

CRONOLOGÍA DE LA CONTRATACIÓN PETROLERA EN COLOMBIA

CHRISTIAN CASTRO AGUDELO

PAOLA REY CARAZO

UNIVERSIDAD DE LA SABANA

FACULTAD DE DERECHO

CHÍA

JULIO 30 DE 2004

CRONOLOGÍA DE LA CONTRATACIÓN PETROLERA EN COLOMBIA

CHRISTIAN CASTRO AGUDELO

PAOLA REY CARAZO

Trabajo de Investigación Formativa

Director – Asesor

EDGAR FRANCISCO PARÍS SANTAMARÍA

Abogado, DIP. y .L.L.M. en Derecho de Petróleos

UNIVERSIDAD DE LA SABANA

FACULTAD DE DERECHO

CHÍA

2004

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer a todos aquellos que tuvieron que ver de alguna manera con la realización de este trabajo. Por el tiempo ofrecido, colaboración y amplios conocimientos, a Edgar Francisco París Santamaría, quien en su calidad de Director-Asesor nos acompañó con dedicación durante todo el proceso de elaboración del trabajo. Es para nosotros un honor, haber contado con una persona de sus calidades y especialísimos conocimientos en el tema de Derecho de Petróleos.

CONTENIDO

	Pág
LISTA DE CUADROS	11
GLOSARIO	12
RESUMEN	17
ABSTRACT	18
INTRODUCCIÓN	19
1. HISTORIA PETROLERA	23
1.1 ORIGEN DEL PETRÓLEO	23
1.2 INICIO DE LA PRODUCCIÓN COMERCIAL DE PETRÓLEO	25
1.3 PETRÓLEO EN COLOMBIA	26
1.3.1 Concesión Barco	27
1.3.2 Concesión De Mares	28
1.3.2.1 Contrato de concesión De Mares	30
1.3.2.2 Reversión de la concesión De Mares	32
1.3.3 Inicio de la exportación de petróleo	33
1.3.4 ECOPETROL	34
1.3.4.1 Naturaleza Jurídica de ECOPETROL	34
1.3.4.2 Operaciones de ECOPETROL	34

1.3.4.3 Exploración y explotación a cargo de ECOPETROL exclusivamente	35
1.3.5 Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH	35
1.3.5.1 Naturaleza Jurídica de la ANH	36
1.3.5.2 Motivos que dieron lugar a la creación de la Agencia	36
1.3.5.3 Funciones de la ANH	37
1.4 PROPIEDAD DEL SUBSUELO Y FUNDAMENTOS CONSTITUCIONALES	39
1.5 LEGISLACIÓN PETROLERA EN COLOMBIA	42
2. MODALIDADES DE CONTRATACIÓN PETROLERA EN COLOMBIA	48
2.1 CONTRATOS DE CONCESIÓN PETROLERA	49
2.1.1 Marco jurídico de la concesión	50
2.1.2 Naturaleza jurídica de la concesión	51
2.1.3 Objeto del contrato	53
2.1.4 Partes del contrato	53
2.1.5 Trámite para otorgar la concesión	54
2.1.6 Etapa de la exploración	56
2.1.6.1 Extensión de la exploración	56
2.1.6.2 Término de duración de la exploración	57
2.1.6.3 Obligaciones del concesionario durante el período de exploración	57
2.1.6.4 Terminación del período de explotación	58
2.1.7 Etapa de explotación	61
2.1.7.1 Término de duración de la explotación	61
2.1.7.2 Obligaciones del concesionario	64
2.1.7.3 Derechos del concesionario	66
2.1.7.4 Terminación del período de explotación	66
2.1.8 Reversión	67
2.1.8.1 Normas sobre la reversión de la concesión	67

2.1.8.1.1	Artículo 33 del Código de Petróleos	67
2.1.8.1.2	Normas concordantes del artículo 33 del Código de Petróleos	69
2.1.8.2	Experiencias generales de algunas reversiones	71
2.1.8.2.1	Concesión el Roble, el Limón y el Conchal	71
2.1.8.2.2	Concesión Neiva 540	72
2.1.8.2.3	Concesión Zulia	72
2.2	CONTRATOS DE ASOCIACIÓN	73
2.2.1	Antecedentes del contrato de asociación	73
2.2.2	Marco jurídico del contrato de asociación	75
2.2.3	Naturaleza jurídica del contrato de asociación	76
2.2.4	Objeto del contrato	79
2.2.5	Partes del contrato	79
2.2.6	Derecho de preferencia de las propuestas que se encuentren en trámite	79
2.2.7	Celebración del contrato	80
2.2.8	Etapa de exploración	81
2.2.8.1	Extensión de la exploración	81
2.2.8.2	Término de duración de la exploración	81
2.2.8.3	Obligaciones del asociado durante el período de exploración	83
2.2.9	Etapa de explotación	84
2.2.9.1	Inicio de la etapa de explotación	85
2.2.9.2	Término de duración de la explotación	86
2.2.9.3	Coparticipación	86
2.2.9.3.1	Gastos e Inversiones	86
2.2.9.3.2	Decisiones	87
2.2.9.3.3	Producción	87
2.2.9.4	Operador	89
2.2.9.5	Regalías	90
2.2.9.6	Cuenta conjunta	97
2.2.9.7	Precios	98

2.2.10 Terminación del contrato de asociación	103
2.2.11 Reversión	104
2.3 SISTEMA DE CONTRATACIÓN DE LA ANH	104
2.3.1 Análisis jurídico del Decreto 1760 de 2003	106
2.3.2 Naturaleza jurídica del contrato	107
2.3.3 Objeto del contrato	108
2.3.4 Partes del contrato	109
2.3.4.1 Obligaciones de las partes	109
2.3.4.1.1 Obligaciones del contratista	109
2.3.4.1.2 Obligaciones de la ANH	110
2.3.4.1.3 Eximentes de responsabilidad	110
2.3.4.2 Solución de conflictos entre las partes	111
2.3.5 Área contratada	113
2.3.5.1 Restricciones sobre las áreas	113
2.3.5.2 Devolución de áreas	114
2.3.5.2.1 Abandono	114
2.3.6 Período de exploración	115
2.3.6.1 Duración del período de exploración	115
2.3.6.2 Programa exploratorio mínimo	116
2.3.6.3 Descubrimiento y evaluación	116
2.3.6.4 Declaración de comercialidad	118
2.3.6.5 Terminación del contrato en el período de exploración	118
2.3.7 Período de explotación	119
2.3.7.1 Duración del período de explotación	119
2.3.7.2 Plan de explotación	120
2.3.7.3 Área de explotación	121
2.3.7.4 Principios que rigen la operación del contratista	122
2.3.7.5 Terminación del período de explotación	123
2.3.7.5.1 Efectos de la terminación del período de explotación	123
2.3.8 Regalías	124
2.3.9 Derechos económicos de la ANH derivados del contrato	125

2.3.10 Propiedad de los activos	127
2.3.11 Causales de terminación del contrato	128
2.3.12 Principales cambios sobre el sistema de asociación	130
3. ANÁLISIS COMPARATIVO CON OTROS PAISES	132
3.1 SISTEMA DE CONTRATACIÓN PETROLERA EN PERÚ	132
3.1.1 Marco jurídico de la contratación petrolera en Perú	133
3.1.2 Modalidades contractuales en Perú	134
3.1.2.1 Contratos de licencia	135
3.1.2.2 Contratos de servicios	135
3.1.3 Aspectos generales de los contratos	135
3.1.3.1 Plazo de los contratos	135
3.1.3.2 Etapa de exploración	136
3.1.3.3 Etapa de explotación	137
3.1.3.4 Información	138
3.1.3.5 Disponibilidad de hidrocarburos	138
3.1.3.6 Regalías y retribución	139
3.1.3.7 Precios	140
3.1.3.8 Eximentes de responsabilidad	141
3.1.3.9 Solución de controversias	142
3.1.3.9.1 Comité Técnico de Conciliación	143
3.1.3.9.2 Convenio arbitral	143
3.1.3.10 Terminación del contrato	144
3.2 SISTEMA DE CONTRATACIÓN PETROLERA EN VENEZUELA	146
3.2.1 Marco jurídico de la contratación petrolera en Venezuela	146
3.2.2 Modalidades contractuales en Venezuela	149
3.2.2.1 Contratos operativos	150

3.2.2.2	Contratos de asociaciones estratégicas	150
3.2.2.3	Contratos de beneficios compartidos	151
3.2.3	Modalidad de contrato celebrado actualmente	151
3.2.3.1	Obligaciones derivadas de las actividades de exploración y explotación	152
3.2.3.2	Forma de realizar las actividades de exploración y explotación	153
3.2.3.3	Área contratada	153
3.2.3.4	Regalías	153
3.3	SISTEMA DE CONTRATACIÓN PETROLERA EN ECUADOR	154
3.3.1	Marco jurídico de la contratación petrolera en Ecuador	156
3.3.2	Modalidades contractuales en Ecuador	156
3.3.2.1	Contratos de campos marginales	157
3.3.2.1.1	Procedimiento de adjudicación de campos marginales	158
3.3.2.1.2	Duración	158
3.3.2.1.3	Activos e infraestructura	158
3.3.2.2	Contratos de participación	158
3.3.2.2.1	Derechos del contratista	159
3.3.2.2.2	Obligaciones del contratista	159
3.3.2.2.3	Obligaciones de PETROECUADOR	160
3.3.2.2.4	Eximentes de responsabilidad	160
3.3.2.2.5	Duración de los períodos de exploración y explotación	160
3.3.2.2.6	Disponibilidad de petróleo	161
3.3.2.2.7	Solución de controversias	161
3.3.2.2.8	Causales de terminación del contrato	161
3.3.2.3	Contratos de asociación	162
3.3.2.3.1	Adjudicación del contrato	163
3.3.2.3.2	Área contratada	163
3.3.2.3.3	Participaciones	163
3.3.2.3.4	Duración del contrato	164

3.3.2.3.5 Activos e infraestructura	164
3.3.2.3.6 Comité ejecutivo	165
3.3.2.3.7 Programa de trabajo inicial	165
3.3.2.3.8 Disponibilidad de petróleo	165
3.3.2.4 Cláusulas comunes a todos los contratos	165
3.3.2.4.1 Área contratada	165
3.3.2.4.2 Duración de los contratos	166
3.3.2.4.3 Obligaciones del contratista	166
3.3.2.4.4 Derechos del Estado	167
3.3.2.5 Caducidad de los contratos	168
3.4 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS PETROLEROS EN AMÉRICA LATINA	169
4. CONCLUSIONES	177
BIBLIOGRAFÍA	187

LISTA DE CUADROS

	Pág
Cuadro 1. Tipos de contrato en América Latina	170
Cuadro 2. Forma de adjudicar el contrato en países de América Latina	170
Cuadro 3. Duración del contrato en países de América Latina	171
Cuadro 4. Regalías en países de América Latina	172
Cuadro 5. Empresa estatal en países en América Latina	173
Cuadro 6. Entidad administradora de hidrocarburos en países de América Latina	174
Cuadro 7. Propiedad de los hidrocarburos en países de América Latina	174
Cuadro 8. Riesgo exploratorio en los países de América Latina	176

GLOSARIO

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH: entidad creada por el Decreto 1760 de 2003 que tiene el carácter de unidad administrativa especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con personería jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa y financiera, la cual se encarga de la administración integral de los hidrocarburos de propiedad de la Nación.

CAMPO: “porción del área contratada en la cual existen una o más estructuras superpuestas total o parcialmente, con uno o más yacimientos productores o que se haya probado su capacidad de producir Hidrocarburos”¹.

CAMPO COMERCIAL: aquél en el que ECOPETROL acepta que es capaz de producir Hidrocarburos en cantidad y calidad económicamente explotables en uno o mas objetivos de producción definidos por la misma entidad².

CONTRATO DE ASOCIACIÓN: contrato cuyo objeto principal es la exploración del área contratada y la explotación del petróleo nacional, que pueda encontrarse en dicha área, siendo el riesgo exploratorio asumido totalmente por

¹ Modelo de Contrato de Asociación celebrado entre ECOPETROL y un asociado en 1999, cláusula cuarta, numeral 4.2.

* En otros Contratos de Asociación los porcentajes han sido modificados en el treinta por ciento (30%) de reembolso.

² Modelo de Contrato de Asociación, Op. cit., cláusula cuarta, numeral 4.3.

el asociado y se le reembolsa el cincuenta por ciento (50%)* de los costos ocasionados por el pozo comercial, con la producción de este, sin intereses, en crudo³.

CONTRATO DE CONCESIÓN: contrato administrativo celebrado entre el gobierno y un inversionista llamado concesionario, por medio del cual aquél, le otorga a este un privilegio para poder explotar los recursos naturales no renovables pertenecientes por Constitución a la Nación, y a su vez, el inversionista se obliga a pagar una regalía como contraprestación⁴.

CONTRATO DE DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN: “acuerdo de voluntades por medio del cual la compañía extranjera actúa como un contratista del Gobierno, remunerado con un porcentaje de la producción y en el cual no se otorga título jurídico sobre el petróleo producido, de tal manera que al descubrirse un campo comercial se le da una parte de la producción como pago que incluye costos y remuneración por los servicios prestados”⁵.

CONTRATO DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL: “contratos firmados con terceros que tengan como objeto obtener de los campos ya existentes, nuevas reservas provenientes de nuevas inversiones orientadas a la aplicación de

³ MARTÍNEZ VILLEGAS, Alejandro. Contratos de Exploración y Explotación en la Industria del Petróleo. En : ECOPETROL. Sistemas de Contratación Petrolera y Mercadeo del Crudo. Bogotá: Coordinación Editorial , Departamento Información y Prensa, ECOPETROL (s.a). p. 38.

⁴ LEJOUR DE MORENO, Juanita. Capítulo V. Régimen de Exploración y Explotación de Petróleos, Sistemas de Contratación en Colombia. En: Colegio de Abogados de Minas y Petróleos. Temas Mineros y Petroleros. Bogotá. Tercer Mundo Editores, 1995; p. 153.

⁵ MARTÍNEZ VILLEGAS, Op. cit., p. 32.

tecnologías, para el recobro mejorado en el subsuelo que aumenten el factor de recobro de los yacimientos, o para adición de nuevas reservas”⁶.

CONTRATO DE SERVICIOS: acuerdo de voluntades por medio del cual “una compañía extranjera, opera como contratista al servicio del Estado, sin que le conceda u otorgue derecho alguno sobre el petróleo. La remuneración la recibe en dinero y no en crudo”⁷.

EXPLORACIÓN: “conjunto de trabajos geológicos superficiales y los de perforación con taladro tendientes a averiguar si los terrenos, materia de la concesión, contienen o no petróleo en cantidades comercialmente explotables”⁸.

EXPLOTACIÓN: “operación que consiste en la extracción de petróleo y/o gas de un yacimiento”⁹.

HIDROCARBUROS: “todo compuesto orgánico constituido principalmente por la mezcla natural de carbono e hidrógeno así como también de aquellas

⁶ REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 756 de julio de 2002 “por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones”, artículo 16, parágrafo 3°. En Diario Oficial No. 44.878 de julio 25 de 2002.

⁷ MARTÍNEZ VILLEGAS, Op. cit., p. 34 – 36.

⁸ REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, MINISTERIO DE MINAS Y PETRÓLEOS. Decreto Legislativo 1056 de 1953 “por el cual se expide el Código de Petróleos”, artículo 23. En Diario Oficial No. 28199.16 de mayo de 1953.

⁹ Glosario de Petróleo y Gas. <http://www.caletao.com.ar/eco/glosdefi.htm>. Visitada el 23 de marzo de 2004.

sustancias que los acompañen o se deriven de ellos con excepción del helio y gases raros”¹⁰.

OBJETIVOS DE PRODUCCIÓN: “yacimientos localizados dentro del Campo Comercial descubierto y probados como productores comerciales”¹¹.

POZO DE EXPLORACIÓN: “cualquier pozo designado como tal por la asociada para ser perforado o profundizado por su cuenta en el Área Contratada en busca de nuevos Yacimientos o para comprobar la extensión de un yacimiento o para determinar la estratigrafía de un área”¹².

PETRÓLEO: “mezclas naturales de hidrocarburos que se encuentran en la tierra, cualquiera que sea el estado físico de aquéllas, y que componen el petróleo crudo, lo acompañan o se derivan de él”¹³.

YACIMIENTO: “toda roca bajo la superficie en la cual se encuentran acumulados Hidrocarburos en su espacio poral, que está en producción o que sea capaz de producir Hidrocarburos y que se comporta como una unidad

¹⁰ Modelo de Contrato de Asociación, Op. cit., cláusula cuarta, numeral 4.19.

¹¹ Ibid., cláusula cuarta, numeral 4.22.

¹² Ibid., cláusula cuarta, numeral 4.29.

¹³ REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, MINISTERIO DE MINAS Y PETRÓLEOS. Decreto Legislativo 1056 de 1953 “por el cual se expide el Código de Petróleos”, artículo 1°. En Diario Oficial No. 28199.16 de mayo de 1953.

independiente en cuanto a sus propiedades petrofísicas y de fluidos, y que posee un sistema común de presión en toda su extensión”¹⁴.

¹⁴ Modelo de Contrato de Asociación, Op. cit, cláusula cuarta, numeral 4.35.

RESUMEN

En este trabajo pretendemos describir cronológicamente las modalidades contractuales para la exploración y explotación de petróleo que han existido en Colombia y comparar nuestro sistema con el de tres países que han tenido un desarrollo similar al nuestro: Perú, Venezuela y Ecuador.

Debido a la poca capacidad de los Estados para explorar y explotar su propio petróleo, es necesario acudir a inversionistas que puedan hacerlo. Por esta razón hay que ofrecerles las mejores condiciones y en este sentido, Colombia es un país competitivo al tener reglas claras y leyes precisas que les otorgan seguridad a la hora de invertir.

PALABRAS CLAVE:

ANH

Asociación

Concesión

contratos

Exploración

Explotación

Hidrocarburos

Historia

Legislación

Petróleo

ABSTRACT

In this project we chronologically describe the modalities of contracts that have been existing in Colombia for the exploration and production of oil, and we compare them to the ones of Peru, Venezuela and Ecuador, which have undergone a similar development process.

Due to the low capacity of the countries to explore and operate their own oil, it is necessary to look for capable investors. For this reason, countries should offer suitable conditions. Based on this study, Colombia has proven to be a competitive country because of its clear rules and precise laws, which give them security to invest.

KEY WORDS:

ANH

Association

Concession

Contracts

Exploration

History

Hydrocarbons

Legislation

Oil

Production

INTRODUCCIÓN

El aprovechamiento de los grandes depósitos superficiales de petróleo crudo hecho por el hombre, data de miles de años atrás, donde la utilidad que se le daba era demasiado limitada y a una escala poco representativa, pues se implementaba su uso para lograr fines minúsculos, como el calafateado de barcos, producción de lubricantes y obtención de productos medicinales entre otros. De esta manera puede decirse que la verdadera explotación de petróleo comenzó a finales del siglo XIX, con la llegada de la Revolución Industrial pues se hacía necesaria la presencia de nuevos combustibles para el mantenimiento e incremento de los niveles de producción.

