina principal con recursos propios. El pago de servicios (que es una operación de libre mercado no necesariamente canalizada a través del mercado cambiario) debe ser hecho en el exterior por la oficina principal a nombre de la sucursal. Estos pagos son considerados como contribuciones de capital cuando son pagados por la oficina principal en el extranjero. Los pagos deben ser tratados como inversiones suplementarias al capital asignado.</p>
<p>Las entidades legales colombianas pueden recibir inversiones en efectivo y en acciones vendidas en el extranjero (mientras que las sucursales no calificadas solo pueden recibir contribuciones en efectivo) bajo la forma de inversiones de capital.</p>	<p>Cuando una sucursal recibe inversiones en efectivo o en especie desde la oficina principal, tiene que ser registrada en la cuenta de <i>inversión suplementaria de capital asignado</i> (ISCA). La ISCA es una cuenta especial que, aunque forma parte integral de las cuentas de capital de la sucursal calificada, es una cuenta separada de la cuenta de capital asignado. Esto permite a los fondos de flujo de inversión entrar y salir de la cuenta de capital de la sucursal sin causar cambios en la cuenta de capital asignado, permitiendo así a la sucursal incrementar o reducir el balance de la cuenta ISCA sin requerir la formalidad de una resolución corporativa, o autorización previa de las entidades de supervisión colombianas (e.g., Superintendencia de Corporaciones). Por lo tanto, la ISCA puede ser administrada, en efecto, como una “cuenta corriente” de la sucursal en su propia oficina.</p>
<b>Movimientos en Moneda Extranjera</b>	
<p>Estas entidades pueden llevar a cabo todas las operaciones que son típicas en el mercado cambiario. Algunas de las operaciones de cambio son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Inversión extranjera de capital y similares.</li> <li>✓ Inversiones colombianas de capital en el exterior y similares.</li> <li>✓ Inversiones financieras en títulos emitidos en el extranjero, inversiones en activos localizados en el extranjero y similares, a menos que la inversión sea hecha con moneda extranjera de</li> </ul>	<p>Estas entidades pueden:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Recibir inversión extranjera en sus cuentas de capital asignado o ISCA.</li> <li>✓ Recibir la cantidad de moneda extranjera necesaria para sus gastos en el país.</li> <li>✓ Repatriar voluntariamente los recaudos de sus exportaciones solo para pagar gastos locales.</li> <li>✓ Remitir al extranjero los recaudos de la sucursal.</li> </ul> <p>Teniendo en cuenta que la oficina principal recibe los recaudos en el extranjero, la sucursal no se puede:</p>

<p>transacciones que no requieren ser realizadas a través del mercado cambiario.</p> <p>✓ Endosos y bonos garantizados en moneda extranjera.</p> <p>✓ Transacciones de derivados</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Realizar operaciones típicas del mercado cambiario.</li> <li>- Remitir beneficios.</li> <li>- Realizar operaciones extranjeras de endeudamiento.</li> <li>- Comprar moneda extranjera para el pago de deudas.</li> <li>- Pagar importaciones de bienes.</li> </ul>
<b>Requisitos</b>	
<p><b>Registro de inversión extranjera</b></p> <p>Es automático en el momento en el que se dirigen los fondos a través del mercado cambiario, a través de la presentación del formulario No. 4.</p> <p>La capitalización de sumas “con derecho de remesa,” tales como intereses o dividendos pagaderos, se registran usando el formulario No. 11.</p> <p><b>Fecha Límite</b></p> <p>Para el registro de sumas con derecho de remesa, hasta el 31 de marzo del año siguiente a la inversión.</p>	<p><b>Registro de inversión extranjera</b></p> <p>Capital: Es automático en el momento en el que se dirigen los fondos a través del mercado cambiario, a través de la presentación del formulario No. 4.</p> <p><b>Fecha Límite</b></p> <p>Para el registro de ISCA, hasta el 31 de marzo del año siguiente a la inversión.</p>
<p><b>Actualización Anual de la Inversión Extranjera</b></p> <p>Formulario No. 15 “Conciliación de patrimonio – compañías y sucursales del régimen general.”</p> <p><b>Fecha Límite</b></p> <p>Junio 30 si fue hecho electrónicamente, o 30 de abril si fue presentado en documento físico.</p>	<p><b>Actualización Anual de la Inversión Extranjera</b></p> <p>Formato No. 13 “Registro de ISCA y actualización de las cuentas de capital – sucursales del régimen especial.”</p> <p><b>Fecha Límite</b></p> <p>Hasta junio 30 del año siguiente del correspondiente año si no hubo movimientos en la cuenta ISCA; de otra forma aplica la fecha de marzo anterior.</p>
<b>Operaciones extranjeras de comercio</b>	
<p>El pago de importaciones tiene que ser hecho a través del mercado cambiario colombiano.</p> <p>Los recaudos de las exportaciones tienen que traerse al mercado cambiario colombiano.</p>	<p>Importaciones provenientes de la oficina principal o de terceros no pueden ser pagados en moneda extranjera; por lo tanto, todos los bienes que entren al país deben entrar como contribución de la oficina principal. La importaciones, por lo tanto, clasifican como importaciones no reembolsables y, así, no hay que hacer el pago en moneda extranjera.</p> <p>No hay obligación de reintegrar al mercado cambiario colombiano los recaudos de sus exportaciones.</p>
<b>Endeudamiento Externo</b>	
Estas entidades pueden entrar a realizar (pasiva o	Estas entidades no pueden entrar a realizar (pasiva o

<p>activamente) transacciones de endeudamiento en el extranjero.</p> <p>La moneda extranjera proveniente de operaciones de endeudamiento y sus costos financieros tienen que ser realizados a través del mercado cambiario colombiano.</p>	<p>activamente) transacciones de endeudamiento en el extranjero por ningún concepto de “leasing” internacional</p>
<p><b>Cuentas en Moneda Extranjera</b></p>	
<p>Estas entidades podrían tener cuentas corrientes o de ahorros en moneda extranjera con entidades financieras extranjeras y no se requiere que las reporten o las registren con el Banco Central. Estas cuentas pueden ser usadas solamente para manejar operaciones que no requieren del mercado cambiario (sección 55 resolución 8 de 2000).</p>	<p>Estas entidades pueden tener cuentas corrientes o de ahorros en moneda extranjera con entidades financieras extranjeras y no se requiere que las reporten o las registren con el Banco Central (sección 55 resolución 8 de 2000). Ninguna operación, aparte de operaciones libres, pueden realizarse en el mercado cambiario.</p>
<p>Estas entidades pueden tener cuentas corrientes de compensación registradas ante el Banco Central para manejar operaciones que tienen que realizarse en el mercado cambiario. (Sección 56 Resolución 8 de 2000).</p>	<p>Estas entidades no pueden tener cuentas de compensación porque la posibilidad de acceder al mercado cambiario está proscrita.</p>