En la actualidad los distintos países dependen del petróleo y sus productos; la estructura física y la forma de vida de las aglomeraciones periféricas que rodean las grandes ciudades son posibles gracias al suministro de petróleo relativamente abundante y con precio estable. Sin embargo, en los últimos años ha descendido la disponibilidad de esta materia y su costo relativo ha venido presentando un ligero aumento. Esto trae infinitas implicaciones en términos comerciales y por obvias razones en términos jurídicos.

Podríamos entender por implicación comercial que temas como disponibilidad, rentabilidad, productividad, estarían sufriendo constantes altibajos, y esto al final determinaría la variabilidad de lo que realmente importa a cualquier inversionista, el precio. Por otra parte y para cumplir con el objetivo de este trabajo existe una implicación de tipo jurídico, pues es necesario determinar las condiciones que van a reglamentar todo un proceso de exploración y explotación dependiendo de la necesidad y la conveniencia en ambas partes, por un lado el inversionista y por otro, el Estado.

Es así como a la luz de la contratación petrolera han nacido distintas formas de pactar las condiciones dentro de estos procesos de producción y la forma legal

de su estructuración depende pues de cómo estén estipuladas dichas posibilidades en el ordenamiento jurídico aplicable y vigente.

Es evidente entonces, que hoy el panorama contractual petrolero debe entenderse más como una necesidad que como una simple formalidad; así las cosas, los diferentes escenarios en los cuales la exploración y explotación de hidrocarburos puedan presentarse, son una clara afirmación de lo anterior, y por lo mismo engrandecer la idea de que el Estado, por sí solo no puede soportar las diferentes etapas que exige un proceso con miras a obtener rentabilidad petrolera, sustenta en gran parte la existencia de estos sistemas de contratación.

Dentro de este trabajo se expondrán al lector todos aquellos aspectos que resulten claves en el entendimiento y diferenciamiento de las modalidades para contratar en materia petrolera, para que de esta forma, cuestionamientos como, ¿Cuál de las posibles formas de contratar es más conveniente para ambas partes, ¿Es el contrato (llámesele concesión, asociación u otro) una necesidad o una formalidad?, ¿Qué sucede a la luz del Derecho comparado latinoamericano?, ¿Bajo qué modalidad contratará la ANH hoy en día?, queden no solo expuestos sino resueltos en términos de lo jurídico.

Como en todo procedimiento de naturaleza enunciativa y cronológica, este trabajo introducirá al lector en una primera fase, hacia el descubrimiento de lo que entrega la historia acerca del petróleo y sus orígenes como componente, también, todo lo referente a las formas en que se inició la comercialización y producción del petróleo en el mundo. Sobre el tema colombiano por ser patrón principal dentro de la elaboración de este trabajo, temas como la creación de ECOPETROL, su naturaleza, y los diferentes eventos históricos de índole constitucional, comercial o legal, que enmarcan el panorama contractual en nuestro país, serán también desglosados en el subcapítulo que para efectos de este trabajo se ha denominado Petróleo en Colombia.

Dentro de una segunda fase, existen temas controversiales y de alguna forma determinan la razón de ser de este proyecto, pues si bien es importante recrear hechos históricos determinantes, ese mismo proceso histórico nos muestra una actualidad ciertamente convulsionada en materia de cómo se contrata sobre el petróleo en Colombia.

La naturaleza jurídica de cada una de las distintas modalidades de contratación petrolera, así como las cláusulas que las caracterizan, servirán aquí de soporte para establecer uno de los objetivos propuestos desde el comienzo que es el de establecer un marco comparativo entre las diferentes modalidades de contratación petrolera en Colombia y así determinar, cuál es mas conveniente para las partes, como uno de los posibles problemas jurídicos a resolver entre otros tantos que existen.

Ese mismo esquema comparativo se mantendrá vigente a lo largo del desarrollo de este trabajo para efectos de mostrar cómo ocurre esto a la luz de otras legislaciones, entre ellas, Perú, Ecuador y Venezuela, y es por esto por lo que se tomarán como sustento explicativo modelos de contratos establecidos en aquellos territorios. Así mismo, se encontrarán unos cuadros que marcan las similitudes y diferencias que existen en materia de contratación petrolera no solo entre los países antes mencionados, sino también en otros como Argentina, Bolivia, Brasil, México y Venezuela.

Si bien el capítulo referente a la ANH se encuentra ubicado como una tercera fase del proyecto, queremos enunciarlo en este modulo introductorio a manera de colofón, pues la actualidad muestra que no todo está dicho en cuanto a la naturaleza suya y de los contratos que suscriba, y por lo esto en el capítulo que haga referencia al mismo, se expondrá el contrato diseñado por esta entidad, así como las discutidas facultades con las que se posibilitó la determinación en la forma de contratar.

No hace falta pues explicar qué se busca con este trabajo, se pretende por sobre todo que para el lector sean resueltos los problemas jurídicos planteados, y que la comprensión en la elaboración de los métodos contractuales sirvan como idea principal en lo que posteriormente pueda ser discutible, pues si bien se plantean unas hipótesis finales con criterio fundamentado, la discusión en muchos de los temas que así lo permitan, está abierta.

1. HISTORIA PETROLERA

Como se anticipó en su momento, a continuación se tratarán temas definitivamente esenciales para obtener un mayor entendimiento sobre el contenido central. De esta manera el recorrido histórico que aquí empieza, busca no solo revivir la historia de la contratación petrolera en nuestro país, también estará decididamente inclinado a sustentar las tesis que están vigentes actualmente, y las reglas aplicables durante el proceso contractual existente entre el inversionista y el Estado. Para lograr lo que aquí se ha planteado como un objetivo preliminar, el texto recreará hechos como la proveniencia de este hidrocarburo, las concesiones Barco y De Mares como sucesos que marcaron la historia petrolera colombiana, las leyes históricamente relevantes que asumieron la regulación de la propiedad sobre el subsuelo, debates constitucionales acerca de este tema y la creación de organismos estatales como ECOPETROL y su naturaleza, determinante por supuesto a la hora de velar por el proceso de exploración y explotación del petróleo.

1.1 ORIGEN DEL PETRÓLEO

Existen varias teorías sobre cómo se formó el petróleo, sin embargo son dos las que predominan; por un lado se dice que se originó “a partir de materia inorgánica a altas temperaturas y por otro, a partir de materia orgánica a bajas temperaturas”¹⁵.

Una de las hipótesis dice que el origen fueron los grandes bosques de árboles prehistóricos, que al sufrir hundimientos y erupciones volcánicas quedaron enterrados bajo tierra, a partir de lo cual parece que se produjo el carbón,

¹⁵ EDUCAR. <http://tq.educ.ar/tq03028/html/hp.htm>. Visitada en julio 22 de 2004.

mientras que el petróleo se obtuvo mayoritariamente a partir de plantas marinas¹⁶.

Estos árboles eran materia orgánica compuesta por celulosa e hidratos de carbono, la cual sufrió una descomposición anaeróbica que al cabo de millones de años transformó dicha materia en carbón.

A pesar de no saberse con exactitud el proceso de conversión de materia orgánica en petróleo, “se piensa que su formación se asocia con el desarrollo de rocas sedimentarias, depositadas en ambientes marinos o próximos al mar y que es el resultado de procesos de descomposición de organismos de origen vegetal y animal, que en tiempos remotos quedaron incorporados en esos depósitos, produciendo una descomposición anaeróbica de ellos a gran presión”¹⁷.

La sedimentación de materia orgánica es un proceso de ámbito global que ocurre en cualquier lugar del planeta. Sin embargo, un punto muy importante a tener en cuenta es el movimiento de las placas terrestres. En un comienzo los mantos sedimentarios se depositaron en sentido horizontal, pero los movimientos y cambios violentos que han sacudido a la corteza terrestre variaron su conformación.

Por lo anterior, solo se encuentran yacimientos de petróleo en determinadas zonas. Son accidentes de estos movimientos que logran que se formen especies de trampas en las que el petróleo queda atrapado en mayor cantidad dentro de la roca contenedora, lo cual conforma un yacimiento.

¹⁶ EDUCAR. <http://tq.educ.ar/tq03028/html/hp.htm>. Visitada en julio 22 de 2004.

¹⁷ EDUCAR. <http://tq.educ.ar/tq03028/html/hp.htm>. Visitada en julio 22 de 2004.

1.2 INICIO DE LA PRODUCCIÓN COMERCIAL DE PETRÓLEO

A pesar de que los rusos perforaron sus primeros pozos de petróleo entre 1806 y 1819 y los canadienses en 1857; 1859 es el año que se tiene como principio de la producción comercial de petróleo, en la medida en que fue en ese año cuando Edwin L. Drake perforó el primer pozo para producir este hidrocarburo, con el propósito de obtener cantidades industriales de kerosina para crear lámparas.

Edwin Laurentine Drake fue un científico nacido en Greenville, Nueva York, al que se le conoció como el empresario de la industria del petróleo. Era un conductor de ferrocarril que decidió organizar la empresa Senecal Oil. Co. y el 27 de agosto de 1859 extrajo petróleo a una profundidad de 69 pies cerca a Titusville, Pennsylvania¹⁸.

Antes de esto, los florecimientos petroleros se utilizaban principalmente para producir asfalto, como fue el caso del Lago de Asfalto de Guanoco, del Estado de Sucre, en Venezuela. Cuando se fundó la primera empresa petrolera venezolana, llamada PETROLIA, se enviaron técnicos a capacitarse con el Sr. Drake.

El pozo descubierto por este científico, no fue el primero en suministrar petróleo, pues éste ya había sido producido excavando fosas desde hace cientos de años, ni siquiera fue el primer pozo perforado con el propósito específico de obtener petróleo, porque los chinos probablemente lo habían hecho con este fin antes de Cristo. El verdadero mérito de Edwin Drake fue que perforó el primer pozo con la meta exclusiva de obtener petróleo en una región con abundantes yacimientos petrolíferos, en un tiempo en que el mundo, rápidamente industrializado requería iluminación y máquinas y clamaba por fuentes de materiales para combustibles y lubricantes.

¹⁸ Energy quest. <http://www.energyquest.ca.gov/scientists/drake.html>. Visitada el 10 de marzo de 2004.

1.3 PETRÓLEO EN COLOMBIA

A pesar de que en 1859 el mundo despertó su interés por el petróleo debido al hallazgo del pozo petrolero en Pensilvania, Estados Unidos; años atrás, en la región de Infantas en Colombia ya se hablaba de él.

En abril de 1536 Gonzalo Jiménez de Quesada inició una expedición que partió de Santa Marta y llegó a Barrancabermeja, Santander, el 12 de octubre de ese mismo año. Antes de esto, los indígenas de la región ya habían descubierto el petróleo en la confluencia de los ríos Colorada y Oponcito, lugar al que los españoles llamaron Infantas en honor a las infantas del Rey de España.

A propósito de lo anterior, dice el historiador Miguel Ángel Santiago Reyes:

Cuenta el famoso cronista Gonzalo Fernández De Oviedo y Valdés que en Santo Domingo, cinco años después, tuvo la oportunidad de escuchar a los capitanes Juan del Junco y Gómez del Corral, compañeros de Quesada, quienes descubrieron que “una jornada adelante del pueblo de Latora (donde van a desembarcar los bergantines) hay una fuente de betún que es un pozo que hierve y corre fuera de la tierra, y está (situada) entrando por la montaña (bosque) al pie de la sierra, y es gran cantidad y espeso licor. Y los indios traénlo a sus casas y úntanse con este betún porque le hallan bueno y de olor de pez y peor, sírvense de ellos los cristianos para brear sus bergantines¹⁹

A pesar de esto, Miguel Ángel Santiago asegura que fue José Joaquín Bohórquez quien realmente hizo conocer (con fines industriales) las primeras muestras de petróleo de La Colorada.

¹⁹ SANTIAGO REYES, Miguel Ángel. Crónica de la Concesión de Mares. Bogotá : Presencia Ltda., agosto de 1986. p.14

El 17 de diciembre de 1869 llegó a Barrancabermeja el señor Bohórquez con el fin de formar una empresa de transportes fluviales para movilizar cargamentos de importación y exportación por los ríos Opón, La Colorada y Oponcito. Muchas personas se desplazaron a esta región del país para fijar sus residencias en ella y trabajar en la mencionada empresa, que logró una gran prosperidad.

Sin embargo, en 1904, las cargas empezaron a disminuir y el señor José Joaquín para impedir que se quedaran sin producir, reunió una serie de trabajadores para extraer de las montañas de los ríos antes mencionados, tagua y caucho, que escaseaban para ese entonces y en Europa ofrecían mucho por ellos. Fue así como instaló un campamento en el lugar de las Infantas y años más tarde relató haber encontrado la primera fuente de petróleo durante dicha exploración.

El negocio del caucho y la tagua no estaba funcionando muy bien, por lo cual decidió ir a Barranquilla para dar a conocer su descubrimiento y así poder comercializar el petróleo. No obstante lo anterior, ninguna de las firmas comerciales a las que acudió mostró interés en el negocio, pero después, en Cartagena le propusieron la compra de latas de cinco (5) galones.

A mediados de 1905, Roberto de Mares observó las muestras de petróleo que José Joaquín había llevado a Barranquilla, e interesado en el tema decidió reunirse con él.

1.3.1 Concesión Barco. A comienzos del siglo XX, uno de los recursos naturales más buscado por los exploradores era el caucho, este fue el motivo que llevó a Ramón Leandro Peñado a que entrara en las selvas del Catatumbo con el propósito de encontrar dicho material, sin embargo, lo que encontró realmente fue petróleo, del cual tomó muestras para examinar. De este descubrimiento se apoderó el General Virgilio Barco Ramírez, a quién el Presidente Reyes le otorgó la concesión que lleva su apellido.

El contrato de concesión estipulaba que los trabajos de exploración debían hacerse inmediatamente, para dar inicio a la explotación después de tres (3) años de firmado. Si en el mencionado término no se habían realizado, la caducidad del contrato podía ser declarada. No obstante, Barco no hace ninguno de los trabajos a que estaba obligado, pero el Gobierno Nacional no declaró la caducidad de la concesión, al parecer, por simple negligencia.

Autorizado por el Gobierno, a pesar de violar normas legales, Virgilio Barco realiza un primer traspaso de sus derechos en abril de 1918 a una compañía anónima colombiana llamada Compañía Colombiana de Petróleo, que en realidad era una empresa constituida por socios extranjeros que tenían el setenta por ciento (70%) de las acciones. Barco se lucra de este contrato y recibe una suma de cien mil dólares (US\$ 100.000) y el quince por ciento (15%) del petróleo bruto. La participación de los socios colombianos fue reducida mucho más porque sus acciones en la Compañía Colombiana de Petróleo fueron transferidas a la Colombian Petroleum Company.

Alrededor de 1926, finalmente el Gobierno hizo lo que debió haber hecho años atrás, declarar la caducidad de la concesión por incumplimiento del contrato. Sin embargo, este no fue un impedimento para que la nueva empresa titular de la concesión transfiriera su derecho (ya caducado) a la Colpet y a la South American Gulf Oil Company, Sagoc, empresas filiales de la Gulf Oil Company.

La presencia en el Catatumbo de la Gulf Oil Company y de sus filiales fue transitoria y en 1936 realizó una negociación con las empresas estadounidenses Texaco y la Socony Mobil Oil. Son estas dos últimas empresas las encargadas del desarrollo de los campos petroleros en la Concesión Barco.

1.3.2 Concesión De Mares. De la reunión entre De Mares y Bohórquez se formó una sociedad en la cual este aportaba su descubrimiento a expertos en la explotación de minas, mientras que aquél se obligaba a conseguir una

concesión para la explotación de las fuentes de petróleo con el Gobierno colombiano y una financiación de operaciones por parte de capitalistas.

El 28 de noviembre de 1905, se celebró el contrato de concesión para la explotación de petróleos entre el Gobierno del Presidente Reyes y Roberto de Mares, el cual apareció publicado en el Diario Oficial No. 12589 del 7 de marzo de 1906.

El contrato fijaba un plazo de dieciocho (18) meses para empezar los trabajos de explotación, término que fue prorrogado en varias ocasiones con autorización del Ministerio de Obras Públicas, sin embargo, al no haberse iniciado las labores a pesar de las prorrogas, el Ministerio decidió declarar la caducidad del contrato el 22 de octubre de 1909. No obstante lo anterior, el mismo ente revocó la caducidad y a su vez otorgó un plazo de doce (12) meses para comenzar los trabajos de explotación.

Después de varios intentos en Estados Unidos para poder conseguir capitalistas para el proyecto, Roberto de Mares finalmente encontró quien le financiara la empresa: Michael L. Benedum y Joe C. Trees, dos americanos dedicados a la industria del petróleo.

En febrero de 1916 llegaron a Infantas los ingenieros y capitalistas americanos que impulsaron la obra y a finales del mismo mes, De Mares, solicitó al Gobierno autorización para ceder el contrato de concesión a los señores Michael Benedum, Joe Trees y George Crawford, ya que eso era lo acordado.

El 20 de mayo de 1916, los mencionados señores constituyeron una sociedad en Wilmington, Delaware a la que denominaron Tropical Oil Company, con el objeto de explotar petróleo y sus derivados en Colombia. El Gobierno colombiano denegó la solicitud y la sociedad constituida continuó en forma delegada, la exploración, el emplazamiento de las torres de perforación y la adecuación de campamentos.

Finalmente, el 23 de agosto de 1919 se concede el permiso para traspasar el contrato a la Tropical Oil Company, la cual empezó a realizar la explotación. Se emitieron acciones, de las cuales, según el contrato, algunas correspondieron a Roberto de Mares. A pesar de haber sido el descubridor, José Joaquín Bohórquez no fue beneficiado con acciones, por lo cual decide iniciar un proceso que culmina con un fallo a su favor en 1917, proporcionándole una participación de cinco mil (5.000) acciones.

1.3.2.1. Contrato de concesión De Mares. A manera de ilustración, en esta sección se hará un recuento de las cláusulas del contrato de la concesión De Mares, ya que puede resultar interesante para algunos, en la medida en que es el origen de la contratación actual. Para esto, se recurrirá al anexo que se encuentra en el libro Crónica de la Concesión De Mares de Miguel Ángel Santiago Reyes.

FECHA DEL CONTRATO: noviembre 28 de 1905.

PARTES DEL CONTRATO:

- Concedente: Modesto Garcés, Ministro de Obras Públicas en representación del Gobierno.
- Concesionario: Roberto de Mares.

TÉRMINO DEL CONTRATO:

30 años contados desde la fecha en que comiencen los trabajos de explotación.

OBLIGACIONES DE LAS PARTES:

Del concesionario:

- “Organizar un sindicato o compañía, con capital suficiente para la explotación en grande escala de los pozos o fuentes de petróleo que se encuentren en los terrenos baldíos de la Nación comprendidos dentro de los siguientes linderos: desde la desembocadura del río Sogamoso en el río Magdalena, este río aguas arriba hasta la desembocadura del río Carare, este río arriba hasta encontrar el pie de la Cordillera Oriental, y de aquí siguiendo por el pie de la cordillera, hasta encontrar el río Sogamoso, y este río aguas abajo hasta el primer lindero citado”²⁰.
- “Emplear el capital en la extracción de petróleo crudo, en refinarlo y separar sus componentes, dándolo al consumo del país a un precio que permita hacerle competencia al que se importa (...)”²¹.
- Dar al Gobierno el 15% del producto neto de toda la producción, por semestres vencidos.
- Empezar los trabajos dieciocho (18) meses después de haber sido celebrado el contrato, so pena de caducidad.

Del Gobierno:

- Permitir la extracción del petróleo en los terrenos de propiedad de la Nación delimitados en el contrato por parte del concesionario.
- No otorgar permiso a otros para llevar a cabo trabajos de igual naturaleza en el mismo sitio durante el término del contrato.
- No gravar el petróleo que se extraiga con derechos de exportación ni otros derechos.

²⁰ Ibid., p. 120.

²¹ Ibid., P. 120.

- Dar al concesionario mil (1000) hectáreas de tierras baldías por cada una de las primeras cinco fuentes o pozos de petróleo que ponga en explotación.

1.3.2.2. Reversión de la concesión De Mares. En 1937 empezó a debatirse al interior del Congreso, el término de la concesión De Mares, cuya decisión fue la aprobación del concepto emitido por el Consejo de Estado que establecía que vencía el 14 de junio de 1946.

El litigio se basó en el Acta de San Vicente de Chucurí que se firmó el 14 de junio de 1916, la cual contenía la constancia de los trabajos que se adelantaban en Infantas. Fue así como la Cámara de Representantes, apoyándose en esta constancia, estableció que la concesión de Mares cumplía el término de treinta (30) años señalado en el contrato, el día 14 de junio de 1946.

El 23 de abril de 1941, el Ministro de Minas y Petróleos le informó a la Tropical que el contrato terminaba el 14 de junio de 1946. La empresa respondió sosteniendo que la fecha que ponía fin al contrato era el 25 de agosto de 1951, debido a la ampliación del plazo fijado en el contrato de traspaso autorizada por el Gobierno el 13 de junio de 1921, día en el cual el mismo, estableció que los trabajos se debían entender iniciados el 25 de agosto de 1921.

El Presidente de la República, Eduardo Santos, solicitó al Procurador que entablara una demanda ante la Corte Suprema de Justicia con el fin de fijar el término de la concesión y así declarar la reversión a favor del Estado. El 20 de septiembre de 1944, la Corte emitió su fallo, el cual determinó que la fecha de terminación del contrato era el 25 de agosto de 1951. A su vez, estableció que el mismo día todas las obras, edificios, maquinaria y demás elementos para la explotación pasaban a ser propiedad de la Nación de manera gratuita.

En septiembre de 1948 se constituyó una comisión de ministros, congresistas y representantes del Consejo Nacional de Petróleos, para revisar informes que habían preparado para elaborar un proyecto de ley, el cual fue presentado por el Ministro de Minas y Petróleos, Alonso Aragón Quintero y aprobado por el Congreso el 16 de diciembre del mismo año. Fue así como se expidió la Ley 165 de 1948 que facultó al Gobierno para organizar una empresa que se encargara de la administración de los bienes que iban a ser revertidos a la Nación. De esta manera, en desarrollo de la mencionada Ley, por medio del Decreto No. 30 de 1951 nació la Empresa Colombiana de Petróleos.

1.3.3 Inicio de la exportación de petróleo. Para poder iniciar la exportación de petróleo, fue necesario construir un oleoducto que uniera a las campos de la concesión De Mares con la costa caribe. Fue el Coronel James Flanagan quien realizó todos los contactos y llevó a cabo todo lo necesario para crear una empresa constructora de dicho oleoducto, la cual fue creada en 1923 bajo el nombre de Andian National Corporation. Estas labores terminaron el 6 de marzo de 1926.

Fue después de veintiún (21) años de haber sido otorgada la concesión De Mares cuando llegó el primer barril de petróleo crudo al puerto de exportación que conducía a los mercados internacionales. Esto ocurrió el 10 de junio de 1926 y el primer embarque de exportación salió del puerto el 3 de julio de 1926.

Una vez iniciaron las labores del oleoducto se incrementaron los trabajos de explotación de la concesión De Mares, lo cual contribuyó notablemente al desarrollo económico del país. Como bien decía Miguel Ángel Santiago Reyes: “Con todo aquello surge la fiebre del petróleo que da mejores sueldos, impulsa un mayor número de industrias, rinde tributos al Estado y suministra la fuerza propulsora del progreso”²².

²² Ibid., p. 42.

1.3.4 ECOPETROL. Con la expedición del Decreto 30 de enero 9 de 1951 nació la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, con el objeto de administrar el recurso de hidrocarburos del país. Se trataba de una empresa netamente oficial, cuya Junta Directiva era presidida por lo siguientes miembros: Rafael Delgado Barreneche, Juan José Turbay, Juan de Dios Ceballos, Manuel Carvajal, Luis Emilio Sardi Garcés y Mario Galán Gómez, quien fuera en ese entonces el primer gerente de la empresa.

1.3.4.1 Naturaleza jurídica de ECOPETROL. Como ya se ha mencionado en varias ocasiones, ECOPETROL nació como una empresa oficial con el Decreto No. 30 de 1951, que después fue reorganizada por el Decreto Ley 3211 de 1959 como una empresa industrial y comercial del Estado del orden nacional, vinculada al sector administrativo del Ministerio de Minas y Energía. Hoy, con la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003 pasó a ser una sociedad pública por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

1.3.4.2 Operaciones de ECOPETROL. La actividad de exploración por parte de ECOPETROL comenzó en 1957 con la perforación del pozo Zarzal-1. Entre 1951 y 1970 se perforaron veintiún (21) pozos exploratorios dentro de la concesión De Mares que permitieron el descubrimiento de dos campos: Lisama en 1955 y Llanito en 1960.

Durante la década de 1970-1979 se perforaron otros veintiún (21) pozos y en 1972 ECOPETROL exploró por primera vez áreas diferentes a la concesión de Mares, perforando así el Pozo Unete-1 en los Llanos Orientales cuyo resultado fueron cantidades no comerciales de petróleo. Entre 1980 y 1982 fueron perforados diecinueve (19) pozos que permitieron el descubrimiento de la provincia petrolífera de Apiay-Ariari.

En 1983 fue necesario hacer una pausa e importar crudos costosos para la refinación y venta en el país, pues los fondos de inversión se volvieron escasos para la exploración y otras actividades. Sin embargo, en septiembre de este

mismo año, fue descubierto Caño Limón, un pozo gigante que arrojó 1.000 millones de barriles, fue así como en 1986 la empresa volvió a exportar petróleo y dejó de ser importadora. El otro gran descubrimiento ocurrió en 1990: Cusiana y Cupiagua con reservas cercanas a 2.000 millones de barriles.

1.3.4.3 Exploración y explotación a cargo de ECOPETROL exclusivamente. La exploración según el Decreto Legislativo 1056 de 1953 - Código de Petróleos - consiste en un “conjunto de trabajos geológicos superficiales y los de perforación con taladro tendientes a averiguar si los terrenos, materia de la concesión, contienen o no petróleo en cantidades comercialmente explotables”²³, mientras que la explotación es una “operación que consiste en la extracción de petróleo y/o gas de un yacimiento”²⁴.

El Decreto 2310 de octubre 28 de 1974 estableció que la exploración y explotación de hidrocarburos quedaba en cabeza de ECOPETROL, con excepción de los contratos de concesión que estaban vigentes a la fecha del mencionado Decreto. Para poder llevar a cabo dichas actividades, la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, podía celebrar cualquier tipo de contratos, distintos de los de concesión, lo cual será analizado en el capítulo segundo del presente trabajo.

1.3.5 Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH. El Decreto 1760 de 2003, expedido por facultades extraordinarias otorgadas al Presidente de la República mediante la Ley 790 de 2002, escindió ECOPETROL y creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH para que se encargara de la

²³ REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, MINISTERIO DE MINAS Y PETRÓLEOS, Decreto Legislativo 1056 de 1953 “por el cual se expide el Código de Petróleos”, artículo 23. En Diario Oficial No. 28199 de mayo 16 de 1953.

²⁴ GLOSARIO DE PETRÓLEO Y GAS. <http://www.caletao.com.ar/eco/glosdefi.htm>. Visitada el 23 de marzo de 2004.

administración integral de las reservas de hidrocarburos propiedad de la Nación.

1.3.5.1 Naturaleza jurídica de la ANH. El Decreto 1760 de 2003 establece que es una unidad administrativa adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con personería jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa y financiera, sometida al régimen jurídico contenido en el mencionado Decreto, y en lo no previsto en él, al de los establecimientos públicos de conformidad con lo dispuesto en la Ley 489 de 1998 y en las normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen²⁵.

1.3.5.2 Motivos que dieron lugar a la creación de la Agencia. El Gobierno de Álvaro Uribe Vélez quiso hacer una reestructuración del Estado colombiano, para lo cual, el Congreso de la República, revistió al Presidente de facultades extraordinarias consagradas en el artículo 16 de la Ley 790 del 27 de diciembre de 2002, entre las cuales se encuentran las contenidas en los literales d), e) y f) que son respectivamente las de: “escindir entidades u organismos administrativos del orden nacional creados o autorizados por la ley”; “señalar, modificar y determinar los objetivos y la estructura orgánica de las entidades u organismos resultantes de las fusiones o escisiones y los de aquellas entidades u organismos a los cuales se trasladen las funciones de las suprimidas” y “crear las entidades u organismos que se requieran para desarrollar los objetivos que cumplían las entidades u organismos que se supriman, escindan, fusionen o transformen, cuando a ello haya lugar”²⁶.

²⁵ REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto 1760 de 2003 “Por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL y se crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos”, artículo 1º. En Diario Oficial No. 45.230 de junio 26 de 2003.

²⁶ REPÚBLICA DE COLOMBIA CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 790 de 2002 “por la cual se expiden disposiciones para adelantar el programa de renovación de la administración pública y se otorgan unas facultades extraordinarias al Presidente de la República”, artículo 16, literales d), e) y f), diciembre 27 de 2002. En Diario Oficial No. 45046 de diciembre 27 de 2002.

El Gobierno estableció que dentro del marco de renovación del Estado, resultaba necesario asegurar la eficiencia y racionalidad de la gestión pública, separando e independizando las funciones de administrar los hidrocarburos de propiedad nacional y las actividades de naturaleza industrial y comercial de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de los mismos.

Fue así como mediante el uso de las facultades extraordinarias que le otorgó el Congreso a través de los literales mencionados de la Ley 790 de 2002, expidió el Decreto Ley 1760 de 2003, mediante el cual escinde ECOPETROL y crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, para encargarle la función de administrar los hidrocarburos de propiedad nacional entre otras funciones que serán señaladas en el siguiente numeral.

1.3.5.3 Funciones de la ANH. teniendo claras las razones por las que el Gobierno creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, así como su naturaleza jurídica y su correspondiente objeto, se pueden observar sus funciones para así tener una idea más global sobre esta nueva entidad. Según el Decreto 1760 de 2003 las funciones de la Agencia son:

- Apoyar al Ministro de Minas y Energía en la formulación de la política petrolera.
- Administrar las áreas hidrocarburíferas de la Nación y asignarlas para la exploración y explotación.
- Evaluar el potencial hidrocarburífero del país.
- Diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de la exploración y explotación de hidrocarburos.

- Representar a la Nación ante las compañías petroleras y otros grupos interesados en la actividad petrolera de Colombia.
- Administrar la información técnica y asegurarla como materia prima del proceso exploratorio de los hidrocarburos.
- Diseñar, promover, negociar, celebrar, hacer seguimiento y administrar los nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación y convenir con los contratistas los términos y condiciones.

Es importante tener en cuenta este numeral, en la medida en que es una función que en gran parte será desarrollada a través de este trabajo.

- Realizar seguimiento técnico a la delimitación de nuevos campos descubiertos.
- Administrar la participación del Estado en los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los nuevos contratos de exploración y producción.
- Administrar y disponer de los bienes que pasen al Estado por terminación de los nuevos contratos celebrados para explorar y explotar hidrocarburos o por reversión de concesiones vigentes.
- Recaudar las regalías y compensaciones monetarias por la explotación de hidrocarburos.
- Girar las sumas que por concepto de regalías y participaciones deban retenerse a las entidades partícipes con destino al Fondo de Ahorro y Estabilización Financiera - FAEP y efectuar los reintegros que correspondan a las mismas entidades.

- Propender por el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos, derivados y productos.

1.4 PROPIEDAD DEL SUBSUELO Y FUNDAMENTOS CONSTITUCIONALES

Desde Roma se habla de la existencia de la propiedad, y el subsuelo no era un tema ajeno a ella. Con respecto a esta clase de propiedad, existían dos apreciaciones. La primera de ellas hablaba de la indivisibilidad del suelo y el subsuelo, y por lo mismo, quien era dueño del primero, lo era así también del segundo. No obstante lo anterior apareció la concepción según la cual se estatuyó que el suelo era independiente del subsuelo, y que este segundo pertenecía al Rey o al Estado. A partir de allí fue la tendencia que se mantuvo.

Para épocas del Virreinato, desde el Ordenamiento de Alcalá de 1348, que fue incorporado en la Novísima Recopilación, hasta la Ordenanza de Minería de Nueva España de 1783, se dispuso que los yacimientos mineros pertenecieran al Rey, quien podía adjudicarlos a sus súbditos para la explotación, mediante el pago de una regalía, todo esto para fomentar e incrementar los ingresos de la Corona.

Posteriormente hacia el año de 1821, la Constitución de Cúcuta dispuso que las leyes sobre adjudicación y explotación del subsuelo seguirían y para el efecto las leyes españolas mantendrían vigencia mientras no estuvieran contrariando las leyes de la República y obviamente la misma Constitución. En el año de 1828 cuando se celebró la Convención de Ocaña, Simón Bolívar dispuso mediante Decreto que los yacimientos mineros eran de propiedad del Estado, y que a su vez este podía darlos en propiedad a los particulares, siempre y cuando se explotaran y se pagara una regalía, de lo contrario le serían devueltos. Según lo anterior, existía la idea que a pesar de que el dominio era del Estado, la propiedad la adquirirían quienes obraban como adjudicatarios del yacimiento.

Durante la Confederación Granadina en el año de 1858, se precisó en los artículos 6º y 8º de la Constitución, que pertenecían a cada Estado las minas de esmeralda y sal y el subsuelo en general. Cada Estado legisló de manera distinta el tema; en Antioquia por ejemplo según lo que rezaba el Código de Minas, el dueño del suelo también lo era del subsuelo. Debido a esto se creó una gran dispersión en el régimen minero de la época.

Para el año de 1863 se expidió la Ley 106 de 1873 sobre el Código Fiscal Nacional. Mediante los artículos 1116 y 1126, el Estado federal se reservaba la mayoría de minas, entre las cuales estaban los yacimientos petroleros existentes, como bienes baldíos o de propiedad nacional. Sin embargo en el año de 1886 se dio un giro total en materia constitucional y el centralismo se abrió paso, así como la descentralización administrativa, en el artículo 202 de la Constitución se nacionalizó el subsuelo, por lo mismo se dispuso que pertenecerían al Estado: “Los baldíos, minas y salinas que pertenecían a los Estados, cuyo dominio recobra la Nación sin perjuicio de los derechos constituidos a favor de terceros por dichos Estados, o a favor de estos por la Nación a título de indemnización”²⁷.

La ley 38 de 1887 dio carácter de nacional a la legislación petrolera Antioqueña, así mismo en su artículo 1º, el Código de Minas de Antioquia disponía que las minas de sal y esmeraldas pertenecían a la Nación; las de oro, plata, cobre y platino podrían ser adjudicadas y a los particulares pertenecían todas las demás. De esta forma se estatuyó en el artículo 11 de la misma Ley, que existiría un plazo de un año, para que las personas dueñas del suelo lo fueran así del subsuelo, y dispondrían de un año para explorar y denunciar sus minas pagando las regalías a que hubiere lugar, y de esta manera podrían conservar su propiedad. Si lo anterior no ocurría cualquier persona podía denunciarlas y así el Estado procedía a su adjudicación. Vale la pena aclarar que las minas adjudicables estuvieron reguladas por esta Ley y

²⁷ OSEJO MORA, Humberto. El Régimen Jurídico Colombiano para la Explotación de Hidrocarburos. Bogotá : Pontificia Universidad Javeriana, 1995. p. 85.

sus decretos reformativos, pues las otras minas eran tratadas bajo regímenes de concesión, aporte o permiso, según lo disponían leyes especiales.

Posteriormente con la Ley 20 de 1969 se introdujeron cambios fundamentales que sirvieron como base para lo que hoy es el artículo 332 de la Carta Política. De esa manera se mencionaron principios que prescribían que “El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados conforme a la leyes preexistentes”.

Según los artículos 1º y 13 de esa Ley, esta excepción “solo comprende las situaciones jurídicas subjetivas y concretas debidamente perfeccionadas y vinculadas a yacimientos descubiertos”. Otro de los principios que esta Ley reiteró fue aquel donde se establecía que, los derechos que el Estado, a cualquier título, otorgara sobre cualquiera de las minas, tenía por objeto el aprovechamiento económico, de tal manera que si el aprovechamiento y explotación por parte de particulares no se hacía conforme a las reglas que se establecían para tal efecto, el derecho constituido se extinguía *ipso facto*.

Finalmente y quizás el aporte mas grande para el objeto de este trabajo, fue aquel que hizo la ley 20 de 1969 en su artículo 8º, pues bajo la modalidad de principio rector, se estableció que el Estado podía explotar sus yacimientos mineros mediante concesión, aporte o permiso otorgado a particulares.

Todo lo anterior vino a ser reconocido, ratificado y de alguna manera venerado por la Carta Constitucional de 1991, pues el artículo 332 no es mas que una imitación actualizada de esas cláusulas históricas en materia de propiedad del subsuelo. Sin embargo, la exploración y explotación de hidrocarburos no solo se rigen por este artículo, también el Código de Minas y Petróleos regula el tema, y en el evento de ser necesario las leyes especiales aplicables a cada caso, como se observará a lo largo de este trabajo.