**Fuente: Ernst and Young (2010) “Global oil and tax guide”**

## ANEXO 3. Estadísticas históricas del sector petrolero en Colombia.

### 3.1: Principales indicadores petroleros en Colombia (1921-2010)

Año	Producción		Exploración		Reservas	Exportaciones		Importaciones Crudo		Precios internacionales		Cargas a Refinerías
	Barriles de Petróleo Diario (BPD)	Sísmica, Kilómetros Equivalentes	Número de Pozos A3 Perforados	Número de Pozos de Desarrollo Perforados	Remanentes (Millones de Barriles de Petróleo - MBDDP)	Volumen (BPD)	Valor (KUSD)	Volumen (BDPC)	Valor (MUSD)	Corrientes (USD)	Constantes (2009 USD)	Barriles de Petróleo Diario (BPD)
1921	200	n.d.	1	n.d.	800	0	0	n.d.	n.d.	1.7	20.7	0
1922	900	n.d.	5	5	800	0	0	n.d.	n.d.	1.6	20.6	554
1923	1,200	n.d.	3	n.d.	799	0	0	n.d.	n.d.	1.3	16.8	946
1924	1,200	n.d.	2	8	799	0	0	n.d.	n.d.	1.4	17.9	932
1925	2,800	n.d.	5	49	798	0	0	n.d.	n.d.	1.7	20.5	1,631
1926	17,600	n.d.	7	62	793	12,883	9,438	n.d.	n.d.	1.9	22.8	2,048
1927	41,100	n.d.	6	82	778	37,993	22,446	n.d.	n.d.	1.3	16.1	3,351
1928	54,400	n.d.	10	106	758	49,750	25,714	n.d.	n.d.	1.2	14.6	4,096
1929	55,900	n.d.	2	122	738	51,668	27,154	n.d.	n.d.	1.3	15.9	4,633
1930	55,800	n.d.	3	115	718	53,075	26,226	n.d.	n.d.	1.2	15.3	3,417
1931	50,000	n.d.	1	46	987	47,192	15,751	n.d.	n.d.	0.7	9.2	3,501
1932	44,800	n.d.	1	32	971	42,556	16,596	n.d.	n.d.	0.9	13.7	2,615
1933	36,100	n.d.	1	16	959	32,794	9,067	n.d.	n.d.	0.7	11.1	2,155
1934	47,500	n.d.	1	30	942	45,925	17,011	n.d.	n.d.	1.0	16.0	3,867
1935	48,200	n.d.	0	50	924	44,303	29,099	0	0	1.0	15.2	3,920
1936	51,300	n.d.	2	46	906	44,819	28,269	0	0	1.1	16.9	5,698
1937	56,400	n.d.	1	75	886	49,286	35,079	0	0	1.2	17.6	6,602
1938	59,100	n.d.	5	129	865	51,258	37,206	0	0	1.1	17.2	7,672
1939	65,400	n.d.	8	148	841	53,950	31,983	0	0	1.0	15.7	7,811
1940	69,900	n.d.	8	95	815	62,294	39,920	0	0	1.0	15.6	7,866
1941	67,300	n.d.	5	47	791	61,625	40,526	0	0	1.1	16.6	8,647
1942	28,700	n.d.	16	9	780	20,461	8,096	0	0	1.2	15.7	8,509
1943	36,300	n.d.	4	10	767	29,489	11,452	0	0	1.2	14.9	9,742
1944	60,900	n.d.	6	29	744	51,558	21,369	0	0	1.2	14.7	10,708
1945	61,500	n.d.	6	51	1,109	54,131	22,235	0	0	1.1	12.5	11,746
1946	60,600	n.d.	10	n.d.	1,087	49,469	23,961	0	0	1.1	12.3	n.d.
1947	67,900	n.d.	16	n.d.	1,062	54,444	37,315	0	0	1.9	18.2	n.d.
1948	65,500	n.d.	11	52	1,038	52,311	47,875	0	0	2.0	17.7	n.d.
1949	81,400	n.d.	14	n.d.	1,269	67,131	58,191	0	0	1.8	16.0	n.d.
1950	93,300	n.d.	4	n.d.	1,235	78,525	64,489	0	0	1.7	15.2	n.d.
1951	103,600	n.d.	8	n.d.	1,196	89,547	72,685	0	0	1.7	14.1	n.d.
1952	103,500	n.d.	7	n.d.	1,158	86,533	71,471	0	0	1.7	13.8	n.d.
1953	106,900	n.d.	15	150	1,136	89,081	76,295	0	0	1.9	15.5	33,111
1954	109,100	n.d.	16	105	1,096	84,469	75,785	0	0	1.9	15.4	31,670
1955	107,000	n.d.	13	106	1,056	70,500	61,484	0	0	1.9	15.5	37,397
1956	122,800	n.d.	11	100	1,071	81,453	70,155	0	0	1.9	15.2	40,559
1957	124,800	n.d.	21	140	1,025	74,894	72,354	0	0	1.9	14.5	51,049
1958	128,500	n.d.	28	141	978	66,500	65,404	0	0	2.1	15.4	64,289
1959	147,100	n.d.	32	190	925	79,228	73,292	0	0	2.1	15.3	67,244
1960	155,200	n.d.	20	130	869	87,392	80,402	0	0	1.9	13.7	69,018
1961	145,300	n.d.	24	62	816	76,464	68,237	0	0	1.8	12.9	71,040
1962	144,500	n.d.	13	64	841	67,531	60,584	0	0	1.8	12.8	76,390
1963	164,800	n.d.	18	50	927	85,844	76,446	0	0	1.8	12.6	77,452
1964	167,900	n.d.	23	73	939	86,689	76,281	0	0	1.8	12.4	84,737
1965	202,100	n.d.	15	52	993	113,006	88,169	0	0	1.8	12.2	92,460
1966	197,400	n.d.	16	48	921	98,819	70,987	0	0	1.8	11.9	98,026
1967	191,200	n.d.	14	35	867	86,514	61,211	0	0	1.8	11.6	108,663
1968	161,500	n.d.	17	n.d.	804	51,244	36,334	0	0	1.8	11.1	124,806
1969	210,200	n.d.	23	n.d.	938	82,919	56,671	0	0	1.8	10.5	128,434
1970	218,300	n.d.	16	50	859	86,792	58,619	0	0	1.8	9.9	127,409
1971	214,400	n.d.	15	n.d.	780	70,572	51,236	0	0	2.2	11.9	135,471
1972	196,500	n.d.	17	n.d.	709	41,456	30,791	0	0	2.5	12.7	149,606
1973	183,200	n.d.	20	38	642	26,108	25,677	0	0	3.3	15.9	150,972
1974	166,800	9,318	18	18	581	1,333	4,462	0	0	11.6	50.4	155,839
1975	155,500	4,064	10	21	525	0	0	0	0	11.5	46.0	149,706
1976	144,700	5,200	13	36	472	0	0	7,137	33	12.8	48.2	153,289
1977	136,500	11,048	10	71	427	0	0	18,683	84	13.9	49.2	156,212
1978	129,700	9,278	12	59	380	0	0	26,108	130	14.0	46.1	147,124
1979	125,400	13,897	21	65	431	0	0	24,533	120	31.6	93.4	145,574
1980	124,600	6,785	28	82	554	0	0	31,815	295	36.8	95.9	153,257
1981	133,800	10,773	44	111	531	0	0	31,166	310	35.9	84.8	165,894
1982	141,700	6,696	49	151	610	0	0	17,298	233	33.0	73.3	163,297
1983	152,100	19,609	22	213	635	0	0	41,421	382	29.6	63.7	185,448
1984	167,000	9,916	27	230	1,108	0	0	28,518	283	28.8	59.4	188,016
1985	176,500	13,389	39	292	1,244	0	0	20,201	181	27.6	55.0	186,068
1986	302,100	9,416	32	268	1,696	46,729	200,660	0	0	14.4	28.2	201,985
1987	385,300	7,757	54	92	1,907	147,566	942,360	0	0	18.4	34.8	225,465
1988	374,800	11,956	66	199	2,052	147,120	724,300	0	0	14.9	27.1	220,175
1989	404,400	11,612	52	140	1,984	166,459	1,045,250	0	0	18.2	31.5	242,721
1990	439,500	9,594	46	108	1,991	194,746	1,539,680	0	0	23.7	38.9	232,665
1991	425,600	7,691	32	84	1,885	172,139	1,137,730	0	0	20.0	31.5	245,676
1992	438,400	9,691	29	39	3,232	176,905	1,132,540	3,143	18	19.3	29.5	239,733
1993	453,300	7,035	17	31	3,156	183,135	1,058,390	8	11	17.0	25.2	242,255
1994	454,000	2,211	17	40	3,138	187,590	1,017,170	0	0	15.8	22.9	246,713
1995	585,000	2,180	10	44	2,952	307,884	1,896,870	0	0	17.0	24.0	255,809
1996	626,100	2,148	10	67	2,798	321,827	2,491,400	899	6	20.7	28.3	279,939
1997	653,600	2,723	12	92	2,577	352,185	2,337,610	0	0	19.1	25.5	279,205
1998	754,500	2,076	17	65	2,478	467,318	2,093,280	2	3	12.7	16.7	280,797
1999	815,300	8,682	14	63	2,289	526,526	3,336,980	2,964	19	18.0	23.1	284,468
2000	687,100	1,355	18	92	1,972	390,175	4,014,842	5,029	46	28.5	35.5	290,876
2001	604,400	2,399	14	141	1,842	301,312	2,590,541	6,520	54	24.4	29.6	302,862
2002	577,870	2,068	10	82	1,632	297,152	2,577,740	3,785	30	25.0	29.8	289,232
2003	541,300	3,470	28	168	1,543	237,376	2,476,520	3,299	39	28.8	33.6	302,634
2004	528,400	6,767	21	148	1,453	222,696	2,995,941	6,770	52	38.3	43.5	308,609
2005	525,900	11,896	35	205	1,453	224,215	4,031,870	7,557	126	54.5	59.9	299,213
2006	528,200	26,477	56	202	1,506	216,568	4,535,370	8,382	194	65.1	69.3	314,871
2007	531,444	9,970	70	534	1,358	230,934	5,544,610	14,202	363	72.4	74.9	313,120
2008	587,700	16,286	99	620	1,668	292,236	9,306,209	5,765	248	97.3	96.9	315,512
2009	670,594	20,117	75	506	1,988	386,125	8,053,481	0	0	61.7	61.7	301,817
2010	785,401	25,965	112	733	n.d.	507,907	13,393,973	0	0	79.0	60.3	n.d.

Fuentes: Estadísticas de la industria Petrolera. ECOPEPETROL (1985, 1995, 2006); Estadísticas de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME; Indicadores de Gestión y Estadísticas de la industria Petrolera a Marzo de 2011. Asociación Nacional de Hidrocarburos - ANH. (2011); Informe Estadístico Petrolero. Asociación Colombiana de Petróleos – ACP (2011); Memorias del Ministro de Minas y Petróleo al Congreso de la República, Ministerio de Minas y Petróleo (1945, 1948), Memorias del Ministro de Minas y Energía al Congreso de la República, Ministerio de Minas y Energía (1959, 1960, 1961, 1962, 1963, 1967, 1970, 1978, 1982); Revista del Banco de la República, Banco de la República (1930 - 1970); BP Statistical Review of World Energy, June 2010. BP (2010); Estadísticas de Comercio Internacional. Banco de la República, Subgerencia de Estudios Económicos, Sector Externo; Estimaciones propias con base en estadísticas de IndexMundi y Trading Economics para el precio del crudo en 2010.

n.d. = No Disponible

Nota Metodológica: Las estimaciones se hacen restando el número de pozos A1, A2 y A3 reportados ECOPEPETROL en su publicación "Estadísticas de la Industria Petrolera" (1995) del total de pozos perforados reportados en las Memorias del Ministro de Minas y Petróleo al Congreso de la República (1945, 1948).

### 3.2: Producción por modalidad de contrato (1921 – 2010)

Barriles de petróleo Diarios (BPD)

Año	ECOPETROL Directa (a)	Asociación (b)	Concesión (c)	Contratos ANH (d)	Total país
1921	0	0	200		200
1922	0	0	900		900
1923	0	0	1,200		1,200
1924	0	0	1,200		1,200
1925	0	0	2,800		2,800
1926	0	0	17,600		17,600
1927	0	0	41,100		41,100
1928	0	0	54,400		54,400
1929	0	0	55,900		55,900
1930	0	0	55,800		55,800
1931	0	0	50,000		50,000
1932	0	0	44,800		44,800
1933	0	0	36,100		36,100
1934	0	0	47,500		47,500
1935	0	0	48,200		48,200
1936	0	0	51,300		51,300
1937	0	0	56,400		56,400
1938	0	0	59,100		59,100
1939	0	0	65,400		65,400
1940	0	0	69,900		69,900
1941	0	0	67,300		67,300
1942	0	0	28,700		28,700
1943	0	0	36,300		36,300
1944	0	0	60,900		60,900
1945	0	0	61,500		61,500
1946	0	0	60,600		60,600
1947	0	0	67,900		67,900
1948	0	0	65,500		65,500
1949	0	0	81,400		81,400
1950	0	0	93,300		93,300
1951	38,000	0	65,600		103,600
1952	35,000	0	68,500		103,500
1953	34,700	0	72,200		106,900
1954	31,700	0	77,400		109,100
1955	30,800	0	76,200		107,000
1956	29,300	0	93,500		122,800
1957	28,400	0	96,400		124,800
1958	27,400	0	101,100		128,500
1959	26,900	0	120,200		147,100
1960	27,500	0	127,700		155,200
1961	27,900	0	117,400		145,300
1962	28,800	19,700	96,000		144,500
1963	26,000	15,800	123,000		164,800
1964	27,900	14,300	125,700		167,900
1965	28,400	12,000	161,700		202,100
1966	27,200	11,000	159,200		197,400

Año	ECOPETROL Directa (a)	Asociación (b)	Concesión (c)	Contratos ANH (d)	Total país
*Continuación					
1967	29,200	10,000	152,000		191,200
1968	28,500	9,000	124,000		161,500
1969	26,000	8,800	175,400		210,200
1970	26,400	7,200	184,700		218,300
1971	26,400	6,200	181,800		214,400
1972	27,000	18,800	150,700		196,500
1973	26,700	25,200	131,300		183,200
1974	43,300	34,300	89,200		166,800
1975	43,100	30,500	81,900		155,500
1976	53,500	17,500	73,700		144,700
1977	49,000	16,300	71,200		136,500
1978	47,400	16,000	66,300		129,700
1979	50,200	5,700	67,500		123,400
1980	70,300	7,000	47,300		124,600
1981	68,700	9,500	55,600		133,800
1982	67,800	15,000	58,900		141,700
1983	69,300	20,200	62,600		152,100
1984	69,600	31,800	65,600		167,000
1985	68,400	41,100	67,000		176,500
1986	73,200	162,500	66,400		302,100
1987	79,500	243,700	62,100		385,300
1988	80,700	234,400	59,700		374,800
1989	83,300	262,600	58,500		404,400
1990	87,500	294,800	57,200		439,500
1991	83,900	288,200	53,500		425,600
1992	90,700	302,300	45,400		438,400
1993	93,700	323,700	35,900		453,300
1994	95,600	328,100	30,300		454,000
1995	112,400	460,200	12,400		585,000
1996	115,600	495,500	15,000		626,100
1997	119,500	517,600	16,500		653,600
1998	115,800	622,200	16,500		754,500
1999	103,000	695,100	17,200		815,300
2000	122,600	546,300	18,200		687,100
2001	117,800	464,600	22,000		604,400
2002	114,900	442,670	20,300		577,870
2003	113,000	409,100	19,200		541,300
2004	122,100	390,300	16,000		528,400
2005	137,600	372,500	15,800		525,900
2006	160,539	362,061	5,600		528,200
2007	164,681	348,638	4,600	13,525	531,444
2008	191,969	368,364	3,700	23,667	587,700
2009	223,999	386,837	4,150	55,608	670,594
2010	264,465	431,259	3,925	85,752	785,401

Fuentes: Estadísticas de la industria Petrolera. ECOPETROL (2006); Estadísticas de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME; Indicadores de Gestión y Estadísticas de la industria Petrolera a Marzo de 2011. Asociación Nacional de Hidrocarburos - ANH. (2011); Informe Estadístico Petrolero. Asociación Colombiana de Petróleos – ACP (2011).

Nota Metodológica: Para la estimación de la producción por concesión en los años 2009 y 2010, se toma como supuesto que es el promedio móvil de la producción por Concesión dos periodos atrás. La producción en Asociación se define como el complemento de la producción en concesión más ECOPETROL directa más ANH.