Finalmente, La Ley 20 de 1969 fue interpretada con autoridad por el Congreso mediante la Ley 97 de 1993, para poner fin a diferentes interpretaciones frente a los supuestos derechos adquiridos sobre el subsuelo petrolífero.

1.5 LEGISLACIÓN PETROLERA EN COLOMBIA

En esta sección se hará un recuento cronológico de la legislación que ha existido en Colombia en materia petrolera, especialmente aquella que guarde relación con este trabajo, para así lograr un mayor conocimiento del manejo jurídico que se le ha otorgado a tan crucial tema en nuestro país.

LEY 165 DE DICIEMBRE 27 DE 1948: mediante esta Ley, el Congreso de la República autorizó al Gobierno que promoviera la organización de una empresa de petróleos que contara con participación de la Nación y de capital privado nacional y extranjero.

DECRETO 0030 DE ENERO 9 DE 1951: teniendo en cuenta lo establecido por la Ley 165 de 1948, se crea mediante este Decreto la Empresa Colombiana de Petróleos como organismo autónomo con personería jurídica, que se regiría por las disposiciones contempladas en la mencionada Ley y por los estatutos constitutivos que reglamentaran su funcionamiento.

DECRETO 1056 DE ABRIL 20 DE 1953: este Decreto compila el Código de Petróleos, de conformidad con las facultades extraordinarias otorgadas por el artículo 23 de la Ley 18 de 1952*. Este Código reglamenta la propiedad, utilidad y forma de explotación de “las mezclas naturales de hidrocarburos que se encuentran en la tierra, cualquiera que sea el estado físico de aquellas, y que componen el petróleo crudo, lo acompañan o se derivan de él”²⁸.

* El artículo 23 de la Ley 18 de 1952 facultó al Gobierno para elaborar una compilación de las disposiciones, tanto legales como reglamentarias sobre petróleos, con el fin de configurar así el Código de Petróleos. Mediante el decreto 1056 de 1953 se cumplió ese objetivo. Este decreto tuvo –jurídicamente hablando– el carácter de Decreto Extraordinario y se caracteriza por

DECRETO 3211 DE 1959: este Decreto declara a ECOPETROL como empresa oficial con personería jurídica propia y autonomía administrativa, que a pesar de lo anterior actúa internamente y en sus relaciones con terceros como una sociedad de carácter comercial, sin perjuicio de los intereses económicos del Estado.

LEY 10ª DE MARZO 16 DE 1961: mediante esta Ley, el Congreso de la República modifica algunas disposiciones del Código de Petróleos, entre otras, dicta disposiciones referentes al área máxima y mínima a contratar en concesión, los compromisos mínimos de perforación, los cánones superficiarios, las regalías, etc..

DECRETO 1348 DE JUNIO 20 DE 1961: este Decreto reglamenta la Ley 10ª de 1961.

LEY 20 DE DICIEMBRE 22 DE 1969: esta ley establece que todas las minas pertenecen a la Nación, sin perjuicio de los derechos adquiridos, sin embargo, consagra la obligación de explotar los derechos que a la fecha estén constituidos o de lo contrario, estos se extinguen a favor de la Nación.

contener dos partes, una de ellas que agrupa las disposiciones que tenían fuerza de ley, y otra que agrupa las disposiciones que tenían carácter reglamentario. Debe hacerse notar que, por la razón indicada, el decreto 1056 de 1953 no derogó ninguna de las disposiciones que incorporó dentro del Código. El artículo 23 de la ley 18 de 1952 dispuso: "Facúltase al Gobierno para que elabore una codificación de las disposiciones legales y reglamentarias sobre petróleo e introduzca a la actual legislación las reformas que demande tal codificación. La nueva numeración comenzará por la unidad, y los Capítulos se ordenarán con sujeción a la distribución de materias". (La frase en letra pequeña fue declarada inexecutable por sentencia del 9 de Febrero de 1960 de la Corte Suprema de Justicia, Gaceta Judicial 2221-2222).

²⁸ REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, MINISTERIO DE MINAS Y PETRÓLEOS, Decreto Legislativo 1056 de 1953 "Por el cual se expide el Código de Petróleos", abril 20 de 1953, artículo 1º. En Diario Oficial No. 28199 de mayo 16 de 1953.

DECRETO 0797 DE SEPTIEMBRE 15 DE 1971: este Decreto reglamenta en relación con los hidrocarburos la Ley 20 de 1969. De este modo, autoriza al Gobierno Nacional para declarar como reserva nacional cualquier área petrolífera del país para aportarla a ECOPETROL, con el objeto de que esta empresa la explore, explote y administre.

DECRETO 1895 DE SEPTIEMBRE 15 DE 1973: este Decreto es muy importante en todos los aspectos técnicos de la exploración y explotación y del medio ambiente, en la medida en que dicta normas sobre exploración y explotación de petróleo para evitar el desperdicio físico y económico de las reservas de petróleo de propiedad nacional o privada y tomar medidas para la prevención de la contaminación ambiental.

DECRETO 2310 DE OCTUBRE 28 DE 1974: este Decreto dicta normas sobre abolición del régimen de concesiones, estableciendo que con excepción de los contratos de concesión vigentes a la fecha del Decreto, la exploración y explotación estarían a cargo exclusivamente de ECOPETROL, empresa que a su vez podía llevar a cabo esas actividades directamente o por medio de contratos de cualquier naturaleza distintos a los de concesión.

DECRETO 0743 DE FEBRERO 21 DE 1975: este Decreto reglamenta el Decreto 2310 de 1974.

RESOLUCIÓN 0050 DE MAYO 26 1976: con el propósito de garantizar las condiciones necesarias para estimular la exploración de nuevos yacimientos de petróleo, la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural expidió la presente Resolución que fija el precio internacional CIF Cartagena, de petróleos crudos semejantes, para el petróleo que fuera descubierto a partir de la fecha de expedición de la Resolución, tanto en concesiones como en asociación.

RESOLUCIÓN 0058 DE MAYO 21 DE 1980: a través de esta Resolución, la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural reajustó los precios de compraventa del petróleo crudo destinado a la refinación interna y proveniente de la explotación de los campos bajo sistema de concesión y de propiedad privada. Se estableció la figura de crudos incrementales, que podía alcanzar el cincuenta por ciento (50%) del precio internacional.

RESOLUCIÓN 2543 DE DICIEMBRE 14 DE 1984: esta Resolución señala los trámites para la aprobación de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, los cuales requieren para su validez, la aprobación del Ministerio de Minas y Energía a través de una Resolución.

RESOLUCIÓN 0060 DE ENERO 21 DE 1986 DE LA COMISIÓN DE PRECIOS DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL: considerando que el país había alcanzado la autosuficiencia petrolera, la Comisión de Precios del Petróleo y Gas Natural dictó esta Resolución que modifica las resoluciones 0050 de 1976 y 0058 de 1980 de la misma entidad y autoriza a ECOPETROL para acordar la modificación de los contratos de compraventa de crudo vigentes. De acuerdo con esta Resolución “el petróleo crudo que corresponda al asociado particular, dentro de los contratos de asociación que en el futuro celebre la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL, y que se destine a la refinación interna se pagará, puesto en las refinerías donde deba procesarse, al precio internacional FOB, Puerto de Embarque de petróleos crudos semejantes”²⁹.

RESOLUCIÓN 0009 DE ENERO 16 DE 1990: a través de esta Resolución, el Presidente de la República autoriza al Ministerio de Minas y Energía a

²⁹ REPÚBLICA DE COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, COMISIÓN DE PRECIOS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL, Resolución 0060 de 1986 “Por la cual se modifican las resoluciones números 50 de 1976 y 58 de 1989 de la Comisión del Petróleo y del Gas Natural, se da una autorización a la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, y se toman otras determinaciones”, enero 21 de 1986, artículo 1º.

identificar los inmuebles que pasan gratuitamente a la Nación al terminar un contrato de concesión y a incorporarlos al patrimonio de ECOPETROL.

LEY 80 DE OCTUBRE 28 DE 1993: por medio de esta Ley se expide el Estatuto General de Contratación de la Administración Pública y en su artículo 76 dispone que “los contratos de exploración y explotación de recursos naturales renovables y no renovables, así como los concernientes a la comercialización y demás actividades comerciales e industriales propias de las entidades estatales a las que correspondan las competencias para estos asuntos, continuarán rigiéndose por la legislación especial que les sea aplicable. Las entidades estatales dedicadas a dichas actividades determinarán en sus reglamentos internos el procedimiento de selección de los contratistas, las cláusulas excepcionales que podrán pactarse, las cuantías y los trámites a que deben sujetarse”³⁰.

Lo anterior indica que ECOPETROL debe celebrar los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos a través del régimen especial que le es propio.

LEY 97 DE DICIEMBRE 17 DE 1993: mediante esta Ley se interpreta con autoridad la Ley 20 de 1969.

LEY 141 DE JUNIO 28 DE 1994: mediante esta ley se crea el Fondo Nacional de Regalías, la Comisión Nacional de Regalías, se regula el derecho del Estado a percibir regalías por la explotación de recursos naturales no renovables y se establecen las reglas para su liquidación y distribución.

DECRETO 1760 DE JUNIO 11 DE 2003: mediante este Decreto se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL y se crea la Agencia

³⁰ REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 80 de 1993 “Por la cual se expide el Estatuto General de Contratación de la Administración Pública”, artículo 76. En Diario Oficial No. 41094 de octubre 28 de 1993.

Nacional de Hidrocarburos ANH, a la que le corresponderá la función de administrar los hidrocarburos de propiedad nacional.

2. MODALIDADES DE CONTRATACIÓN PETROLERA EN COLOMBIA

En el primer capítulo se hizo un recuento de lo que fue la historia del petróleo en el mundo y en nuestro país; en este se analizarán las modalidades contractuales que han existido para poder llevar a cabo las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia.

Existen diversos sistemas para poder explorar y explotar petróleo y cada país tiene una modalidad específica para hacerlo, la cual depende de factores derivados de la historia que ha vivido cada Nación.

En el mundo hay varios modelos de contratación petrolera, que el abogado Alejandro Martínez Villegas clasifica por un lado, en regímenes de licencias y por el otro, en regímenes contractualistas. Los primeros son aquellos “en los cuales el Estado concede derechos a los particulares sobre sus hidrocarburos, bien sea en forma exclusiva o asociándose con ellos, para llevar a cabo las operaciones (...), los segundos presentan la posición opuesta”³¹.

En Colombia la exploración y explotación de petróleo se ha dado a través de la operación directa de ECOPETROL o por medio de contratos de concesión o asociación. Los primeros, abolidos por el Decreto 2310 de 1974, aunque algunos conservan su vigencia. A partir del mencionado Decreto se abrió paso a otras modalidades de contratación, pero en Colombia predominaron los contratos de asociación. Hoy, con el Decreto 1760 de 2003, la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, tiene la facultad de celebrar los contratos que ella decida, por lo cual, en este capítulo también se hará un análisis de la nueva forma de contratación petrolera a la luz del nuevo Decreto.

³¹ MARTÍNEZ VILLEGAS, Op. cit., p. 14.

2.1 CONTRATOS DE CONCESIÓN PETROLERA

Juanita Lejour de Moreno considera que la concesión es un contrato administrativo celebrado entre el Gobierno y un inversionista llamado concesionario, por medio del cual aquel, le otorga a este un privilegio para poder explotar los recursos naturales no renovables pertenecientes por Constitución a la Nación, y a su vez, el inversionista se obliga a pagar una regalía como contraprestación³².

Si bien universalmente se conoce la concesión en términos similares, lo cierto es que esta modalidad contractual ha venido cambiando a través de los años. En este orden de ideas, se encuentra la “concesión antigua” y la “concesión moderna”. En la primera, el Gobierno otorgaba una extensa zona por un período amplio a una compañía extranjera, para que esta desarrollara el derecho (que se le concedía de forma exclusiva) de llevar a cabo la exploración y explotación de hidrocarburos. El término de estos contratos estaba entre los sesenta (60) y los setenta y cinco (75) años y podría decirse que estas primeras concesiones empezaron a operar en el Medio Oriente en 1901, entre ellas la Concesión de Arcy.

La “concesión moderna” modifica en algo la anterior pero no altera sus elementos esenciales. En esta modalidad lo que se busca es maximizar los beneficios del Estado, imponiendo normas tributarias y estableciendo mecanismos para controlar los trabajos de las compañías que operan como concesionarias. A través de este sistema contractual, el Estado otorga a los particulares el derecho a explorar y explotar hidrocarburos, pero de forma que el Gobierno pueda implementar sus políticas para manejar este recurso.

En Colombia, las primeras concesiones que se conocieron fueron la Barco y la De Mares, de las cuales se hizo referencia en el capítulo primero del presente trabajo. Esto quiere decir que las mismas en Colombia

³² LEJOUR DE MORENO, Op. cit., p. 153.

ocurrieron en 1905 y este régimen contractual se prolongó hasta 1974, año en el cual se abolió tal sistema con el Decreto 2310 que será analizado más adelante. No obstante lo anterior, es necesario tener claro que a pesar de ser abolido, hoy existen algunas concesiones vigentes. (Tello y Yalea).

Teniendo en cuenta que la concesión es una figura jurídica que encuentra su origen en el derecho privado, es necesario aclarar que la que será analizada en las siguientes páginas es la petrolera y en esa medida se trata de una concesión pública como se observará posteriormente en el numeral correspondiente a la naturaleza jurídica del contrato de concesión petrolera.

2.1.1 Marco jurídico de la concesión. El contrato de concesión ha sido regulado en Colombia por la Ley 37 de 1931, el Decreto 1056 de 1953 (conocido como el Código de Petróleos), que codifica las disposiciones legales y reglamentarias sobre petróleo, la Ley 10ª de 1961 y el Decreto 1348 de 1961, que reglamenta la Ley 10ª de 1961.

LEY 37 DE 1931: es lo que en la práctica puede ser conocido como el primer Código de Petróleos y reglamentó la concesión como un contrato administrativo estandarizado, es decir, con cláusulas inmodificables.

DECRETO 1056 DE 1953: regula el contrato de concesión en los capítulos III, IV y VI. El capítulo III regula los contratos de exploración y explotación y se refiere exclusivamente a la concesión. Establece que todas las personas naturales o jurídicas pueden presentar propuestas para la exploración y explotación de hidrocarburos y menciona la forma en que se tendrán en cuenta las mismas. Una vez reunidas las condiciones exigidas, el proponente y el Gobierno celebran un contrato que cubre una extensión de terreno modificada posteriormente por la Ley 10ª de 1961, objeto de análisis posterior.

El contratista puede empezar los trabajos de explotación en cualquier momento durante el término de exploración (que fue modificado por la Ley 10ª

de 1961), para lo cual debe dar aviso al Gobierno. Así mismo, puede renunciar su concesión, siempre y cuando haya cumplido con sus obligaciones hasta el momento de la renuncia y el Gobierno queda con la facultad de contratar con otra persona. A su vez, cuando se termina el contrato, las construcciones, inmuebles, etc., pasan gratuitamente a la Nación.

El capítulo IV del mencionado Decreto, consagra normas de carácter procesal para la tramitación de propuestas y oposiciones. Es así como establece que una vez admitida una propuesta, debe ser publicada en el Diario Oficial, debe fijarse en la Alcaldía del municipio donde se encuentre el terreno y a partir de la publicación en el Diario Oficial, se cuentan dos meses para oposiciones. Si no las hay se continúa con la tramitación de la propuesta.

El Capítulo VI regula el tema de las regalías que en gran parte fue modificado por la Ley 10ª de 1961.

LEY 10ª DE 1961: esta Ley buscaba introducir unos cambios que redujeran el período en la fase de exploración, aceleraran la devolución de áreas y aumentaran las regalías, entre otros.

Los concesionarios según esta Ley debían pagar al Gobierno una participación en dinero o en especie en el campo de producción, cuyo porcentaje dependía de la zona de la que se tratara.

2.1.2 Naturaleza jurídica de la concesión petrolera. Hay quienes dicen que se trata de un acto administrativo, como Eustorgio Sarria, al afirmar que es un “acto administrativo complejo por medio del cual se otorga a una persona poder legal suficiente para prestar por su cuenta y riesgo el servicio de explotación de un yacimiento”³³. Sin embargo es más acertado decir que es un contrato administrativo, por las razones que serán expuestas a continuación.

³³ SARRIA, Eustorgio, citado por LEJOUR DE MORENO, Juanita. Capítulo V. Régimen de Exploración y Explotación de Petróleos, Sistemas de Contratación en Colombia. En : Colegio

No puede considerarse un acto administrativo en la medida en que este es una manifestación unilateral de la Administración y por más que se trate de un privilegio que otorga el Estado, en la concesión se requiere la manifestación de dos voluntades. Por otro lado, es claro que el contrato (no importa su naturaleza pública o privada) es un acuerdo de voluntades que genera obligaciones, o en los términos del Código Civil “es un acto por el cual una parte se obliga para con otra a dar, hacer o no hacer alguna cosa”³⁴, siendo así es de anotar que la concesión es un verdadero contrato, mediante el cual se produce en términos generales la obligación, por una parte de otorgar el derecho a explorar y explotar hidrocarburos, y por la otra de pagar una regalía por este derecho.

Ya habiendo identificado que se trata de un contrato, habría que analizar su carácter administrativo. Existen unos criterios tradicionales para diferenciar un contrato administrativo de uno privado, hoy esta distinción se resuelve con la Ley 80 de 1993, sin embargo, hay que recordar que la concesión se celebró en Colombia hasta la entrada en vigencia del Decreto 2310 de 1974 que abolió este sistema de contratación, por lo cual era preciso identificarlo como un contrato administrativo a la luz de los criterios tradicionales.

El primer criterio, según el tratadista Libardo Rodríguez es de índole legal, que se da cuando la Ley misma es la que establece la naturaleza del contrato, lo cual puede ser de forma directa o indirecta. Para el caso en estudio, la situación jurídica de la concesión se encuentra en la legislación petrolera colombiana, siendo los textos más importantes la Ley 37 de 1931, el Decreto 1056 de 1953, la Ley 10ª de 1961 y su Decreto Reglamentario 1348 de 1961.

de Abogados de Minas y Petróleos. Temas Mineros y Petroleros. Bogotá. Tercer Mundo Editores, 1995; p. 154.

³⁴ REPÚBLICA DE COLOMBIA, Código Civil, artículo 1495.

La Jurisprudencia aportó tres criterios: el de las partes del contrato, el del objeto del mismo y el de sus cláusulas. En cuanto a las partes, un contrato es administrativo cuando por lo menos una de ellas es una persona pública, lo cual se observa con claridad en este caso, pues una de las partes contratantes en la concesión es el Estado. Sin embargo este criterio parece no ser suficiente por sí mismo, por lo cual para que el contrato tenga el carácter de administrativo debe cumplir además con alguno de los otros dos criterios.