### 3.3 Producción petróleo por gerencia y cuenca

Miles de Barriles Diarios (KBPD) ECOPETROL DIRECTA (a) Gerencia						Miles de Barriles Diarios (KBPD) Asociación + Concesión (b) Cuenca									
Año	Centro Oriente*	Llanos (LLAN)	Sur (PUT)	Alto Magdalena (VSM)	Total ECOPEPETROL	Año	Catatumbo (CAT)	Cordillera Central (COR)	Llanos Orientales (LLAN)	Putumayo (PUT)	Valle Inferior Magdalena (VIM)	Valle Medio Magdalena (VMM)	Valle Superior Magdalena (VSM)	Otras	Total Concesión + Asociación
1980	50.20		20.10		70.30	1980	4.60	0.00	2.70	1.20	0.00	28.70	17.10	0.00	54.30
1981	50.10		18.60		68.70	1981	4.60	0.00	3.60	0.90	0.00	29.40	26.80	0.00	65.30
1982	49.80	0.80	17.20		67.80	1982	3.50	0.00	3.60	1.00	0.00	32.00	33.90	0.00	74.00
1983	48.90	4.20	16.20		69.30	1983	3.10	0.00	8.30	0.70	0.00	33.80	36.80	0.00	82.70
1984	47.10	5.30	17.20		69.60	1984	2.60	0.00	16.90	0.70	0.00	39.30	37.90	0.00	97.40
1985	44.80	6.90	16.70		68.40	1985	2.40	0.00	19.60	0.60	0.00	45.90	39.50	0.00	108.00
1986	49.70	7.20	16.30		73.20	1986	1.40	0.00	130.30	1.30	0.00	48.70	47.10	0.00	228.80
1987	50.10	14.50	14.90		79.50	1987	0.80	0.00	211.70	1.00	0.00	41.20	51.00	0.00	305.70
1988	48.60	16.20	15.90		80.70	1988	1.40	0.00	194.00	0.80	0.00	39.90	58.00	0.00	294.10
1989	45.60	22.40	15.30		83.30	1989	1.30	0.00	221.20	0.60	0.00	41.60	56.20	0.00	320.90
1990	46.10	28.40	13.00		87.50	1990	1.10	0.00	253.90	0.50	0.00	41.30	55.00	0.00	351.80
1991	42.60	30.40	10.90		83.90	1991	1.10	0.00	244.20	0.50	0.00	39.30	56.50	0.00	341.60
1992	42.60	35.20	12.90		90.70	1992	1.10	0.00	257.10	2.30	0.00	30.20	56.80	0.00	347.50
1993	45.60	35.10	13.00		93.70	1993	1.30	0.00	268.80	4.00	0.00	21.10	63.70	0.70	359.60
1994	44.50	38.30	10.90	1.90	95.60	1994	1.30	0.00	265.10	3.70	0.00	20.80	65.80	0.70	357.40
1995	42.00	42.70	11.80	15.90	112.40	1995	0.40	0.00	393.90	6.50	0.00	18.70	52.60	0.50	472.60
1996	41.00	45.80	11.80	17.00	115.60	1996	0.00	0.00	437.40	8.70	0.00	16.40	46.90	0.40	509.80
1997	38.10	49.80	11.40	20.20	119.50	1997	0.00	0.00	456.40	9.40	0.00	15.40	52.70	0.20	534.10
1998	36.50	48.70	10.80	19.80	115.80	1998	0.00	0.00	563.00	5.20	0.00	15.30	55.10	0.10	638.70
1999	33.50	40.40	10.10	19.00	103.00	1999	0.00	0.00	629.80	3.80	0.00	16.90	62.10	0.00	712.60
2000	32.40	63.70	8.20	18.30	122.60	2000	0.00	0.00	478.40	2.90	0.00	15.53	67.64	0.00	564.47
2001	30.90	62.00	8.00	16.90	117.80	2001	0.00	0.00	392.69	2.50	0.00	14.23	77.39	0.00	486.81
2002	29.10	60.70	9.10	16.00	114.90	2002	0.00	0.00	375.11	2.10	0.00	14.40	71.36	0.00	462.97
2003	27.60	58.90	9.60	16.90	113.00	2003	0.07	0.00	338.65	1.65	0.00	18.63	68.82	0.73	428.55
2004	31.40	66.60	9.30	14.80	122.10	2004	0.00	0.00	301.19	2.00	0.00	21.84	80.92	0.42	406.37
2005	34.00	81.80	8.30	13.50	137.60	2005	0.02	0.00	280.51	3.95	0.00	23.10	80.25	0.40	388.23
2006	37.80	88.56	9.24	24.93	160.54	2006	0.06	0.10	266.92	6.10	0.00	24.45	70.04	0.00	367.66
2007	45.55	85.23	9.87	24.03	164.68	2007	0.03	0.13	261.99	9.59	0.00	25.68	69.35	0.00	366.76
2008	59.55	97.13	9.92	25.37	191.97	2008	0.04	0.09	289.98	10.16	0.02	29.32	66.12	0.00	395.73
2009	70.94	114.73	10.65	27.68	224.00	2009	0.03	0.09	335.64	18.14	0.02	31.03	61.65	0.00	446.60
2010	77.41	148.09	12.01	26.96	264.46	2010	0.03	0.11	401.89	25.32	0.03	36.52	57.05	0.00	520.94

\* La gerencia Centro Oriente comprende las cuencas de Catatumbo (CAT), Valle Medio del Magdalena (VMM) y Valle Inferior del Magdalena (VIM).

Fuente: Estadísticas de la industria Petrolera. ECOPEPETROL (1985, 1991- 2006); Informe Estadístico Petrolero. Asociación Colombiana de Petróleos – ACP (2011); Ministerio de Minas y Energía, Memorias del Ministro de Minas y Energía al Congreso de la República.

### 3.4: Producción de hidrocarburos

Por Concesión

Miles de Barriles Diarios (KBPD)

Año	Concesión Mares (Ecopetrol) (VMM)	Concesión Barco (Colombian Petroleum Company) (CAT)	Concesión Yon.d.ó (Concesionario de Petróleos Shell Cón.d.or) (VMM)	Concesión Cantagallo (Concesionara de Petróleos Shell Cón.d.or) (VMM)	Concesión El Difícil (Concesionario de Petróleos Shell Cón.d.or) (VIM)	Propiedad privada Guadaquí (Texas Petroleum Company) (VSM)	Concesión San Pablo (Concesionario de Petróleos Shell Cón.d.or) (VMM)	Otras concesiones	Total
1942	25.56	3.14							28.70
1943	31.49	4.81							36.30
1944	48.58	12.32							60.90
1945	42.16	14.93	4.41						61.50
1946	35.21	16.71	8.67						60.60
1947	33.83	21.03	12.99	0.04					67.90
1948	25.19	22.02	15.61	1.07	1.61				65.50
1949	32.69	25.91	17.05	0.92	4.17	0.65			81.40
1950	35.81	25.73	26.49	1.20	2.99	1.08			93.30
1951	37.36	27.26	34.62	1.16	1.96	1.24			103.60
1952	34.23	27.24	36.26	0.73	1.37	3.67			103.50
1953	33.99	25.30	40.25	1.51	1.11	4.30		0.44	106.90
1954	31.65	27.26	41.23	2.29	1.07	4.10	0.04	1.45	109.10
1955	30.32	26.37	34.56	2.30	1.39	9.50	1.37	1.19	107.00
1956	29.93	27.19	33.57	2.46	1.48	22.36	3.78	2.03	122.80
1957	28.65	25.72	29.64	2.54	1.26	22.20	6.41	8.39	124.80
1958	27.84	25.86	25.80	2.28	0.98	22.96	5.93	16.84	128.50
1959	27.62	24.99	22.73	2.51	0.93	28.64	11.23	28.44	147.10
1960	27.97	23.81	21.34	2.57	0.77	28.11	14.34	36.30	155.20
1961	28.16	24.76	18.67	2.16	0.66	21.75	14.89	34.25	145.30
1962	29.08	24.00	15.91	1.49	0.62	19.41	14.72	39.27	144.50
1963	49.71	25.35	14.64	1.18	0.51	17.59	10.98	44.85	164.80
1964	48.50	25.61	9.54	0.97	0.95	18.07	9.78	54.50	167.90
1965	46.83	23.68	13.13	1.31	1.12	19.95	14.36	81.73	202.10
1966	43.78	21.34	11.97	1.27	0.99	18.79	14.48	84.79	197.40
1967	44.40	19.20	11.04	1.18	1.13	19.37	12.95	81.93	191.20
1968	39.06	16.68	9.24	0.89	0.96	15.87	10.54	68.26	161.50
1969	38.86	17.15	8.97	0.94	1.06	14.52	10.65	118.05	210.20
1970	36.89	15.63	8.40	0.94	0.98	12.48	9.33	133.64	218.30

Fuente: Elaboración propia de los autores con base en: 1945 - 1970: Revista del Banco de la República, Banco de la República, Estudios Económicos (1945 - 1970).

### 3.5: Reservas Remanentes

Millones de Barriles

Año	Total Reservas Remanentes (a)	Reservas Incorporadas			Año	Total Reservas Remanentes (a)	Reservas Incorporadas		
		Reservas Descubiertas (b)	Reservas Revaluadas (c)	Total Incorporadas			Reservas Descubiertas (b)	Reservas Revaluadas (c)	Total Incorporadas
1921	800	0	0	0					
1922	800	0	0	0					
1923	799	0	0	0					
1924	799	0	0	0					
1925	798	0	0	0					
1926	793	2	0	2					
1927	778	0	0	0					
1928	758	0	0	0					
1929	738	0	0	0					
1930	718	0	0	0					
1931	987	287	0	287					
1932	971	0	0	0					
1933	959	0	0	0					
1934	942	0	0	0					
1935	924	0	0	0					
1936	906	0	0	0					
1937	886	0	0	0					
1938	865	0	0	0					
1939	841	0	0	0					
1940	815	0	0	0					
1941	791	0	0	0					
1942	780	0	0	0					
1943	767	0	0	0					
1944	744	0	0	0					
1945	1,109	387	0	387					
1946	1,087	0	0	0					
1947	1,062	0	0	0					
1948	1,038	0	0	0					
1949	1,269	261	0	261					
1950	1,235	0	0	0					
1951	1,196	0	0	0					
1952	1,158	0	0	0					
1953	1,136	17	0	17					
1954	1,096	0	0	0					
1955	1,056	0	0	0					
1956	1,071	60	0	60					
1957	1,025	0	0	0					
1958	978	0	0	0					
1959	925	0	0	0					
1960	869	0	0	0					
1961	816	0	0	0					
1962	841	77	0	77					
1963	927	146	0	146					
1964	939	75	0	75					
1965	993	126	0	126					
					Cont.				
					1966	921	0	0	0
					1967	867	14	0	14
					1968	804	0	0	0
					1969	938	211	0	211
					1970	859	0	0	0
					1971	780	0	0	0
					1972	709	0	0	0
					1973	642	0	0	0
					1974	581	0	0	0
					1975	525	0	0	0
					1976	472	0	0	0
					1977	427	5	0	5
					1978	380	0	0	0
					1979	431	96	0	96
					1980	554	169	0	169
					1981	531	26	0	26
					1982	610	131	0	131
					1983	635	81	0	81
					1984	1,108	541	-7	534
					1985	1,244	58	142	200
					1986	1,696	45	518	563
					1987	1,907	157	195	352
					1988	2,052	201	80	281
					1989	1,984	43	37	80
					1990	1,991	47	120	167
					1991	1,885	57	-8	49
					1992	3,232	1,485	23	1,507
					1993	3,156	14	76	90
					1994	3,139	5	143	148
					1995	2,952	15	12	27
					1996	2,798	0	75	75
					1997	2,577	0	14	14
					1998	2,478	93	83	176
					1999	2,289	4	106	111
					2000	1,972	13	-81	-68
					2001	1,842	27	64	91
					2002	1,632	34	-33	1
					2003	1,543	7	101	108
					2004	1,478	24	105	128
					2005	1,453	19	148	167
					2006	1,510	23	226	250
					2007	1,358	42	0	42
					2008	1,669	125	399	524
					2009	1,988	n.d.	n.d.	565