El primero de ellos es el objeto del contrato, específicamente que se trate de la organización o prestación de un servicio público y finalmente, está el criterio de las cláusulas del mismo, que establece que un contrato es administrativo cuando contiene una o más cláusulas exorbitantes, es decir aquellas que no se dan en los contratos de los particulares, lo cual puede obedecer a varios factores: “que la cláusula sea imposible de incluir en un contrato privado (...); que la cláusula otorgue prerrogativas de poder público (...); finalmente, que la cláusula lleve grabada la marca administrativa, en el sentido que ella no puede haber sido inspirada sino por consideraciones de interés general imposibles de manifestarse en los contratos entre particulares”³⁵, lo cual parece indicar que definitivamente la concesión es un contrato administrativo.

2.1.3 Objeto del contrato. El objeto del contrato de concesión es que el Gobierno conceda al contratista el derecho de explorar y explotar el petróleo nacional ubicado en la zona que sea especificada particularmente en cada contrato. El propósito de esto es facilitar las actividades mencionadas, ya que realizarlas implica un riesgo y un costo muy alto que el Estado no está en capacidad de asumir por sí mismo.

2.1.4 Partes del contrato. Como ya ha sido mencionado, las partes del contrato son, por un lado el Estado, que al ser el propietario del petróleo que

³⁵ DE LABAUDÉRE ANDRÉ, *Traité des contrats administratifs*, citado por RODRÍGUEZ, Libardo. *Derecho Administrativo General y Colombiano*. Duodécima edición. Bogotá: Temis, 2000. p. 329.

se encuentra en el país, ejerce su autoridad y su derecho sobre el mismo, concediendo la facultad de explorar y explotar el petróleo nacional; y por el otro un concesionario que puede ser una persona natural o jurídica, en los términos del artículo 21 del Decreto 1056 de 1953, “Toda persona natural o jurídica puede presentar propuestas para contratar la exploración con taladro y la explotación de petróleo de propiedad nacional”.

2.1.5 Trámite para otorgar la concesión. Para iniciar el trámite que culminaba en el otorgamiento de la concesión, era necesario presentar una propuesta ante el Ministerio de Minas y Petróleos* según el artículo 125 del Decreto Legislativo 1056 de 1953. El fundamento de esto se encuentra a su vez en el artículo 21 del mismo Decreto. Esto se hacía a través de un memorial que contenía la solicitud y la presentación de un plano topográfico y geológico, cuyos requisitos se encuentran reunidos en el artículo 127 del mencionado Decreto.

El artículo 126 del Decreto 1056 de 1953 reúne los datos que debe contener el memorial en el que va inserta la propuesta:

- Datos personales del proponente como el nombre, la nacionalidad y el domicilio, entre otros.
- Lugar donde se encuentran los terrenos objeto de la propuesta.
- Extensión superficial completamente delimitada.
- Indicar si el terreno es baldío o si a pesar de haber sido adjudicado, el subsuelo pertenece a la Nación, así como el nombre del poseedor actual.
- Capacidad financiera del proponente.

* Hoy Ministerio de Minas y Energía.

- Tiempo que durará la exploración, la fecha en que comenzarán y terminarán los estudios y los nombres de quienes los realizarán.

Es de anotar que la propuesta debe ser presentada de forma personal, bien sea por el interesado o por su apoderado al secretario del Ministerio de Minas y Petróleos (hoy Minas y Energía) en dos ejemplares. Para esto, la Secretaría del Ministerio llevaba un libro de registro en el cual iban anotadas las propuestas en orden cronológico.

Una vez terminado el anterior trámite, el Ministerio debía verificar si existían objeciones y conceder plazos al proponente para que pudiera realizar las correcciones a que hubiera lugar.

En caso de ser aceptada la propuesta por parte del Ministerio, ésta pasaba al Consejo Nacional de Petróleos, al que le correspondía determinar si el contrato era conveniente y debía pronunciarse sobre la capacidad económica del proponente. Para mayor claridad a continuación se hará un resumen del procedimiento que debía seguirse:

- Resolución de admisión de la propuesta y llamamiento a contratar con publicación en el Diario Oficial.
- Presentación de la caución consagrada en el artículo 13 del Decreto 1056 de 1953 y en el artículo 7º de la Ley 10ª de 1961. El primero establece que “Toda persona que emprenda en el país la exploración y explotación de petróleo de propiedad de la Nación, deberá consignar al tiempo de firmar el contrato, en el Banco de la República, en dinero o en papeles de crédito público nacional, o en bonos de la Caja de Crédito Agrario, industrial y Minero, o en documentos de crédito agrario, computados por su valor a la par, y con el fin de garantizar al Gobierno el cumplimiento de sus obligaciones, un peso (\$1.00) por cada hectárea solicitada en contrato, pero

sin que baje de veinticinco mil pesos (\$25.000) la garantía definitiva”³⁶. El segundo dice “fíjase en un dólar (US\$1.00) por hectárea, sin bajar en ningún caso de quince mil dólares (US\$15.000.00), en dinero efectivo o en documentos de deuda externa nacional, el monto de la garantía prendaria de los contratos de exploración y explotación de petróleos de propiedad nacional que se celebren a partir de la vigencia de esta Ley”³⁷.

- Firma del contrato por parte del Ministerio y del proponente.
- Aprobación del Consejo de Ministros y suscripción del contrato por parte del Presidente de la República.
- Declaración del Consejo de Estado, manifestando que el contrato se ajustaba a las disposiciones legales. Esta declaratoria fue la que se tomó como fecha de iniciación del contrato.

2.1.6 Etapa de exploración. Es de anotar que la exploración a la que se hará mención en este trabajo es la que está definida en el artículo 23 del Decreto Legislativo 1056 de 1953, la cual ya ha sido citada anteriormente “conjunto de trabajos geológicos superficiales y los de perforación con taladro tendientes a averiguar si los terrenos, materia de la concesión, contienen o no petróleo en cantidades comercialmente explotables”.

2.1.6.1 Extensión de la exploración. La extensión de los contratos se encontraba en el artículo 22 del Decreto Legislativo 1056 de 1953, que fue subrogado por el artículo 6º de la Ley 10ª de 1961, el cual establece que el

³⁶ REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, MINISTERIO DE MINAS Y PETRÓLEOS, Decreto Legislativo 1056 de 1953 “Por el cual se expide el Código de Petróleos”, abril 20 de 1953, artículo 13. En Diario Oficial No. 28199 de mayo 16 de 1953.

³⁷ REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 10ª de 1961 “Por la cual se dictan disposiciones en el ramo de Petróleos”, marzo 16 de 1961, artículo 7º.

Gobierno celebraría con el proponente “un contrato de exploración y explotación de petróleos de la Nación, por no menos de tres mil (3.000) ni más de veinticinco mil (25.000) hectáreas”³⁸. Esto, siempre y cuando no se tratara de un terreno que no alcanzara a tener las tres mil (3.000) hectáreas o si era un terreno ubicado en territorios al Este y Sureste de la cima de la Cordillera Oriental, caso en el cual el Gobierno podría celebrar contratos para la exploración y explotación de petróleos en extensión hasta de cien mil (100.000) hectáreas, por cada concesión.

De otra parte, el inciso 3º del mismo artículo establece que el contrato debería comprender una extensión continua que en la medida de lo posible formara una figura geométrica en la cual su mayor longitud no excediera de dos y media veces su latitud media.

2.1.6.2 Término de duración de la exploración. La Ley 10ª de 1961 determinó que el período de exploración en los contratos era de tres (3) años, prorrogables por otros tres (3), con excepción de las zonas situadas al Este y Sureste de la cima de la Cordillera Oriental, para las cuales el período de exploración era de cuatro (4) años prorrogables por un término igual.

La mencionada Ley también establece que si empieza la explotación antes de terminarse el período de exploración, el primero se aumenta de forma automática en los años no utilizados del segundo.

2.1.6.3 Obligaciones del concesionario durante el período de exploración. Existen varias obligaciones que serán resumidas de la siguiente manera:

- El concesionario debe pagar un cánon superficiario que estaba consagrado en el artículo 26 del Decreto Legislativo 1056 de 1953 pero fue modificado

³⁸ REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 10ª de 1961 “por la cual se dictan disposiciones en el ramo de petróleos”, marzo 16 de 1961, artículo 6º.

por el artículo 9º de la Ley 10ª de 1961. El cánón depende de la zona en donde se va a llevar a cabo la concesión. Si esta se realiza en el Este y sureste de la Cima de la Cordillera Oriental, en el primer año debe cancelarse la suma de diez centavos de dólar (US\$0.10), igual en el segundo año, en el tercero la suma es de veinte centavos de dólar (US\$ 0.20), en el cuarto año es de treinta centavos de dólar (US\$0.30), en el quinto es de cincuenta centavos de dólar (US\$0.50) y a partir del sexto año la suma a cancelar es de un dólar (US\$1.00) por hectárea.

Si la concesión se realiza en el resto del territorio nacional, se debe cancelar la suma de veinte centavos de dólar (US\$0.20) en el primer año, de sesenta centavos de dólar (US\$0.60) en el segundo año, de un dólar (US\$1.00) en el tercero, de dos dólares (US\$2.00) en el cuarto y de tres dólares (US\$3.00) en el quinto y sexto años.

- De acuerdo con el artículo 4º de la Ley 10ª de 1961, el concesionario debe suministrar los datos científicos, técnicos, estadísticos y económicos que el Gobierno solicite, sin embargo el Estado queda obligado a guardar reserva de dicha información en el evento en que esta pueda vulnerar los intereses del concesionario.
- El contratista debe perforar mínimo dos mil (2.000) metros de profundidad en uno o más pozos, lo cual debe hacerse con el equipo completo de perforación y debe empezar a realizarlo por lo menos seis (6) meses antes del vencimiento del período inicial de exploración.

2.1.6.4 Terminación del período de exploración. El período de exploración puede terminarse por varios eventos:

- Por renuncia total o parcial del concesionario. El artículo 32 del Decreto Legislativo 1056 de 1953 permite que el concesionario renuncie al contrato durante el período de exploración, para lo cual debe demostrar ante el

Ministerio de Minas y Petróleos que los estudios realizados indicaron que la exploración con taladro no era justificable o que habiéndose iniciado no valía la pena continuar. El Ministerio debe pronunciarse sobre la renuncia dentro de los sesenta (60) días de haber sido presentada, si en dicho término no se ha pronunciado, opera la figura del silencio administrativo positivo. Una vez aceptada la renuncia, el concesionario puede retirar todos los elementos que destinó a la exploración y le será devuelta la caución presentada por el mismo.

- Por vencimiento del período de exploración y sus prórrogas.

- Por entrar en el período de explotación. El artículo 30 del Decreto Legislativo 1056 de 1953 permite que el contratista pueda empezar la explotación en cualquier época del período de exploración, para lo cual debe dar aviso al Gobierno. Así mismo, para tener claridad de cuándo debe entenderse iniciado el período de explotación, el artículo 12 del Decreto 1348 de 1961, que sustituye los artículos 148 y 149 del Decreto 1056 de 1953, establece que “se entiende que una concesión entra en período de explotación, cuando a juicio de las dos partes contratantes hubiere un mínimo de instalaciones tales como tanques de almacenamiento, separadores de gas, planta de desalación y deshidratación y medios de recolección de crudo y gas, de transporte adecuado para el crudo, así como un volumen de producción efectiva que a juicio de las partes y de acuerdo con estudios técnicos y económicos preliminares sobre reservas probables del yacimiento descubierto, garanticen una producción comercial de tales reservas”³⁹.

³⁹ REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, MINISTERIO DE MINAS Y PETRÓLEOS, Decreto Legislativo 1056 de 1953 “Por el cual se expide el Código de Petróleos”, abril 20 de 1953, artículo 12. En Diario Oficial No. 28199 de mayo 16 de 1953.

- Por caducidad, esto es la posibilidad que tiene el Gobierno de decretar la terminación del contrato, por las causales que se encuentran en el artículo 68 del Decreto 1056 de 1953:
 - Por no pagarse a la Nación oportunamente las regalías o los impuestos o por desconocer el derecho que tiene el Gobierno para transportar sus petróleos.
 - Por no iniciarse la explotación en el tiempo estipulado, o la suspensión se diere por mas de ciento veinte (120) días en un año, sin anuencia del Gobierno.
 - Por no poner en práctica el plan cooperativo de explotación contemplado en el artículo 31 del mencionado Decreto, en caso de existir un conflicto por pertenecer una estructura petrolífera a distintos contratistas.
 - Porque el contratista se niega a someter la diferencia suscitada al dictamen pericial que consagra el artículo 11 del Decreto 1056 de 1953 o se niega a cumplir lo establecido por los peritos.
 - Por no tener una casa o sucursal constituida y domiciliada en Bogotá, en caso de ser una compañía cuyo asiento principal de negocios esté en otro país y quiera establecerse en Colombia para celebrar contratos sobre petróleo.
 - Por quiebra del contratista judicialmente declarada.
 - Por el traspaso del contrato por parte del contratista a un gobierno extranjero. Sin embargo, el artículo 6º de la Ley 10ª de 1961, permite que se traspasen los contratos a empresas privadas en las que tengan intereses económicos gobiernos de otros países, en caso de haber sido

celebrado previamente un tratado o convenio internacional en que el Gobierno de que se trate renuncie a cualquier intervención en dicho contrato; o cuando medie expresa renuncia contractual por parte de la entidad contratante a cualquier clase de reclamación diplomática en el contrato, para lo cual dicha renuncia debe estar autorizada por el órgano estatutariamente competente y así mismo, la entidad debe declarar expresamente que se somete a la jurisdicción y leyes colombianas.

- Porque el contratista deje de hacer la inversión anual mínima que debe realizar en desarrollo de los trabajos de explotación en los términos del inciso final del artículo 27 del Decreto 1056 de 1953.

2.1.7 Etapa de explotación. La explotación es “la operación que consiste en la extracción de petróleo y/o gas de un yacimiento”⁴⁰.

2.1.7.1 Término de duración de la explotación. Según los artículos 23 y 24 del Decreto Legislativo 1056 de 1953, se establece que tanto el período de exploración como el de explotación se pactarán dentro de un mismo contrato. Así mismo se establece que el plazo de la explotación es de treinta (30) años contados a partir de la fecha de vencimiento del período de exploración. Sin embargo, cuando se trate de concesiones sobre la zona Este y Sureste de la cima de la Cordillera Oriental el tiempo de explotación es de cuarenta (40) años.

El período de explotación puede ser prorrogable por diez (10) años más a opción del contratista, para lo cual debe pagar al Gobierno las regalías, los impuestos y cánones superficiales que se encuentren vigentes. Debe entenderse que cuando una concesión entra en el período de explotación, ello no implica que no pueda adelantar exploración en otras zonas de la concesión.

⁴⁰ Glosario de Petróleo y Gas. <http://www.caletao.com.ar/eco/glosdefi.htm>. Visitada el 23 de marzo de 2004.

Han existido varios conceptos acerca de la imposibilidad de prorrogar las concesiones por diez (10) años más, sin embargo, existen una serie de normas y pronunciamientos nuevos que podrían variar esta posición.

En 1994 el Ministerio de Minas y Energía solicitó concepto a la Sala de Consulta y Servicio Civil del Consejo de Estado cuando se discutió la prórroga de la Concesión NEIVA 540, bajo el radicado 578 cuya referencia era “Consulta sobre la prórroga en los antiguos contratos de concesión de hidrocarburos de propiedad nacional” del 23 de febrero de 1994. En esa ocasión, el honorable Consejo de Estado determinó que no era posible tal prórroga en la medida en que bajo la vigencia del Decreto 2310 de 1974, la concesión estaba prohibida.

Sin embargo, el Decreto 1760 de 2003, en su artículo 57 derogó expresamente el Decreto 2310 de 1974, el cual como ya es sabido abolió el sistema de concesión. El mencionado artículo establece que “el presente Decreto [Decreto 1760 de 2003] rige a partir de la fecha de su publicación y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias, en especial los Decretos 0030 de 1951 y 2310 de 1974”. En este sentido podría afirmarse que la prohibición legal de suscribir contratos de concesión desapareció del ámbito jurídico y el argumento esgrimido por el Consejo de Estado pierde su peso.

Por otro lado se encuentra un concepto del Consejo de Estado del 31 de julio de 2003 bajo la radicación No. 1.499. Refiriéndose a la explotación directa por ECOPETROL después de la reversión o contratación de la explotación con terceros, dijo lo siguiente:

Desde luego es posible y así está contemplado en la legislación vigente, extender un contrato de asociación. En efecto, cuando la Ley faculta a la Junta Directiva de ECOPETROL a celebrar cualquier clase de contrato distinto al de concesión de petróleo, para realizar las actividades exploratoria y de explotación, lo está facultando también para que lo haga a través de la prórroga de los contratos celebrados, a condición naturalmente, que con buen juicio se adecúe el retorno de las inversiones que sea necesario hacer, a los riesgos actuales en el desarrollo del campo en cuestión.

Es más, es posible y válido suscribir cualquier modalidad de contrato típico o atípico; en cada caso la Junta Directiva de ECOPETROL debe evaluar la conveniencia de asumir directamente la explotación del campo en cuestión o hacer la explotación a través de un tercero, esto es, bajo la celebración de uno cualquiera de los contratos que la ley le permite celebrar, y en uno u otro caso debe considerar cuál forma le reporta mejores ventajas económicas para hacerlo.

(...)

Aún más, podría encontrar conveniente y útil la celebración o extensión del contrato inicial en los mismos términos contractuales en cuanto a la participación y a las regalías, en la medida en que el asociado adopte compromisos que previamente no tenía o ceda derechos que previamente tenía, que implicaran un menor riesgo para la Nación, y que compensen el menor riesgo asociado a la producción en el período de extensión. Si la evaluación de estos nuevos compromisos y de estas cesiones, tiene un mayor valor presente neto que los ingresos netos que tendría la Nación si optara por el mecanismo de la reversión o la explotación directa, la extensión del contrato constituye una medida racional y lógica⁴¹.

Si bien el Consejo de Estado a través de este concepto se refería a la asociación, puede decirse que al no existir la prohibición expresa de la concesión, su prórroga es viable bajo el mismo argumento esgrimido en este concepto.

De otra parte, se encuentra el documento CONPES 3245 del Consejo Nacional de Política Económica y Social, titulado “Extensión de Contratos de Asociación” de septiembre 15 de 2003. A pesar de referirse exclusivamente al contrato de asociación, lo cierto es que debió tratar el tema para todos los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos, pues lo dicho es aplicable a los mismos. Es importante resaltar que este documento hace mención al Decreto 2310 de 1974 que prohibía los contratos de concesión, desconociendo que había sido derogado por el Decreto 1760 de junio de 2003.

⁴¹ REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONSEJO DE ESTADO, SALA DE CONSULTA Y SERVICIO CIVIL. Julio 31 de 2003, Radicación No. 1499 sobre “Hidrocarburos: contratos de producción incremental – Concepto y alcance – Pueden celebrarse respecto de hidrocarburos secos”.

El documento en mención establece la importancia de extender la duración de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos hasta que se agote la vida económica de los yacimientos, con el objeto de que el país incremente sus reservas y a su vez optimizar el manejo de los yacimientos en producción.

Esto debido a que si no se realiza dicha extensión se desincentiva a los inversionistas, toda vez que el tiempo no es suficiente para mantener o aumentar la producción, de tal suerte que puedan recuperar la inversión.

Por lo anteriormente expuesto resulta claro que la política general es extender los contratos hasta el límite económico de todos los campos y así ha sucedido ya con varios contratos de asociación, entre ellos es de resaltar “Guajira A” que produce el gas natural costa afuera, El contrato de asociación “Carare”, “las Monas” y está en discusión el contrato de asociación “Caño Limón” y algunos otros.

2.1.7.2 Obligaciones del concesionario.

- Pagar el cánón superficiario equivalente al cancelado en el último año del período de exploración. Esta obligación está consagrada en el inciso 5º del artículo 9º de la Ley 10ª de 1961, que a su vez establece que deberá pagarse este cánón dentro de los primeros treinta (30) días de cada anualidad del contrato.

- Pagar las regalías reguladas por el artículo 13 de la Ley 10ª de 1961, las cuales pueden ser en dinero o en especie y el monto a cancelar depende de la zona. Si se trata de zonas situadas al Este y Sureste de la cima de la Cordillera Oriental, la regalía es del once y medio por ciento (11½%) del producto bruto explotado; en el resto del territorio nacional, la regalía es del catorce y medio por ciento (14½%) del producto bruto explotado.

- Devolver al Gobierno una extensión igual a la mitad del área contratada, lo cual debe hacerse en la primera anualidad del período de explotación en los términos del artículo 10º de la Ley 10ª de 1961. La devolución debe hacerse en lotes continuos o discontinuos superiores a tres mil (3.000) hectáreas cada uno. Las áreas devueltas quedan en poder del Gobierno para poder contratarlas nuevamente.
- Demarcar los límites del área contratada utilizando mojones y presentar un plano de la misma al Ministerio de Minas y Petróleos. Esto debe realizarse a más tardar dentro de la primera anualidad de prórroga del período de exploración según el artículo 29 del Decreto Legislativo 1056 de 1953.
- Evitar el desperdicio del gas producido, para lo cual, según el artículo 14 de la Ley 10ª de 1961 debe aprovecharlo industrialmente, o confinarlo a los yacimientos para utilizarlo en el futuro o como fuente de energía para la recuperación final de las reservas de petróleo. Si tres (3) años después de iniciada la explotación, el concesionario no cumple con esta obligación, el Gobierno puede disponer del gas producido de forma gratuita.
- No restringir la producción de petróleo de su empresa a menos de la cuarta (1/4) parte de la capacidad de producción máxima de sus pozos, pero puede hacerlo si el Gobierno lo autoriza. Esta obligación está contenida en el artículo 27 del Decreto 1056 de 1953.
- Ofrecer en venta según el artículo 215 del Decreto 1056 de 1953, una cantidad de petróleo que sumada a la regalía no exceda durante cualquier mes del cincuenta por ciento (50%) de la producción en dicho contrato, cuando las regalías que se otorguen en especie no sean suficientes para abastecer el consumo interno de derivados de petróleo.

- Cumplir con las medidas de conservación que consagra el Decreto 1895 de 1973 que busca conservar el yacimiento y la posterior recuperación de todas las reservas de hidrocarburos acumuladas.

2.1.7.3 Derechos del concesionario. El principal derecho del concesionario es por supuesto, explotar el petróleo, sin embargo existen otros derechos de carácter cambiario y fiscal que tienen como finalidad facilitar la explotación. Por no ser relevantes para la investigación, no se tratarán en este trabajo.

2.1.7.4 Terminación del período de explotación. Existen tres causales para terminar la etapa de explotación.

- Por renuncia: el inciso 2º del artículo 32 del Decreto Legislativo 1056 de 1953, permite que el contratista renuncie la concesión durante la etapa de explotación, teniendo como único requisito para hacerlo, haber cumplido todas las obligaciones del contrato hasta el día de la renuncia, la cual, según el mismo artículo puede ser total o parcial.

Según el artículo 32 del Decreto 1056 de 1953, si el contratista renuncia la concesión dentro de los primeros veinte (20) años del período de explotación, tiene derecho a retirar la maquinaria y demás elementos que destinó a la misma, quedando la Nación con la opción de compra de todos estos bienes. En caso de operar esta renuncia después de cumplidos los primeros veinte (20) años se da la figura de la reversión, por lo cual el Estado pasa a obtener de forma gratuita la propiedad de los inmuebles.

- Por caducidad: la caducidad en el período de explotación opera por las mismas causales que se establecen para la caducidad en el período de exploración. La declaración administrativa de esta se da únicamente cuando el interesado haya sido notificado de las causales alegadas. Una vez hecho esto, el concesionario tiene noventa (90) días para que rectifique o subsane dichas causales o para que formule su defensa.

- Por terminación del contrato: la terminación del contrato se da cuando vence el término de la concesión, que corre desde el momento en que se firma el acta de entrada en explotación.

2.1.8 Reversión. Una vez termina el contrato de concesión opera la figura de la reversión, mediante la cual todos los inmuebles pasan al Estado de forma gratuita y los muebles pueden ser comprados por el Gobierno, quien tiene noventa (90) días después de terminado el contrato para hacer la solicitud según el artículo 33 del Código de Petróleos. Así mismo, si el contratista no retira los bienes muebles de la concesión durante el año siguiente a la terminación del contrato pasan de forma gratuita a la Nación a título de reversión.

2.1.8.1 Normas sobre la reversión de la concesión. A continuación se hará un recuento de las normas sobre la reversión de la concesión y se analizarán los problemas que se han presentado alrededor de las mismas.

2.1.8.1.1 Artículo 33 del Código de Petróleos. Este artículo consagra la obligación del contratista de dejar “en perfecto estado la producción de los pozos que en tal época sean productivos y en buen estado las construcciones y otras propiedades inmuebles ubicadas en el terreno contratado”⁴². Todo esto pasa de forma gratuita a la Nación.

Así mismo, establece que en caso de desacuerdo acerca de si un bien es mueble o inmueble, quien determina su calidad es un perito, que debe basarse en lo que establece el Código Civil para dicha distinción.

Si bien este artículo establece que el contratista debe dejar en perfecto estado la producción de los pozos que en el momento sean productivos, el Gobierno

⁴² REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, MINISTERIO DE MINAS Y PETRÓLEOS, Decreto Legislativo 1056 de 1953 “Por el cual se expide el Código de Petróleos”, abril 20 de 1953, artículo 33. En Diario Oficial No. 28199 de mayo 16 de 1953.

Nacional mediante Resolución Ejecutiva 84 de 1994 por la cual declaró la reversión de un contrato de concesión denominado “JOBBO”, ordenó al concesionario realizar todos los trabajos operacionales con el objeto de abandonar los pozos que estaban activos en dicha concesión.

El concesionario interpuso recurso de reposición contra la Resolución, alegando que el Gobierno no podía exigirle el taponamiento de los pozos, toda vez que su obligación según el artículo 33 del Código de Petróleos, era la de entregar los pozos en estado de producción, lo cual no se cumplía si se taponaban los mismos.

El Gobierno al decidir el recurso, argumentó en la Resolución Ejecutiva 117 del 29 de septiembre de 1994, que el artículo en comento se refiere a la obligación de entregar en estado de producción los pozos que en el momento de la reversión fueran productivos, entendiendo este término en un sentido económico. Para el Gobierno, el término productivo “tiene un sentido económico amplio que incluye la rentabilidad y las consecuenciales utilidades de dicha producción”⁴³ y estableció que el campo de la concesión “JOBBO” no resultaba productivo para el Estado, en la medida en que este tendría que realizar inversiones que en ningún momento garantizarían la continuidad en una actividad de interés general ni obtendría utilidades con dicha inversión.

De otra parte, se ha presentado un problema en la definición y determinación de los bienes inmuebles y cuándo los muebles se convierten en inmuebles por destinación. Al respecto se encuentra el Dictamen Pericial de Carlos Holguín Holguín y Carlos Lleras de la Fuente, rendido el 3 de noviembre de 1992 y aclarado el 18 de febrero de 1993. Los anteriores peritos fueron designados respectivamente por la Compañía Esso Colombiana Limited y por el Gobierno Nacional en el trámite adelantado para la reversión conjunta de las concesiones denominadas “EL LIMÓN”, “EL ROBLE” y “EL CONCHAL”.

⁴³ REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Resolución Ejecutiva 117, septiembre 29 de 1994.

En este trámite las partes no se pusieron de acuerdo acerca de la naturaleza jurídica de los materiales y repuestos que se encontraban en las bodegas y sobre el taladro de perforación y completamiento de pozos, pues por un lado, el concesionario consideraba que eran bienes muebles que por lo tanto no debían revertir gratuitamente a la Nación, y por el otro, El Gobierno los reputaba inmuebles por destinación, siendo la reversión gratuita para la Nación.

El Dictamen Pericial determinó que el taladro de perforación, el completamiento de pozos y los bienes de las bodegas que se encontraban comprendidos en la columna de cantidad de emergencia o “STOCK SEG” eran bienes inmuebles por destinación, cuya definición se encuentra en el artículo 658 del Código Civil colombiano: “se reputan inmuebles, aunque por su naturaleza no lo sean, las cosas que están permanentemente destinadas al uso, cultivo y beneficio de un inmueble, sin embargo de que puedan separarse sin detrimento”⁴⁴. Lo anterior porque se considera que son mínimos requeridos para la normal operación de la concesión y que son elementos destinados al funcionamiento de la misma.

En cuanto a los demás materiales y repuestos de las bodegas, fueron considerados por los peritos como bienes muebles.

El anterior criterio fue utilizado a su vez en la reversión de la concesión NEIVA 540, por lo cual es importante que las concesiones que se encuentran vigentes tengan en cuenta el criterio que se está adoptando para cuando les llegue el momento de la reversión.

2.1.8.1.2 Normas concordantes del artículo 33 del Código de Petróleos.

Artículos 171 y 172 de la Parte Reglamentaria del Código de Petróleos, artículo 12 de la Ley 10ª de 1961, artículos 9 y 26 del Decreto 1348 de 1961, artículo 42 del Decreto 1895 de 1973.

⁴⁴ REPÚBLICA DE COLOMBIA, CÓDIGO CIVIL, artículo 658.

Como ya fue estudiado al hacer referencia al artículo 33 del Código de Petróleos, el artículo 171 de la Parte Reglamentaria del Código de Petróleos establece el término que tiene el Gobierno para declarar al contratista su voluntad de comprarle los bienes muebles al finalizar el contrato, el cual como ya es sabido es de noventa (90) días después de ocurrido este hecho.

Así mismo, el artículo 172 de la Parte Reglamentaria del Código de Petróleos establece como ya fue mencionado anteriormente, el derecho que tiene el Gobierno de adquirir gratuitamente la propiedad de los bienes muebles que no hubiera comprado y que al año siguiente de terminada la concesión no hubieran sido retirados por el contratista.

El artículo 12 de la Ley 10ª de 1961 establece que “cuando se renuncie o declare caducado un contrato de exploración y explotación de petróleo de propiedad nacional antes de vencerse los primeros veinte años del período de explotación, los estudios y documentos correspondientes pasarán a ser propiedad del Gobierno Nacional (...)”⁴⁵.

El artículo 26 del Decreto 1348 de 1961 establece que “las concesiones de petróleo que terminen por cualquier causa, durante los primeros veinte (20) años del período de explotación, revertirán al Estado (...) y su administración podrá ser contratada por el Estado con la Empresa Colombiana de Petróleos (...)”⁴⁶.

Esto último fue derogado, en la medida en que el Decreto 2310 de 1974 determinó que la facultad de suscribir contratos de exploración y explotación de hidrocarburos se encontraba en cabeza de ECOPETROL y no del Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas. Sin embargo, hoy esta facultad

⁴⁵ REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 10ª de 1961 “Por la cual se dictan disposiciones en el ramo de Petróleos”, marzo 16 de 1961, artículo 12.

⁴⁶ REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto 1348 de 1961 “Por el cual se reglamenta la ley 10ª de 1961”, artículo 26.

pertenece a la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, en virtud del numeral 5.9 del artículo 5º del Decreto 1760 de 2003, que establece como una de las funciones de la Agencia la de administrar y disponer de los bienes que pasen al Estado por la terminación de los nuevos contratos o por reversión de concesiones vigentes.

Esto demuestra que una vez se surta la reversión de concesiones vigentes como son la de Tello y Yalea, la única entidad competente para administrar esos campos es la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, la cual, a su vez, puede suscribir cualquier clase de contrato con los concesionarios.

2.1.8.2 Experiencias generales de algunas reversiones.

2.1.8.2.1 Concesión el Roble, el Limón y el Conchal. Estas concesiones estaban ubicadas en Santander y el concesionario era la Esso Colombia Limited en 1991, quien sostenía que de acuerdo con el contrato de concesión y el inciso final del artículo 23 del Código de Petróleos, tenía derecho a una prórroga de diez (10) años, pero no lo solicitó.

En un principio el concesionario inició conversaciones con ECOPETROL para suscribir un contrato diferente al de concesión debido a la prohibición del Decreto 2310 de 1974 y así continuar con la explotación de los campos. Intervino la Unión Sindical Obrera USO, la cual sostuvo que la concesión debería pasar a ECOPETROL para que esta empresa la operara directamente. Sin embargo, El Gobierno, a través del Ministerio de Minas y Energía publicó una licitación internacional para que los operadores interesados presentaran sus ofertas, la Esso Colombia Limited no presentó ninguna y no hubo ofertas aceptadas, por lo cual se continuó con el proceso de reversión.

Por otro lado, fue en estas concesiones en las que se dio la discusión acerca de los bienes muebles reputados inmuebles por destinación, lo cual fue objeto de estudio en el numeral anterior.

2.1.8.2.2 Concesión Neiva 540. Esta concesión se encontraba en el Departamento del Huila y su concesionario era Hocol en 1992, el cual, solicitó la prórroga de los diez (10) años que contemplaba el inciso final del artículo 23 del Código de Petróleos, por lo cual, el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, solicitó concepto al Consejo de Estado Sala de Consulta Civil, el cual determinó que al estar prohibidas las concesiones y por tratarse de meras expectativas y no de derechos adquiridos, no era posible conceder la prórroga.

El Gobierno dictó una Resolución declarando la reversión en aras de dar cumplimiento a lo conceptuado por el Consejo de Estado, pero este acto administrativo fue demandado ante el mismo, sin embargo, cuando se encontraba al Despacho para fallo, las partes desistieron.

En cuanto a los bienes a revertir, no se acudió al peritaje pero se siguió el criterio del caso anterior para negociarlos.

2.1.8.2.3 Concesión Zulia. Esta concesión se encontraba ubicada en Norte de Santander y su concesionario era Petronor en 1995. En un principio el concesionario planteó realizar nuevas inversiones para continuar con la concesión, pero esto no fue aceptado, así mismo, presentó solicitud de prórroga y le fue negada.

De otro lado, el Ministerio de Minas y Energía le indicó al Gobierno que debía cerrar el campo el día de la reversión, pero esto no pudo llevarse a cabo porque la USO se tomó el campo. Por esta misma razón, no se pudo realizar la diligencia de reversión y solo dos meses después fue posible hacerlo, cuando los trabajadores ya habían pasado a la nómina de ECOPETROL.

2.2 CONTRATOS DE ASOCIACIÓN

El contrato de asociación es un acuerdo de voluntades cuyo objeto principal es la exploración del área contratada y la explotación del petróleo nacional que pueda encontrarse en dicha área, siendo el riesgo exploratorio asumido totalmente por el asociado y se le reembolsa el cincuenta por ciento (50%) de los costos ocasionados por el pozo comercial, con la producción de este, sin intereses, en crudo⁴⁷. Más adelante se analizará cómo varió ese porcentaje del cincuenta por ciento (50%).

En la medida en que los contratos de asociación no tienen una regulación específica y clara, es necesario observar un modelo de contrato que ayuda a analizar el mismo. Para esto, se tendrá como fundamento un contrato de asociación del año 1999.

2.2.1 Antecedentes del contrato de asociación. El origen de este contrato se encuentra en la Ley 20 de 1969, que fue derogada casi en su totalidad por el Decreto Ley 2655 de 1988 conocido como el Código de Minas. Esta Ley, en su artículo 1º establece que “todas las minas pertenecen a la Nación, sin perjuicio de los derechos constituidos a favor de terceros”⁴⁸ y en su artículo 12 consagró que el Gobierno podía declarar de reserva nacional cualquier área petrolífera del país y aportarla, sin que necesitara sujetarse al régimen de licitación y contratación a ECOPETROL, para que esta empresa la explorara, explotara y administrara de forma directa o a través de la asociación con el capital público o privado, nacional o extranjero.

⁴⁷ MARTÍNEZ VILLEGAS, Op. cit., p. 38.

⁴⁸ REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 20 de 1969 “Por la cual se dictan algunas disposiciones sobre minas e hidrocarburos”, artículo 1º.

Del mismo modo, en uso de las facultades que le otorgaba el artículo 122 de la Constitución Nacional de 1886, que consagraba el estado de emergencia económica y social, el Presidente de la República expidió el Decreto Legislativo 2310 de 1974, que como ya ha sido mencionado en el presente trabajo, abolió el sistema de concesión y abrió paso a otras modalidades de contratación, entre ellas, la asociación.

El artículo 1º del Decreto en comento establece que “con excepción de los contratos de concesión vigentes en la fecha de expedición del presente Decreto, la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional, estará a cargo de la Empresa Colombiana de Petróleos, la cual podrá llevar a efecto dichas actividades, directamente o por medio de asociación, operación, de servicios o de cualquier otra naturaleza, distintos de los de concesión, celebrados con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras”⁴⁹.

Es importante anotar que antes de la expedición de la Ley 20 de 1969, se llevaron a cabo unos intentos de contratos de asociación suscritos con la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL en la década del 50. Esto se realizó en terrenos aledaños a la zona de la concesión de Mares, pues estos habían sido adjudicados a dicha empresa.

Los contratos referidos son el Benedum, el de la Forest y el de la Cities Services. Los dos primeros no fueron ejecutados pues se presentaron varios debates jurídico-económicos alrededor de estos, el de la Forest fue firmado pero rescindido entre las partes. A pesar de diferir de lo que se tiene hoy como asociación, son de algún modo el antecedente de la misma.