Fuente: Estadísticas de la industria Petrolera. ECOPETROL (2006); Estadísticas de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME; Indicadores de Gestión y Estadísticas de la industria Petrolera a Marzo de 2011. Asociación Nacional de Hidrocarburos - ANH. (2011).

### 3.6: Distribución de la propiedad de Reservas Remanentes

Millones de Barriles

Año	Asociación	Concesión	Ecopetrol	E&P	Total Reservas Remanentes
1985	848	105	291	0	1,244
1986	1,119	118	459	0	1,696
1987	1,245	141	521	0	1,907
1988	1,326	120	606	0	2,052
1989	1,221	172	591	0	1,984
1990	1,176	172	643	0	1,991
1991	1,102	152	631	0	1,885
1992	2,523	108	601	0	3,232
1993	2,440	92	624	0	3,156
1994	2,434	33	672	0	3,139
1995	2,291	28	633	0	2,952
1996	2,177	23	598	0	2,798
1997	1,985	24	568	0	2,577
1998	1,909	31	538	0	2,478
1999	1,714	30	546	0	2,289
2000	1,223	23	726	0	1,972
2001	1,095	20	727	0	1,842
2002	955	13	664	0	1,632
2003	915	10	618	0	1,542
2004	829	16	633	0	1,478
2005	777	10	666	0	1,453
2006	751	8	751	0	1,510
2007	765	17	577	0	1,358
2008	938	9	625	97	1,669
2009	1,070	7	794	117	1,988

Fuente: Estadísticas de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME.

#### 3.6.1: Distribución Sísmica en Colombia (1974 – 2010)

Kilómetros Equivalentes - KM

Año	ECOPETROL Directa	Privada	ANH	Total País	Año	ECOPETROL Directa	Privada	ANH	Total País
1974	1,117	8,201	0	9,318	Cont.				
1975	1,300	2,764	0	4,064	1993	1,990	5,045	0	7,035
1976	2,900	2,300	0	5,200	1994	1,179	1,032	0	2,211
1977	4,285	6,763	0	11,048	1995	626	1,554	0	2,180
1978	3,482	5,796	0	9,278	1996	621	1,527	0	2,148
1979	6,345	7,552	0	13,897	1997	784	1,939	0	2,723
1980	1,861	4,924	0	6,785	1998	825	1,251	0	2,076
1981	2,710	8,063	0	10,773	1999	199	8,483	0	8,682
1982	1,689	5,007	0	6,696	2000	186	1,169	0	1,355
1983	17,170	2,439	0	19,609	2001	114	2,285	0	2,399
1984	3,276	6,640	0	9,916	2002	512	1,555	0	2,068
1985	2,016	11,373	0	13,389	2003	1,651	1,819	0	3,470
1986	740	8,676	0	9,416	2004	2,481	4,286	0	6,767
1987	3,125	4,632	0	7,757	2005	855	2,867	8,173	11,896
1988	5,191	6,765	0	11,956	2006	1,229	15,382	9,866	26,477
1989	4,727	6,885	0	11,612	2007	0	9,970	0	9,970
1990	4,528	5,066	0	9,594	2008	476	15,318	492	16,286
1991	4,515	3,176	0	7,691	2009	0	18,809	1,309	20,117
1992	3,803	5,888	0	9,691	2010	0	25,795	170	25,965

Fuente: Estadísticas de la industria Petrolera. ECOPETROL (1990, 2006); Indicadores de Gestión y Estadísticas de la industria Petrolera a Marzo de 2011. Asociación Nacional de Hidrocarburos - ANH. (2011).

### 3.6.2: Sísmica en Colombia, Terrestre y Marítima (1975-2010)

Kilómetros Equivalentes - KM								
Año	Terrestre	Marina	Total	Año	Terrestre	Marina	Total	
1975	2,201	1,863	4,064	Cont.	1993	4,992	2,043	7,035
1976	4,197	1,003	5,200	1994	2,211	0	2,211	
1977	5,768	5,300	11,068	1995	2,180	0	2,180	
1978	9,278	0	9,278	1996	2,148	0	2,148	
1979	6,324	7,573	13,897	1997	2,723	0	2,723	
1980	6,785	0	6,785	1998	2,076	0	2,076	
1981	10,773	0	10,773	1999	564	8,118	8,682	
1982	6,696	0	6,696	2000	1,355	0	1,355	
1983	3,532	16,077	19,609	2001	2,399	0	2,399	
1984	5,094	4,822	9,916	2002	2,068	0	2,068	
1985	13,389	0	13,389	2003	2,269	1,201	3,470	
1986	9,416	0	9,416	2004	2,354	4,414	6,767	
1987	7,757	0	7,757	2005	3,722	8,173	11,896	
1988	11,956	0	11,956	2006	10,269	16,208	26,477	
1989	10,063	1,549	11,612	2007	6,128	3,842	9,970	
1990	9,594	0	9,594	2008	10,345	5,941	16,286	
1991	7,691	0	7,691	2009	12,050	8,067	20,117	
1992	9,691	0	9,691	2010	n.d.	n.d.	25,965	

Fuente: Estadísticas de la industria Petrolera. ECOPEPETROL (1990, 2006); Memorias del Ministro de Minas y Energía al Congreso de la República, Ministerio de Minas y Energía (2007, 2008, 2009).

### 3.7: Distribución Sísmica por Clase, 2D – 3D (1988-2010)

Kilómetros Equivalentes - KM			
Año	Sísmica 2D	Sísmica 3D	Total Sísmica Equivalente
1988	11,956	0	11,956
1989	11,612	0	11,612
1990	9,594	0	9,594
1991	n.d.	n.d.	7,691
1992	9,629	62	9,691
1993	4,820	2,215	7,035
1994	2,033	179	2,211
1995	2,180	0	2,180
1996	1,888	260	2,148
1997	2,219	505	2,723
1998	1,459	617	2,076
1999	8,682	0	8,682
2000	744	611	1,355
2001	1,416	983	2,399
2002	1,150	918	2,068
2003	1,437	2,033	3,470
2004	4,952	1,815	6,767
2005	9,714	2,182	11,896
2006	18,266	8,211	26,477
2007	2,522	7,448	9,970
2008	4,477	11,809	16,286
2009	8,441	11,676	20,117
2010	12,031	13,933	25,965

Fuente: Estadísticas de la industria Petrolera. ECOPEPETROL (1988 - 2006); Indicadores de Gestión y Estadísticas de la industria Petrolera a Marzo de 2011. Asociación Nacional de Hidrocarburos - ANH. (2011).

Nota metodológica: La estimación de sísmica 2D-3D entre 1988 y 2006 se realiza con base en la información de Informes de la Industria Petrolera elaborados por ECOPEPETROL para los mismos años. Dada la desagregación los resultados son susceptibles a presentar inconsistencias. Las cifras de sísmica se redistribuyen por tipo y/o ajustan por kilómetros reportados. Estimaciones se hacen en los años 1996, 1997 y 1998 a partir de la información original. A nivel agregado es consistente con el total de sísmica equivalente reportado.

### 3.8: Kilómetros de Sismica de equivalentes por Cuenca (1974 -2010)

Kilómetros Equivalentes - KM																	
Año	Catatumbo (CAT)	Cayos (CAY)	Cesar - Rancheña (CES)	Cordillera Oriental (COR)	Guajira (GUA)	Guajira Offshore (GUA-OFF)	Llanos Orientales (LLAN)	Pacífico - Chocó (PAC)	Putumayo - Vaupés (PUT)	Simú (SIN)	Simú Offshore (SIN - OFF)	Valle Inferior Magdalena (VIM)	Valle Medio Magdalena (VMM)	Valle Superior Magdalena (VSM)	Amazonas (AMA)	Cauca - Patía (PAT)	Total general
1974	0	0	0	0	2,432	0	2,858	0	0	0	0	2,462	1,565	0	0	0	9,318
1975	0	0	0	0	1,357	0	575	0	0	0	0	1,508	623	0	0	0	4,064
1976	201	0	0	0	904	0	661	0	0	0	0	1,724	1,134	577	0	0	5,200
1977	405	0	0	0	141	0	0	0	0	0	7,150	507	1,948	898	0	0	11,048
1978	467	0	108	277	0	0	809	1,493	0	0	3,438	450	1,996	240	0	0	9,278
1979	128	0	1,147	0	686	0	15	733	0	0	8,021	1,222	1,181	276	0	489	13,897
1980	201	0	290	0	260	0	3,757	429	0	0	233	1,368	93	416	0	0	6,785
1981	361	0	284	0	0	0	7,315	156	169	0	0	387	780	826	0	235	10,773
1982	0	0	0	141	0	0	4,000	592	0	0	11,193	1,146	595	223	0	0	6,696
1983	57	0	0	0	0	0	2,781	3,607	301	0	0	956	715	0	0	0	19,609
1984	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	9,916
1985	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	13,389
1986	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	9,416
1987	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	7,757
1988	267	0	536	313	608	0	4,198	0	2,678	0	0	1,004	546	1,806	0	0	11,956
1989	0	0	475	182	249	0	4,504	0	1,745	0	0	2,580	508	1,369	0	0	11,612
1990	329	0	0	20	240	0	2,830	291	1,215	0	0	2,334	1,046	1,093	0	197	9,594
1991	0	0	0	132	0	0	2,529	599	451	0	0	1,906	813	555	707	0	7,691
1992	0	0	0	16	1,449	0	3,409	302	1,343	0	0	432	98	1,881	763	0	9,691
1993	0	0	0	34	0	0	2,284	0	477	0	0	3,159	417	665	0	0	7,035
1994	0	0	0	490	0	0	549	0	488	0	0	236	257	192	0	0	2,211
1995	0	0	0	385	0	0	712	0	33	0	0	751	298	0	0	0	2,180
1996	0	0	0	250	0	0	876	0	88	0	0	206	491	237	0	0	2,148
1997	0	0	0	0	0	0	460	0	52	0	0	0	1,334	878	0	0	2,723
1998	0	0	80	0	0	0	337	0	0	0	0	0	307	1,351	0	0	2,076
1999	0	0	0	0	0	0	138	0	0	0	0	0	0	426	0	0	8,682
2000	186	0	0	313	0	0	352	0	0	0	0	0	359	144	0	0	1,355
2001	0	0	0	734	0	0	970	0	0	0	0	102	164	1,005	0	0	2,399
2002	0	0	0	104	2	0	870	0	0	0	0	0	109	983	0	0	2,068
2003	150	0	0	73	198	0	1,173	0	0	0	1,201	0	155	521	0	0	3,470
2004	0	0	0	80	0	0	970	0	0	0	4,309	534	737	138	0	0	6,767
2005	256	2,989	39	0	0	0	2,046	5,185	141	151	0	20	443	627	0	0	11,896
2006	504	0	182	277	200	8,049	3,714	3,279	0	807	5,607	57	139	3,663	0	0	26,477
2007	0	0	0	0	0	0	4,237	0	231	0	3,842	733	715	213	0	0	9,970
2008	257	0	0	85	0	1,749	6,889	0	103	0	4,342	364	1,274	464	417	342	16,286
2009	417	0	0	367	0	2,541	8,113	3,113	593	451	1,917	182	1,485	138	115	687	20,117
2010	0	0	0	17	206	5,016	16,249	170	796	56	963	1,350	811	331	0	0	25,965

Fuente: Estadísticas de la industria Petrolera. ECOPEXROL (1988 - 2006); Indicadores de Gestión y Estadísticas de la industria Petrolera a Marzo de 2011. Asociación Nacional de Hidrocarburos - ANH. (2011).

**Nota Metodológica:** En algunos casos, se redistribuyen los pozos A3. El total de pozos por cuenca no cambia, pero por inconsistencias entre la información desagregada y la consolidada reportada, se pueden presentar divergencias en las cifras año a año.

### 3.9: Cuenca Petroleras de Colombia – Número de pozos A3 perforados

Número de pozos

<i>Año</i>	Catatumbo (CAT)	Cauca - Patía* (CAU)	Cesar - Ranchería (CES)	Cordillera Oriental (COR)	Guajira* (GUA)	Llanos Orientales (LLAN)	Putumayo (PUT)	Valle Inferior del Magdalena (VIM)	Valle Medio del Magdalena (VMM)	Valle Superior del Magdalena (VSM)	<i>Total Año</i>
1920 - 1980	44	4			22	57	58	188	241	64	678
1981 - 1987	7	3		2	1	111	3	22	60	57	267
1988					2	24	7		9	24	66
1989	1			1	3	17	6	3	6	15	52
1990				2		15	4	3	8	14	46
1991	1				1	8	3	7	7	5	32
1992						7	6	4	2	10	29
1993						7	1	4	1	4	17
1994						5	1	1	2	8	17
1995						3	2		3	2	10
1996						5	1		1	3	10
1997	1	2	1	2		1			3	2	12
1998		2				5	2		5	3	17
1999						1	1		4	8	14
2000				1		8			5	4	18
2001			1	1		2			2	8	14
2002	2			1		3			1	3	10
2003			1	1		11	2		1	12	28
2004						8	1		1	11	21
2005			3		2	18	2	1	2	7	35
2006	1					33	3	2	6	11	56
2007	4		2	2	1	39	5	2	9	6	70
2008	1		1			55	5	4	14	19	99
2009	2		2	3		47	3	3	10	5	75
2010	3		1	4	1	74	2	5	11	11	112
<i>Total Cuenca</i>	67	11	12	20	33	564	118	249	414	316	

\* Incluye Pozos en zona Off-shore.

Fuente: Estimación propia de los autores con base en: Estadísticas de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME; Estadísticas de la industria Petrolera. ECOPETROL (1988 - 2006); Indicadores de Gestión y Estadísticas de la industria Petrolera a Marzo de 2011. Asociación Nacional de Hidrocarburos - ANH. (2011).

### 3.10: Histórico de Pozos A3 Perforados (1908-2010)

Número de Pozos									
Año	Pozos A3 Perforados	Pozos Productivos	Secos y en Evaluación	Factor de Éxito (%)	Año	Pozos A3 Perforados	Pozos Productivos	Secos y en Evaluación	Factor de Éxito (%)
1908	3	n.d	n.d	n.d	Cont.				
1909	1	n.d	n.d	n.d	1960	20	2	18	10
1910	1	n.d	n.d	n.d	1961	24	3	21	13
1911	1	n.d	n.d	n.d	1962	13	2	11	15
1912	3	n.d	n.d	n.d	1963	18	6	12	33
1913	0	n.d	n.d	n.d	1964	23	6	17	26
1914	0	n.d	n.d	n.d	1965	15	2	13	13
1915	3	n.d	n.d	n.d	1966	16	2	14	13
1916	1	n.d	n.d	n.d	1967	14	4	10	29
1917	0	n.d	n.d	n.d	1968	17	3	14	18
1918	3	n.d	n.d	n.d	1969	23	8	15	35
1919	0	n.d	n.d	n.d	1970	16	3	13	19
1920	0	n.d	n.d	n.d	1971	15	1	14	7
1921	1	n.d	n.d	n.d	1972	17	2	15	12
1922	5	n.d	n.d	n.d	1973	20	7	13	35
1923	3	n.d	n.d	n.d	1974	18	6	12	33
1924	2	n.d	n.d	n.d	1975	10	3	7	30
1925	5	n.d	n.d	n.d	1976	13	5	8	38
1926	7	n.d	n.d	n.d	1977	10	3	7	30
1927	6	n.d	n.d	n.d	1978	12	3	9	25
1928	10	n.d	n.d	n.d	1979	21	7	14	33
1929	2	n.d	n.d	n.d	1980	28	5	23	18
1930	3	n.d	n.d	n.d	1981	44	7	37	16
1931	1	n.d	n.d	n.d	1982	49	3	46	6
1932	1	n.d	n.d	n.d	1983	22	4	18	18
1933	1	n.d	n.d	n.d	1984	27	5	22	19
1934	1	n.d	n.d	n.d	1985	39	13	26	33
1935	0	n.d	n.d	n.d	1986	32	9	23	28
1936	2	n.d	n.d	n.d	1987	54	9	45	17
1937	1	n.d	n.d	n.d	1988	66	21	45	32
1938	5	n.d	n.d	n.d	1989	52	13	39	25
1939	8	n.d	n.d	n.d	1990	46	7	39	15
1940	8	n.d	n.d	n.d	1991	32	5	27	16
1941	5	n.d	n.d	n.d	1992	29	5	24	17
1942	16	n.d	n.d	n.d	1993	17	1	16	6
1943	4	n.d	n.d	n.d	1994	17	2	15	12
1944	6	n.d	n.d	n.d	1995	10	1	9	10
1945	6	n.d	n.d	n.d	1996	10	2	8	20
1946	10	n.d	n.d	n.d	1997	12	3	9	25
1947	16	n.d	n.d	n.d	1998	17	3	14	18
1948	11	n.d	n.d	n.d	1999	14	1	13	7
1949	14	n.d	n.d	n.d	2000	18	6	12	33
1950	4	n.d	n.d	n.d	2001	14	2	12	14
1951	8	n.d	n.d	n.d	2002	10	4	6	40
1952	7	1	6	14	2003	28	6	22	21
1953	15	3	12	20	2004	21	10	11	48
1954	16	2	14	13	2005	35	16	19	46
1955	13	2	11	15	2006	56	22	34	39
1956	11	3	8	27	2007	70	29	41	41
1957	21	4	17	19	2008	99	47	52	47
1958	28	2	26	7	2009	75	36	39	48
1959	32	5	27	16	2010	112	63	49	56