⁴⁹ REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto Legislativo 2310 de 1974 “Por el cual se dictan normas sobre abolición del régimen de concesiones en materia de hidrocarburos y se adiciona el artículo 58 del Decreto número 2053 de 1974”, artículo 1º.

2.2.2 Marco jurídico del contrato de asociación. El contrato de asociación se encuentra regulado por el Decreto 2310 de 1974 y por el Decreto 743 de 1975.

El Decreto 2310 de 1974 consagró la posibilidad de celebrar contratos de asociación entre otros contratos al abolir el de concesión. Así mismo, el Decreto 743 de 1975 estableció que los contratos consagrados en el Decreto 2310 de 1974, incluyendo el de asociación, quedan sujetos al derecho privado.

De otra parte, el artículo 76 de la Ley 80 de 1993 establece que “los contratos de exploración y explotación de recursos naturales renovables y no renovables, así como los concernientes a la comercialización y demás actividades comerciales e industriales propias de las entidades estatales a las que correspondan las competencias para estos asuntos, continuarán rigiéndose por la legislación especial que les sea aplicable. Las entidades estatales dedicadas a dichas actividades determinarán en sus reglamentos internos el procedimiento de selección de los contratistas, las cláusulas excepcionales que podrán pactarse, las cuantías y los trámites a que deben sujetarse”⁵⁰.

Con base en la parte final del artículo en comento, ECOPETROL expidió el Estatuto de Contratación en el cual establece cómo seleccionan los contratistas y todos los trámites para celebrar los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos.

Cuando ECOPETROL realice operaciones que correspondan al giro ordinario de sus negocios como por ejemplo la exploración y explotación de hidrocarburos, lo hace a través de la contratación directa, siguiendo lo establecido por la misma entidad en su Estatuto de Contratación. Cuando lo que realice sea diferente al giro ordinario de sus negocios debe llevarlo a cabo

⁵⁰ REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 80 de 1993 “Por la cual se expide el Estatuto General de Contratación de la Administración Pública”, artículo 76. En Diario Oficial No. 41094 de octubre 28 de 1993.

según lo señalado en su mismo Estatuto de Contratación que refleja el procedimiento de la Ley 80 de 1993.

La normatividad colombiana autoriza la contratación por asociación mediante el Decreto Legislativo 2310 de 1974, pero no lo describe, ni lo reglamenta, lo cual dificulta su entendimiento y su clasificación. Es por esto que es el propio contrato el que regula las relaciones entre las partes y establece los parámetros a seguir en la exploración y explotación de hidrocarburos.

2.2.3 Naturaleza jurídica del contrato de asociación. El Decreto 743 de 1975 que reglamentó parcialmente el Decreto 2310 de 1974, en su artículo 4º estableció que los contratos de exploración y explotación que celebrara ECOPETROL quedaban sujetos al derecho privado, a menos que tuvieran cláusulas de caducidad. Así mismo, determinó que en cualquier caso, necesitaban la aprobación del Ministerio de Minas y Energía para su validez.

Algunos piensan que debido a la inserción de la cláusula de caducidad se trata de un contrato administrativo, sujeto por lo tanto a las normas del derecho público. Así mismo, defienden esta teoría diciendo que el Código de Petróleos (Decreto Legislativo 1056 de 1953, Artículo 212) establece que la industria del petróleo es de utilidad pública y se trata de un servicio público.

Sin embargo, hay quienes sostienen que ECOPETROL actúa en el ámbito privado como una empresa industrial y comercial del Estado* y por lo tanto sus contratos son de derecho privado. Del mismo modo establecen que la intención del Gobierno con el Decreto 2310 de 1974 fue agilizar la celebración y consecuente ejecución de los contratos petroleros, para lo cual era necesario sacarlo del ámbito del derecho administrativo, de tal suerte que las condiciones contractuales obedecieran a la voluntad de las partes.

* Es importante recordar que hoy ECOPETROL S.A. es una sociedad pública por acciones de acuerdo con el Decreto Legislativo 1760 de 2003.

Es posible pensar que esta tesis se desvirtúa al observar que ECOPETROL ya no es una empresa industrial y comercial del Estado, sino una empresa pública por acciones, sin embargo existe una última tesis, aplicable todavía, para establecer que el contrato de asociación es de naturaleza privada. Se trata del artículo 76 de la Ley 80 de 1993 que consagra que “los contratos de exploración y explotación de recursos naturales renovables y no renovables (...) continuarán rigiéndose por la legislación especial que les sea aplicable (...)”⁵¹.

Se debe tener en cuenta que la celebración de estos contratos tiene su propio régimen, el cual, como ya fue mencionado, se encuentra en el Decreto 743 de 1975, que dice que los contratos petroleros se someten al derecho privado.

De otra parte, se encuentran las características del contrato de asociación, entre las cuales están las siguientes:

- Es un contrato bilateral, en la medida en que las dos partes se obligan recíprocamente como lo establece el artículo 1496 del Código Civil colombiano.
- Es oneroso ya que persigue la utilidad comercial conforme al ánimo de lucro de los contratantes, gravándose cada uno en beneficio del otro en los términos del artículo 1497 del Código Civil colombiano.
- Es conmutativo pues las partes se obligan a hacer algo mirado como equivalente a lo que la otra parte debe hacer, como lo establece el artículo 1498 del Código Civil colombiano.
- Es aleatorio pues el equivalente en la prestación se da en función de una contingencia incierta en los términos del artículo 1498 del Código Civil

⁵¹ REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 80 de 1993 “Por la cual se expide el Estatuto General de Contratación de la Administración Pública”, artículo 76. En Diario Oficial No. 41094 de octubre 28 de 1993.

colombiano, en la medida en que se explora un campo sin la certeza de encontrar petróleo suficiente para comercializar.

- Es principal porque no necesita de otro contrato para subsistir, lo hace por sí mismo como lo establece el artículo 1499 del Código Civil colombiano.
- Es consensual ya que se perfecciona con el consentimiento de las partes en los términos del artículo 1500 del Código Civil, no obstante lo cual necesita cumplir con un requisito para su validez, como es la aprobación por parte del Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución.
- Es un contrato de ejecución sucesiva en la medida en que las obligaciones y derechos derivados del mismo se deben ejecutar en etapas previamente determinadas.

Según Edgar Francisco París Santamaría, el contrato de asociación “es un contrato atípico, de naturaleza Sui-Géneris propia y específica, que tiene como fuente la costumbre mercantil, necesariamente de carácter comercial”⁵², es decir, ese acuerdo de voluntades tiene por fin regular y extinguir entre las partes contratantes una relación jurídica patrimonial, naturaleza ésta, parecida a la del contrato comercial denominado "cuentas en participación".

Ambos contratos son semejantes, por cuanto tanto en la asociación como en las cuentas en participación, no existe sociedad alguna, sino una simple relación contractual, careciendo por tanto de nombre o razón social, patrimonio y domicilio principal.

El contrato de asociación, sin embargo, no puede equipararse al de cuentas en participación, ya que en el de asociación, el gestor u operador no es reputado dueño del negocio, para efectos de determinar su responsabilidad frente a terceros, como sí sucede, por esencia, en las cuentas en participación.

⁵² PARÍS SANTAMARÍA, Edgar Francisco. Concepto jurídico para Hocol S.A., sobre el contrato de asociación Palermo, julio 5 de 2001.

2.2.4 Objeto del contrato. El objeto del contrato de asociación es la exploración del área contratada y la explotación de los hidrocarburos de propiedad nacional que se puedan encontrar en la misma, mediante la realización de una serie de inversiones y el manejo conjunto de cuentas.

2.2.5 Partes del contrato. En el contrato de asociación interviene por un lado, la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL y un particular que por lo general es un extranjero. Es necesario tener en cuenta que siempre se celebra este contrato con ECOPETROL, pues el Decreto 2310 de 1974 estableció que la exploración y explotación de hidrocarburos, en adelante estaría a cargo de dicha empresa.

Es de anotar que en el contrato de asociación no se forma una nueva persona jurídica y que las partes tienen interés en una misma operación, solo que en la etapa de exploración, el asociado es el responsable ante terceros, realizando trabajos por cuenta y nombre propio.

2.2.6 Derecho de preferencia de las propuestas que se encuentren en trámite. En la medida en que al entrar en vigencia el Decreto 2310 de 1974, que como ya es sabido, abolió el sistema de concesión, existían varios contratos en trámite, era necesario establecer qué pasaba con los mismos.

Existían propuestas admitidas e incluso contratos firmados, pero que no habían sido perfeccionados por faltar algún requisito de los consagrados en el artículo 72 del Decreto Legislativo 1056 de 1953, como son la declaración hecha por el Consejo de Estado estableciendo que el contrato se ajustaba a las disposiciones legales, el concepto favorable del Consejo de Ministros, el dictamen del Consejo Nacional de Petróleos y la aprobación del Presidente de la República.

Por lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía consultó al Consejo de Estado lo que debía pasar con estas propuestas, ante lo cual, la Sala de Negocios

Generales del Consejo de Estado determinó que al prohibir expresamente el Decreto 2310 de 1974 en su artículo 1º la celebración de contratos de concesión, no era posible continuar la tramitación de los que no habían sido perfeccionados antes de entrar en vigencia dicho Decreto, es decir, el 28 de octubre de 1974. No se puede permitir la ultractividad de la ley para situaciones no constituidas antes de su entrada en vigencia, solo se permite para los contratos que ya habían sido perfeccionados, de tal suerte que no se violaran los derechos adquiridos. Siguiendo esta lógica, quedaba entonces claro que las propuestas o los contratos en espera del perfeccionamiento debían terminarse en la fecha de expedición del Decreto.

Sin embargo, la solución a esto está consagrada en el artículo 2º del Decreto Legislativo 2310 de 1974, que establece la preferencia que tienen los titulares de propuestas en trámite para contratar con ECOPETROL bajo cualquiera de las nuevas modalidades permitidas, siempre y cuando no existieran terceros con mejores condiciones. Para ejercer el derecho de preferencia, el titular tenía tres (3) meses contados a partir de la fecha en que la empresa manifestara su intención de celebrar el contrato, perdiendo este derecho de forma definitiva sino lo ejercía en el mencionado término.

2.2.7 Celebración del contrato. La Junta Directiva de ECOPETROL autoriza al Presidente de esa empresa para que suscriba el contrato de asociación con la compañía interesada. Existe un modelo estandarizado de contrato, pero varían algunas cláusulas, como son: la tercera, referente a la descripción del área contratada; la quinta, que se refiere a las obligaciones del asociado en el período de exploración; y la treinta y nueve, que consagra la garantía bancaria para asegurar las obligaciones.

Una vez suscrito, se envía al Ministerio de Minas y Energía para la correspondiente aprobación, de conformidad con la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 2543 de diciembre 14 de 1984 “por el cual se señalan los

trámites para la aprobación de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.”

2.2.8 Etapa de exploración. Al igual que en la concesión, la exploración tiene el propósito de averiguar si el terreno contratado contiene petróleo en cantidades comercialmente explotables.

2.2.8.1 Extensión de la exploración. Como ya fue mencionado, esta es una de las cláusulas del contrato que varía, por lo cual no existe una extensión del área determinada. Se encuentran áreas que coinciden con las consagradas para el contrato de concesión y en ocasiones se contrata sobre terrenos de más de un millón (1.000.000) de hectáreas.

El área contratada, consagrada en la cláusula tercera del contrato de asociación, tiene una denominación que determinan las partes. En el contrato debe determinarse en qué jurisdicción se encuentra, así como debe anexarse un mapa de la misma (Anexo A del contrato).

El estado de áreas en Colombia se representa de forma gráfica en el Mapa de Tierras, en el cual se muestran las que están en exploración y explotación, así como las que se encuentran disponibles para la celebración de contratos en el país. Este Mapa era manejado por ECOPETROL, pero hoy es la ANH quien lo tiene a su disposición. En él, el bloque de color amarillo es aquel que muestra las áreas que se encuentran en exploración, el rojo se refiere a las áreas en las que se realizan trabajos de explotación y el blanco muestra las áreas disponibles para contratación.

2.2.8.2 Término de duración de la exploración. El período de exploración es de tres (3) años que pueden ser prorrogados por otros tres (3), esto, siempre y cuando el asociado haya cumplido íntegramente sus obligaciones el año anterior.

Queda así claro que la exploración solo puede durar máximo seis (6) años contados a partir de la fecha efectiva, que según el numeral 4.10 de la cláusula cuarta de los contratos de asociación celebrados con ECOPETROL, es “el día en que venza el término de sesenta (60) días calendario contados desde la fecha en que se firma el contrato, a partir de la cual se cuentan todos los plazos en él pactados, sujetos a la validez del mismo contrato”⁵³.

Sin embargo, existen tres excepciones para el término de la etapa de exploración, contempladas en los numerales 9.3 y 9.8 de la cláusula novena, así como en la cláusula 34 del contrato de asociación celebrado con ECOPETROL.

La primera excepción se da cuando ECOPETROL no acepta la existencia del campo comercial (aquel en el que esta empresa acepta que es capaz de producir hidrocarburos en cantidad y calidad económicamente explotables en uno o mas objetivos de producción definidos por la misma entidad⁵⁴), caso en el cual puede indicar al asociado los trabajos adicionales que a su juicio resulten necesarios para demostrar dicha existencia. No puede requerirse más de un (1) año para realizar estos trabajos, y en este caso, el período de exploración se prorroga automáticamente por un tiempo igual al convenido por las partes para ejecutar los trabajos adicionales solicitados por ECOPETROL.

La segunda excepción consiste en que si al finalizar el período de exploración, el asociado ha perforado pozos de exploración que indican la posibilidad de que exista un campo comercial, ECOPETROL, si el asociado lo solicita, puede prorrogar el término de exploración por el tiempo que considere necesario, el cual no puede exceder de un (1) año, para que el asociado pueda demostrar la existencia de dicho campo.

⁵³ Modelo de contrato de asociación, Op. cit., cláusula cuarta, numeral 4.10.

⁵⁴ Ibid., cláusula cuarta, numeral 4.3.

La tercera excepción se da cuando existe fuerza o mayor o caso fortuito que impida continuar con los trabajos de exploración, cuya duración sea de más de treinta (30) días consecutivos durante el período de seis (6) años de exploración, caso en el cual este período es ampliado por el mismo tiempo que dure el impedimento.

2.2.8.3 Obligaciones del asociado durante el período de exploración. El capítulo segundo del contrato de asociación que celebra ECOPETROL con los asociados, estipula todo lo concerniente a la explotación. Por lo anterior, varias cláusulas de dicho capítulo consagran las obligaciones que deben cumplirse durante esta etapa exploratoria.

- Durante el primer año contado a partir de la fecha efectiva del contrato, el asociado se obliga a ejecutar el reprocesamiento de los kilómetros de sísmica disponibles que determinen las partes en el contrato, a adquirir un programa de un mínimo de kilómetros de sísmica nueva que establecen las mismas y a perforar la cantidad de pozos de exploración que pacten hasta alcanzar a penetrar las formaciones que puedan producir hidrocarburos en el área. Esto último también debe hacerse durante el segundo y tercer año y al final de este termina el contrato si no ha sido solicitada y autorizada su prórroga o no ha sido descubierto un campo comercial.
- Suministro de información: la asociada debe entregar a ECOPETROL “toda la información geológica y geofísica, cintas magnéticas editadas, secciones sísmicas procesadas y toda la información de campo que le sirve de soporte, perfiles magnéticos y gravimétricos, todo en originales reproducibles, copias de los informes geofísicos, originales reproducibles de todos los registros de los pozos que perfore el asociado, incluido el gráfico compuesto final de cada pozo y copias del informe final de la perforación que incluya los resultados de pruebas de producción y cualquier otra información relativa a la perforación, estudio o interpretación de cualquier

naturaleza que realice el asociado para el área contratada sin limitación alguna”⁵⁵.

- Tanto ECOPETROL como el asociado deben guardar confidencialidad sobre toda la información del área contratada, durante los tres (3) años siguientes a la fecha de adquisición.
- El asociado está obligado a preparar los programas, realizar cronogramas de las actividades y determinar el presupuesto que ejecutará en el año siguiente, así como estimar el de los dos (2) años que siguen para llevar a cabo la exploración en el área contratada. Esto debe ser presentado a ECOPETROL por primera vez dentro de los sesenta (60) días siguientes a la firma del contrato y después debe hacerse dentro de los diez (10) primeros días de cada año.
- Devolución de áreas: al finalizar el período de exploración, bien sea los primeros tres (3) años o una vez cumplidas las prórrogas, si se ha descubierto un campo comercial, el área se reduce al cincuenta por ciento (50%), dos años después se reduce a una extensión igual al cincuenta por ciento (50%) del área contratada remanente y dos años más tarde dicha área se reduce a la del campo comercial que esté en producción, más una zona de reserva de dos y medio (2 1/2) kilómetros de ancho alrededor de cada campo. El asociado debe devolver las áreas en lotes de una extensión mínima de cinco mil (5.000) hectáreas cada uno, salvo que demuestre que es imposible hacerlo.

2.2.9 Etapa de explotación. A diferencia de la etapa de exploración, en la cual, las obligaciones son todas a cargo del asociado bajo la vigilancia de ECOPETROL, en esta etapa es donde se da la operación conjunta, de tal suerte que participan ambas partes en el proceso una vez se declara la comercialidad.

⁵⁵ Ibid., cláusula sexta, numeral 6.2.

2.2.9.1 Inicio de la etapa de explotación. Los trabajos de explotación se inician el día en que las partes reconocen la existencia del primer campo comercial o cuando ECOPETROL no acepta la existencia del mismo, después de realizados los trabajos adicionales que esa entidad estableció como necesarios para reconocer que dicho campo comercial existía.

La existencia del campo comercial se determina “mediante la perforación por parte del asociado dentro del campo comercial propuesto, de un número suficiente de pozos que permita definir razonablemente el área y la comercialidad del campo”⁵⁶.

Una vez el asociado descubra un campo comercial debe informar este hecho por escrito a ECOPETROL, quien tiene noventa (90) días para aceptar u objetar la existencia del mismo. Si acepta debe dar aviso al asociado y entra a participar en el desarrollo del campo comercial descubierto, reembolsando al asociado el cincuenta por ciento (50%) de los costos directos de exploración (hoy 30%, pues en los nuevos contratos la participación es 70% para el asociado y treinta 30 para ECOPETROL).

Por el contrario, si no acepta, el asociado tiene derecho a ejecutar por su cuenta y riesgo los trabajos necesarios para la explotación del campo y a recuperar el costo de estos trabajos y los costos directos de exploración en que haya incurrido, esta modalidad se llama “Solo Riesgo” y para llevarla a cabo, el asociado debe manifestarlo a más tardar dentro de los ciento veinte (120) días siguientes a la fecha en que ECOPETROL comunicó la no aceptación de la existencia del campo comercial. Si no ejerce el derecho debe devolver el área a ECOPETROL, pero si lo ejerce tiene derecho a reembolsarse hasta el doscientos por ciento (200%) del costo total de trabajos ejecutados por su cuenta y riesgo para la explotación de los pozos de exploración que hayan resultado productores y hasta el setenta por ciento (70%) de los costos directos de exploración que haya llevado a cabo.