Fuentes: Estadísticas de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME; Informe Estadístico Petrolero. Asociación Colombiana de Petróleos – ACP (2011); Estimaciones propias de los autores con base en: Memorias del Ministro de Minas y Energía al Congreso de la República. Ministerio de Minas y Energía (1970 - 1980).



### 3.11: Número de Pozos A3 Perforados por Empresa (1988-2010)

Número de pozos																					Total por Empresa				
Empresa	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
Aipe				1	4			2	2		2		1	1				1						14	
Alang																							7	7	
Alpha																				1				1	
Amoco										1														1	
Argosy		1	2	1	2	1	1	1	1	1								1	1					13	
Asamera	2																							2	
B.P.	2			1	1	1	2	2	1		1					2		1			1			15	
Braspetro		1	3	1	1	1	1					2	4			1								15	
C&C																			1		1			2	
Caracol Miner				1																				1	
Carbopetrol																						1		1	
Casa Inglesa									2															2	
Cascades Oil	1																							1	
Cepacol															1	2					1	6	4	14	
Chertron		1	1					1	1															4	
Cocodrill		2	1	1	1																			5	
Colombia Energy Development Co																								1	
Columbus Energy																						2	3	5	
Compañía De Tratamiento De Lodo																						2		2	
Competrol																					2			2	
Conequipos																			1	1	1			3	
Consortio Canaguaro																							1	1	
Coplex										2														2	
Crc Con Canadian												1												1	
Doreal													2											2	
Drummond																				2	1	2	1	6	
Ecopetrol	14	12	8	4	8	6	3	2	1			1	2			1		6	4	5	12	10	13	112	
El Rio	1																							1	
Elf	4	3	1	1	1																			10	
Emerald										1	2	1					1	2	2	1	2	3	3	18	
Erazo Valencia																			1		1	1		3	
Esso	2	3	3	4																				12	
Eurocan	2	3	2																					7	
Expl Cms												1												1	
Fénix Oil & Gas																						1	1	2	
Geopetrocal																		2						2	
Geopozos							1																	1	
Geoproduction																			1		2		2	5	
Gbk							1	1	1			1			1									5	
Gold Oil Plc																						1		1	
Grantierra																					6	2	2	12	
Great North Energy																				1		1		2	
Gulfands																1								1	
Harken										1	3	2		1		1		1	2	2	1			14	
Heritage				2	5		1												1					9	
Hixcol	1	1																						2	
Hocol	12	1	8	1	1								5	2	3	1	3	3	4	12	3	7		66	
Hollywell																2		2		1				5	
Hondo							1																	1	
Huilex	1	3	1	1	2	1	2																	11	
Hupecol													2		1		2		10	8	8	8	7	46	
Integral De Servicios																				3	3			6	
Internil																			2	1	1		2	6	
Kappa												1	1	1		3	2	2	4	3	3			20	
Lasmo	1	2	4	3	3	1	1		1							1								17	
Lewis Energy Colombia Inc																							2	2	
LléE							1			1														2	
Luckoil																			1		1			2	
Mansarovar																					1	1		2	
Manre&Prom Colombia																							4	4	
Maxcus						1																		1	
Mog														1										1	
Mercantile																	1	3			1			5	
Meta Petroleum																				2	2		6	1	11
Mobare											1	1	1											3	
Montec																				1	3		3	7	
New Horizon Exploration Inc																						1		1	
Nexen															1	1					1			3	
Nomeco	2											1												3	
Nor-Sur	1	1																						2	
Ocidental																7	2	4			1	10	1	2	27
Omimex													1			1							1	3	
Oxy	2	1			1					1	1			1						1				8	

Empresa	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total por Empresa																					
Pacífico Rubiales Energy																							2	2																					
Pacífico Stratus Energy Co																								2	3	5																			
Pan Andean Colombia																									1	1																			
Parex Resources Colombia Ltd																									5	5																			
Parko Servicios																									1	1	2	4																	
Perenco													2		2		1	2	1						1	1	10	2																	
Petex			1	1																									2																
Petrominerales																													1																
Petrobras															1		1	1	1	1	4					2		11																	
Petrocanadá			1	2	1																								4																
Petrocol			6	1	1	1	1							1			2	2	1									16																	
Petrolatina Energy Plc																													1	1															
Petróleos Del Mar																													2	2															
Petrólijena Petroleum Colombia Ltd.																													1	1	2														
Petrominerales																													6	8	10	16	40												
Petromineros			2	1	1		1																								5	1													
Petronor								1																								1	1												
Petropuli																																1	1	3											
Petrosantander																	1															2	2	2	7										
Petrosouth																																1	1	1	1										
Petrotesting																																			1	1	1	6							
Pluspetrol																																					1	1							
Qrc																																						1	1						
Ramsborn Int. Ltd.																																						1	1						
Rancho Hermoso																																							1	1					
Repsol			3	2	2	1	2	2																															1	18					
Rexpet																																							1	1					
Sipetrol																																							2	2					
Sogomi																																								6	3				
Solana																																							2	1	3				
Stratus																																								2	1	15			
Tecnicontrol																																								1	1				
Tecnopetrol																																								1	1				
Teikoku Oil Co																																								1	1				
Texican																																								1	1				
Texpet			5	6	4	3	1																																	2	1	22			
Trayectoria Oil & Gas																																									2	2			
Trc																																									1	1			
Trinity																																									1	2			
Trinity																																									2	2			
Triton			1	2																																					1	1	7		
Turkish Petroleum Int.Co.Ltd.																																									1	1			
Tuskar				2		2																																				1	5		
U.T. La Esperanza																																										1	1		
U.T. Midas																																										1	1		
U.T. Moriche																																										1	1		
U.T. Omega Energy																																										1	1	2	
U.T. Petrocaribe																																										1	1	1	
Varosa Energy Limitada																																										1	1	2	
Vetra Colombia																																										1	1	1	
Well Logging																																										1	1	2	
Winchester																																										1	1	3	5
<b>Total Por Año</b>	<b>66</b>	<b>52</b>	<b>46</b>	<b>32</b>	<b>29</b>	<b>17</b>	<b>17</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>17</b>	<b>14</b>	<b>18</b>	<b>14</b>	<b>10</b>	<b>28</b>	<b>21</b>	<b>35</b>	<b>56</b>	<b>70</b>	<b>99</b>	<b>75</b>	<b>112</b>	<b>860</b>																					

Fuente: Elaboración propia de los autores con base en: Estadísticas de la industria Petrolera. ECOPETROL (1988 - 2006); Indicadores de Gestión y Estadísticas de la industria Petrolera a Marzo de 2011. Asociación Nacional de Hidrocarburos - ANH. (2011).

### 3.12: Número de pozos perforados por concesión (1922-1944) Pozos exploratorios y de desarrollo

Empresa Concesión	Colombian Petroleum Company										Otras Concesiones*					TOTALES				
	Tropical Oil Company					Barco					Otras Concesiones*									
	De Mares		Secos			Perforados		Productores		Factor de éxito		Secos		Perforados		Productores		Factor de éxito		
Años	Perforados	Productores	Secos	Factor de éxito	Perforados	Productores	Secos	Factor de éxito	Perforados	Productores	Secos	Factor de éxito	Perforados	Productores	Secos	Factor de éxito	Perforados	Productores	Secos	Factor de éxito
1922	5	4	1	80													5	4	1	80
1923	2	1	1	50													2	1	1	50
1924	13	9	4	69													13	9	4	69
1925	55	50	5	91													55	50	5	91
1926	73	72	1	99													73	72	1	99
1927	91	89	2	98													91	89	2	98
1928	118	116	2	98													118	116	2	98
1929	126	123	3	98													126	123	3	98
1930	118	115	3	97													118	115	3	97
1931	47	43	4	91													47	43	4	91
1932	33	33	0	100													33	33	0	100
1933	15	14	1	93		2	0	2		0							17	14	3	82
1934	30	30	0	100		4	3	1		75							34	33	1	97
1935	47	41	6	87		5	3	2		60							52	44	8	85
1936	44	43	1	98		6	3	3		50							50	46	4	92
1937	68	66	2	97		8	5	3		63							78	72	6	92
1938	108	106	2	98		23	21	2		91							136	127	9	93
1939	110	110	0	100		43	43	0		100							157	153	4	97
1940	67	65	2	97		33	33	0		100							108	98	10	91
1941	16	10	6	63		32	30	2		94							52	41	11	79
1942	6	4	2	67		6	5	1		83							30	17	13	57
1943	3	3	0	100		3	3	0		100							18	13	5	72
1944	4	4	0	100		8	8	0		100							36	26	10	72

\* Incluye las siguientes concesiones: Putana, Sonaca, Cimitarra (TROCO), Restrepo, McArthy, Cantagallo, Floresanto (Socony), Taracú, San Pablo, Cañabraval, Arjona, Chorra Manteca (Richmond), San Juan, Monte Oscuro, Consorcio, Palagua, Yondó, El Doce, El Difícil, San Ángel, San Martín y Chapuray (Shell).

Fuente: Memorias del Ministro de Minas y Petróleo al Congreso de la República, Ministerio de Minas y Petróleo, 1945.

### 3.13: Histórico de número de contratos firmados, por tipo (1931- 2010)

Histórico de Número de Contratos Firmados, por tipo. (1931 - 2010)

Año	Concesiones Admitidas	Contratos Asociación Firmados	TEA Firmados	E&P Firmados	Año	Concesiones Admitidas	Contratos Asociación Firmados	TEA Firmados	E&P Firmados
1931	4				1971	n.d.	8		
1932	1				1972	n.d.	7		
1933	0				1973	n.d.	13		
1934	1				1974	n.d.	11		
1935	2				1975		9		
1936	3				1976		11		
1937	5				1977		8		
1938	9				1978		11		
1939	24				1979		9		
1940	6				1980		18		
1941	11				1981		12		
1942	6				1982		9		
1943	21				1983		22		
1944	59				1984		23		
1945	20				1985		31		
1946	9				1986		8		
1947	68				1987		24		
1948	51				1988		23		
1949	18				1989		21		
1950	n.d.				1990		24		
1951	15				1991		22		
1952	7				1992		13		
1953	5				1993		9		
1954	13				1994		12		
1955	18				1995		15		
1956	58				1996		18		
1957	44				1997		17		
1958	15				1998		14		
1959	4				1999		1		
1960	n.d.				2000		32		
1961	n.d.				2001		28		
1962	n.d.				2002		14		
1963	n.d.				2003		21		
1964	n.d.				2004		4	7	21
1965	n.d.				2005			28	31
1966	n.d.				2006			12	32
1967	n.d.				2007			10	44
1968	n.d.				2008			16	43
1969	n.d.				2009			6	58
1970	12	2			2010			1	7

Fuente: Indicadores de Gestión y Estadísticas de la Industria Petrolera a Marzo de 2011. Asociación Nacional de Hidrocarburos - ANH. (2011); elaboración propia de los autores con base en: Memorias del Ministro de Minas y Petróleo al Congreso de la República, Ministerio de Minas y Petróleo. (1945, 1964, 1965, 1966, 1967, 1968, 1971).

n.d. = No disponible.

### 3.14: Histórico de número de asociaciones firmados, por tipo (1931- 2010)

Número de contratos							
Año	Contratos Asociación Vigentes	TEA Vigentes	E&P Vigentes	Año	Contratos Asociación Vigentes	TEA Vigentes	E&P Vigentes
1956	1			Cont.			
1957	1			1984	23		
1958	1			1985	31		
1959	1			1986	8		
1960	1			1987	24		
1961	1			1988	23		
1962	1			1989	21		
1963	1			1990	24		
1964	1			1991	22		
1965	1			1992	13		
1966	1			1993	9		
1967	1			1994	12		
1968	1			1995	15		
1969	1			1996	18		
1970	2			1997	17		
1971	8			1998	14		
1972	7			1999	1		
1973	13			2000	32		
1974	11			2001	28		
1975	9			2002	14		
1976	11			2003	21		
1977	8			2004	4	7	21
1978	11			2005		31	31
1979	9			2006		19	27
1980	18			2007		11	118
1981	12			2008		17	132
1982	9			2009		20	194
1983	22			2010		15	206

Fuente: Fuente: Indicadores de Gestión y Estadísticas de la Industria Petrolera a Marzo de 2011. Asociación Nacional de Hidrocarburos - ANH. (2011); elaboración propia de los autores con base en: Memorias del Ministro de Minas y Petróleo al Congreso de la República, Ministerio de Minas y Petróleo. (1945, 1964, 1965, 1966, 1967, 1968, 1971).

### 3.15: Estadísticas relacionadas con voladuras de oleoductos y derrame de crudo en Colombia (1986-2010)

Número atentados							
Año	Atentados Totales a la Red de Oleoductos	Atentados Totales al Oleoducto Caño Limón - Coveñas	Crudo Derramado Miles de Barriles (KBP)	Año	Atentados Totales a la Red de Oleoductos	Atentados Totales al Oleoducto Caño Limón - Coveñas	Crudo Derramado Miles de Barriles (KBP)
1986	n.d.	23	108.6	Cont.			
1987	n.d.	11	11.0	1999	128	79	211.9
1988	n.d.	50	326.4	2000	215	98	284.1
1989	n.d.	29	83.6	2001	86	170	400.1
1990	25	23	100.0	2002	184	42	125.5
1991	80	60	176.2	2003	98	35	119.2
1992	108	62	156.8	2004	155	16	51.6
1993	50	38	107.8	2005	106	25	73.2
1994	56	45	142.4	2006	57	25	88.8
1995	51	46	134.3	2007	32	11	37.8
1996	87	47	105.6	2008	32	13	11.0
1997	68	64	200.9	2009	22	16	n.d.
1998	160	77	250.4	2010	31	13	n.d.

Fuente: Logros y Retos de la Política de Defensa y Seguridad Democrática, Ministerio de Defensa Nacional. (2006); Anexo Estadístico, Resultados Fuerza Pública - Violencia y Criminalidad - Terrorismo. Dirección de Estudios Sectoriales, Viceministro para la Estrategia y Planeación, Ministerio de Defensa Nacional (2010); Informes de Prensa, Diario el Espectador; Estadísticas de la Industria Petrolera. ECOPEPETROL, (2000); CRS Report for Congress, Plan Colombia: A progress Report. Connie Veillete, Foreign Affairs, Defense and Trade Division. (2005); Informe de Gestión Empresarial y Finanzas, ECOPEPETROL S.A, (2010); Memorias del Ministro de Minas y Energía al Congreso de la República, Ministerio de Minas y Energía (2007).

## SIGLAS

Government Take	GT
State Take	ST
Artículo	art.
Decreto Legislativo	DL
Fondo Nacional de Regalías	FNR
Agencia Nacional de Hidrocarburos	ANH
Unidad de Planeación Minero Energética	UPME
Comisión de Regulación de Energía y Gas	CREG
Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero Ambiental y Nuclear	INGEOMINAS
Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas	IPSE
Empresa Colombiana de Gas	ECOGÁS
Interconexión eléctrica S.A	ISA
Consejo Nacional de Política Económica y Social	CONPES
Organización de Países Productores de Petróleo	OPEP
Barriles por día	BPD
Miles de barriles por día	KBD
Contrato de exploración y producción	E & P
Contrato de Evaluación Técnica	TEA
West Texas Intermediate	WTI
Dirección de Impuestos y Aduanas Nacional	DIAN
Impuesto al Valor Agregado	IVA
Constitución Política de Colombia	CP
Departamento Nacional de Planeación	DNP
Producto Interno Bruto	PIB
Millones de barriles	Mb
Millones de barriles de petróleo equivalente	Mbpe
Inversión Extranjera	IE
Ministerio de Minas y Energía	MME
Asociación Colombiana de Petróleos	ACP
Barril	b
Reserva / Producción	R/P