⁵⁶ LEJOUR DE MORENO, Op. cit., p. 166.

2.2.9.2 Término de duración de la explotación. El período de explotación en el contrato de asociación es de veintidós (22) años contados a partir de la fecha en que finalizó la etapa de exploración, es decir, desde la fecha de reconocimiento del campo comercial. Por esto, es de anotar que el contrato en su totalidad tiene una duración de máximo veintiocho (28) años: seis (6) de exploración y veintidós (22) de explotación.

2.2.9.3 Coparticipación. En la etapa de explotación en el contrato de asociación existe una coparticipación entre ECOPETROL y el asociado y se ve en varios aspectos que serán analizados a continuación.

2.2.9.3.1 Gastos e inversiones. Si ECOPETROL acepta la existencia del campo comercial y entra a participar, reconoce al asociado el cincuenta por ciento (50%)*, de los costos directos de exploración, es decir, “aquellas erogaciones monetarias en que incurre razonablemente la asociada por la adquisición de sísmica y la perforación de pozos de exploración, así como por localizaciones, terminación, equipamiento y pruebas de tales pozos”⁵⁷ y las obras ejecutadas pasan a ser propiedad de la cuenta conjunta que son “los registros que se llevarán por medio de libros de contabilidad, de acuerdo con las leyes colombianas para acreditar o cargar a las partes la participación que les corresponda en la operación conjunta de cada campo comercial”⁵⁸.

Es de anotar que únicamente se compensaban las inversiones realizadas en el campo descubierto y no se tenían en cuenta las inversiones en otras exploraciones improductivas, sin embargo, a partir de 1998 también se pagan los pozos secos.

* Los más recientes contratos de asociación establecen que se le reconoce al asociado el setenta por ciento (70%) de los costos directos de exploración.

⁵⁷ Modelo de contrato de asociación, Op. cit., cláusula cuarta, numeral 4.6.

⁵⁸ Ibid., cláusula cuarta, numeral 4.7.

2.2.9.3.2 Decisiones. Todas las decisiones referentes al manejo de la cuenta conjunta, a los aspectos técnicos y al desarrollo de las áreas están a cargo de un Comité Ejecutivo definido como un “órgano que se integra dentro de los treinta (30) días siguientes a la aceptación del primer campo comercial, para supervisar, controlar y aprobar todas las operaciones y acciones que se adelanten durante la vigencia del contrato”⁵⁹. Los integrantes de este Comité son representantes de ECOPETROL y del asociado. En el contrato consultado para esta investigación aparecen los procedimientos para la toma de decisiones. Existen reuniones ordinarias en marzo, julio y noviembre, en las cuales se revisa el programa de explotación, el plan de desarrollo y los planes inmediatos. Las partes pueden solicitar que se convoque a reuniones especiales para analizar condiciones específicas de la operación.

Para que sean válidas, todas las determinaciones tomadas por el Comité, deben tener el voto afirmativo de más del cincuenta por ciento (50%) del interés total y una vez tomadas son obligatorias y definitivas para las partes.

2.2.9.3.3 Producción. Una vez deducidos los porcentajes correspondientes a las regalías o participaciones, se divide la producción en un cincuenta por ciento (50%) para el Estado y el otro cincuenta por ciento (50%) para el asociado*. Los contratos suscritos durante la vigencia del Decreto 2782 de 1989 incluyeron una distribución de producción escalonada en función de las reservas encontradas y a partir de 1994, ECOPETROL introdujo una forma diferente de distribuir la producción que se llamó “Factor R”, el cual se diferencia del anterior mecanismo en cuanto en este, la distribución de la producción se hace con base en la rentabilidad del campo petrolero descubierto y no en la magnitud de sus reservas.

⁵⁹ Ibid., cláusula cuarta, numeral 4.5.

* Hoy es un setenta por ciento (70%) para el asociado y un treinta por ciento (30%) para el Estado.

DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN: en los contratos de asociación celebrados, el mecanismo era el siguiente: después de deducido el porcentaje de las regalías, los demás hidrocarburos producidos provenientes de cada campo comercial, eran de propiedad de las partes en un cincuenta (50%) y cincuenta por ciento (50%)* hasta cuando la producción acumulada de cada campo comercial llegara a la cantidad de sesenta (60) millones de barriles de hidrocarburos líquidos. Por encima de este límite, la distribución de la producción de cada campo comercial, una vez descontada la regalía correspondiente, era de propiedad de las partes en la proporción que resultara de aplicar el Factor R.

Para el caso de un contrato de asociación suscrito en 1999 o antes, la tabla para aplicar el Factor R era la siguiente⁶⁰:

FACTOR R	DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DESPUÉS DE REGALÍAS (%)	
	ASOCIADO	ECOPETROL
0.0-1.0	50	50
1.0-2.0	50/R	100-50/R
2.0 o más	25	75

Para el caso de un contrato de asociación reciente, la tabla para aplicar el Factor R es la siguiente⁶¹:

FACTOR R	DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DESPUÉS DE REGALÍAS (%)	
	ASOCIADO	ECOPETROL
0.0-1.5	100	0
1.5-2.5	197.5-(65R)	100-[197.5-(65R)]
2.5 o más	35	65

* Hoy treinta por ciento (30%) para **ECOPETROL** y setenta por ciento (70%) para el asociado.

⁶⁰ Modelo de contrato de asociación celebrado entre **ECOPETROL** y un asociado en 1999.

⁶¹ Modelo de contrato de asociación celebrado entre **ECOPETROL** y un asociado en el 2003.

Para efectos de la tablas anteriores, el factor R se define como la relación de los ingresos acumulados sobre los egresos acumulados correspondientes a la asociada para cada campo comercial en los siguientes términos:

$$R = \frac{IA}{ID + A - B + GO}$$

En la anterior fórmula “IA” son los ingresos acumulados del asociado, “ID” son las inversiones de desarrollo acumuladas, “A” son los costos directos de exploración en que incurrió el asociado, “B” es el reembolso acumulado de los costos directos de exploración y “GO” son los gastos de operación acumulados.

La distribución de la producción con base en el Factor R comienza a aplicarse a partir del primer día del tercer mes después de aquel en que la producción acumulada de cada campo comercial alcance la cantidad de sesenta (60) millones de barriles de hidrocarburos líquidos.

La distribución de producción resultante se aplica hasta el 30 de junio del siguiente año, momento a partir del cual, la distribución de la producción con aplicación del factor R se realiza para periodos de un año (de julio 1 a junio 30), sobre la liquidación de éste con base en los valores acumulados al 31 de diciembre del año inmediatamente anterior de conformidad con el cierre contable correspondiente.

2.2.9.4 Operador. “Es la persona designada por las partes para que, por cuenta de éstas, lleve a término directamente las operaciones necesarias para explorar y explotar los hidrocarburos que se encuentren en el Área Contratada”⁶².

⁶² Modelo de contrato de asociación celebrado entre ECOPETROL y un asociado en 1999, cláusula cuarta, numeral 4.24.

En la mayoría de los contratos, las partes acuerdan que el asociado es quien hace las veces de operador, quien tiene el control de todas las actividades necesarias para llevar a cabo la explotación de los hidrocarburos en el campo comercial. No obstante lo anterior, es necesario dejar claro que el operador es una entidad distinta de las partes que debe realizar todas las actividades con sus propios medios, con libertad y autonomía técnica y directiva.

El operador puede renunciar en cualquier momento notificando a las partes por escrito por lo menos seis (6) meses antes de querer hacer efectiva su renuncia, para lo cual, el Comité Ejecutivo debe nombrar el nuevo operador con el cual las partes deben celebrar el correspondiente contrato.

2.2.9.5 Regalías. Durante la explotación del área contratada, antes de distribuir la producción como se mencionó anteriormente, el operador debe entregar a ECOPETROL como regalía el veinte por ciento (20%) de la producción fiscalizada de hidrocarburos en el área específica, según el modelo de contrato que se está analizando en este capítulo.

En el pasado las regalías se pactaban en los contratos suscritos por ECOPETROL, con base en la facultad conferida por el Decreto 743 de 1975. De acuerdo con esta norma la Empresa Colombiana de Petróleos, quedó facultada para establecer los términos de los contratos de asociación, por lo cual tenía la potestad de establecer el monto de las regalías, siendo esta una de las cláusulas del contrato. El modelo de contrato de asociación establecido por ECOPETROL, consagraba un porcentaje del veinte por ciento (20%) del producto bruto explotado.

Con respecto al monto de las regalías que debían ser pactadas en los contratos de asociación, la legislación no había hecho referencia a este aspecto, hasta la entrada en vigencia de la Constitución Política de 1991, la cual, en su artículo 360 ordenó que “la explotación de un recurso natural no renovable causará en favor del Estado una contraprestación económica a título

de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte”⁶³.

Este artículo fue desarrollado a su vez por el 16 de la Ley 141 de 1994, el cual estableció también un porcentaje del veinte por ciento (20%) para las regalías derivadas de la explotación de hidrocarburos; es de observar que antes de la Ley 141 de 1994 el monto de la regalía era pactado sin que hubiese un mandato legal de por medio que así lo determinara, por lo cual ECOPETROL podía modificar el porcentaje sin autorización legal siempre y cuando se respetara el doce por ciento (12%) como tope mínimo que le correspondía a las entidades territoriales según lo disponía el artículo 98 de la Ley 75 de 1986.

Volviendo al texto de la Ley 141 de 1994 y a manera de síntesis sobre el punto, vale destacar como nota importante que el requerimiento que se hacía en adelante implicaba que solo una norma de igual categoría podría modificar tales cifras. Es claro entonces que se acababa con la flexibilidad que tenía ECOPETROL para maniobrar en dichas cláusulas.

Las regalías de la Ley 141 de 1994 rigieron hasta la entrada en vigencia de la Ley 508 de 1999 (julio 30 de 1999) por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo para los años de 1999 a 2002, que a su vez, mediante el artículo 73 las modifica a regalías variables para yacimientos de hidrocarburos descubiertos con posterioridad a esta Ley, la cual, reguló esta materia hasta que fue declarada inexecutable por la Corte Constitucional por vicios de forma el 16 de mayo de 2000, mediante la Sentencia C- 557 del mismo año. El artículo establecía como regalía por la explotación de hidrocarburos el porcentaje que resultara de aplicar una tabla, dentro de la cual se encontraba lo siguiente:

- Para una producción diaria promedio mes menor o igual a 5 KBPD*, la regalía era del 5%.

⁶³ REPÚBLICA DE COLOMBIA, ASAMBLEA NACIONAL CONSTITUYENTE, Constitución Política, 1991, artículo 360. En Gaceta Constitucional No.116 de Julio 20 de 1991.

- Para una producción mayor a 5 KBPD e inferior a 125 KBPD, la regalía era de X%, donde ese X% equivalía a $5 + (\text{Producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) \text{ Por } (0.125)$.
- Para una producción mayor a 125 KBPD e inferior a 400 KBPD, la regalía era del 20%.
- Para una producción mayor a 400 KBPD y menor a 600 KBPD, la regalía era de Y%, donde Y equivalía a $20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) \text{ por } (0.025)$.
- Para una producción igual o superior a 600 KBPD, la regalía era del 25%⁶⁴.

El Decreto Ley 955 de mayo 26 de 2000, por medio del cual se pone en vigencia el Plan de Inversiones Públicas para los años 1998 a 2002, consagró en su artículo 60 las regalías por la explotación de hidrocarburos que resultaban del porcentaje que arrojara la siguiente tabla:

- Para una producción diaria promedio mensual menor o igual a 5 KBPD, la regalía era del 5%.
- Para una producción mayor a 5 KBPD e inferior a 200 KBPD, la regalía era del X%, donde "X" es igual al $5\% + (\text{Producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) \text{ por } (0.00077)$.
- Para una producción mayor a 200 KBPD e inferior a 400 KBPD, la regalía era del 20%.

* Producción KBD es la producción diaria promedio mes de un campo, expresada en miles de barriles por día según el parágrafo 1º del artículo 76 de la Ley 508 de 1999.

⁶⁴ REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 508 de 1999 "por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo para los años de 1999-2002", julio 29 de 1999, artículo 73. En Diario Oficial No. 43651 de julio 30 de 1999.

- Para una producción mayor a 400 KBPD y menor a 600 KBPD, la regalía era de Y%, donde “Y” era igual al 20%+ (Producción KBPD-400 KBPD) por (0.00025).
- Para una producción igual o superior a 600 KBPD, la regalía era del 25%⁶⁵.

Este Decreto fue declarado inexecutable mediante Sentencia C-1403 de 19 de octubre de 2000 por vicios de forma. El ex Presidente de la República Andrés Pastrana Arango adujo tener competencia para expedir el Plan de Inversiones Públicas en la medida en que la Ley 508 de 1999 por la cual se expedía este Plan para los años 1999-2002, había sido declarada inexecutable por vicios en el trámite de aprobación de la Ley. Bajo este entendido, el Gobierno de Pastrana se basó en el artículo 341 de la Constitución Nacional que consagra la posibilidad que tiene el Gobierno de poner en vigencia el Plan de Inversiones Públicas mediante un Decreto Ley, en caso de que el Congreso no lo apruebe en los tres meses de haber sido presentado.

La Corte Constitucional determinó que la declaratoria de inexecutable de la Ley aprobatoria de este Plan, no significa su no aprobación por parte del Congreso, por lo cual, el ex Presidente de la República estaba invadiendo terrenos pertenecientes por Constitución al Órgano Legislativo del país y su facultad quedaba reducida única y exclusivamente a presentar a este ente el Plan para su correspondiente aprobación. Por lo anterior, fue declarado inexecutable el Decreto analizado.

La Ley 619 de octubre 20 de 2000 en su artículo 17 estableció como monto de las regalías por la explotación de hidrocarburos el porcentaje que resultara de aplicar la misma tabla que consagraba el artículo 73 de la Ley 508 de 1999.

⁶⁵ REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto Ley 955 de 2000 “por el cual se pone en vigencia el Plan de Inversiones Públicas para los años 1998 a 2002”, mayo 26 de 2000, artículo 60. En Diario Oficial No. 44.020 de mayo 26 de 2000.

Esta Ley también fue declarada inexecutable mediante Sentencia C-737 de 11 de junio de 2001 por vicios de forma. En la medida en que el segundo debate para la aprobación del Plan de Inversiones Públicas se llevó a cabo de forma simultánea entre las dos cámaras legislativas, los textos aprobados por cada una de ellas en la última fecha diferían sustancialmente y como ese mismo día expiraba el término constitucional conferido al Congreso para aprobar el proyecto, las presidencias de ambas cámaras nombraron una Comisión de Conciliación para cumplir con el mandato del artículo 161 de la Constitución.

La Comisión redactó un Acta de Conciliación que no contenía un nuevo texto explícito del proyecto ni de los artículos sobre los cuales había discrepancia en la cual esta quedara resuelta, sino que estableció un texto implícito en el que se indicaba una fórmula para indicar cómo se entendía aprobado el proyecto de ley. En este sentido, estableció que en todo lo que no estuvieran de acuerdo las dos cámaras, se entendería que se aprobaba lo que considerara el Gobierno al respecto.

Esto no solo muestra la falta de seriedad al aprobar una ley de tal importancia, sino que resulta inconstitucional en la medida en que el artículo 161 de la Constitución establece que deben preparar un texto que debe ser sometido a decisión final en la plenaria de cada Cámara. Con su solución, lo que hizo el Congreso fue transferir una obligación que le es propia al Gobierno, al pretender que sea este quién decida la suerte del proyecto de ley. Básicamente por esta razón fue declarada inexecutable la Ley en estudio.

La Ley 756 de julio 23 de 2002, en su artículo 16 determina la tabla para establecer el monto de la regalía en la explotación de hidrocarburos:

- Para una producción igual o menor a 5 KBPD, la regalía era del 8%.

- Para una producción mayor a 5 KBPD e inferior o igual a 125 KBPD, la regalía era de un X%, donde “X” era igual a $8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) \text{ por } (0.10)$.
- Para una producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD, la regalía era del 20%.
- Para una producción mayor a 400 KBPD e inferior o igual a 600 KBPD, la regalía era de Y%, donde “Y” era igual a $20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) \text{ por } (0.025)$.
- Para una producción mayor a 600 KBPD, la regalía era del 25%⁶⁶.

Los contratos de asociación recientes establecen como regalía la que consagre la ley.

La hoy vigente es la Ley 756 de 2002 y en este mismo artículo 16 hay otros párrafos que interesan al tema de hidrocarburos como son:

“Parágrafo 1°. Para todos los efectos, se entiende por “producción KBPD” la producción diaria promedio mes de un campo, expresada en miles de barriles por día. Para el cálculo de las regalías aplicadas a la explotación de hidrocarburos gaseosos, se aplicará la siguiente equivalencia:

Un (1) barril de petróleo equivale a cinco mil setecientos (5.700) pies cúbicos de gas.

El régimen de regalías para proyectos de explotación de gas quedará así:

⁶⁶ REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 756 de 2002 “por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones”, julio 23 de 2002, artículo 16. En Diario Oficial No. 44.878 de julio 25 de 2002.

Para explotación en campos ubicados en tierra firme y costa afuera hasta a una profundidad inferior o igual a mil (1.000) pies, se aplicará el ochenta por ciento (80%) de las regalías equivalentes para la explotación de crudo; para explotación en campos ubicados costa afuera a una profundidad superior a mil (1.000) pies, se aplicará una regalía del sesenta por ciento (60%) de las regalías equivalentes a la explotación de crudo.

Parágrafo 2°. La presente norma se aplicará para los nuevos descubrimientos de hidrocarburos de conformidad con el artículo 2° de la Ley 97 de 1993, o las normas que la complementen, sustituyen o deroguen, que sean realizados con posterioridad a la fecha de promulgación de la presente ley.

Parágrafo 3°. Igualmente se aplicará esta disposición a la producción incremental proveniente de los contratos de producción incremental aprobados previamente por el Ministerio de Minas y Energía y a los campos descubiertos no desarrollados. Se entenderá por producción incremental aquella proveniente de los contratos firmados por ECOPETROL con terceros que tengan como objeto obtener de los campos ya existentes, nuevas reservas provenientes de nuevas inversiones orientadas a la aplicación de tecnologías, para el recobro mejorado en el subsuelo que aumenten el factor de recobro de los yacimientos, o para adición de nuevas reservas. También se entenderá por producción incremental los proyectos adelantados por ECOPETROL con los mismo propósitos.

“(…)

Parágrafo 10. Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15°), las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semi livianos. Esta disposición se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados”.

2.2.9.6 Cuenta conjunta. Los gastos en que se incurra para llevar a cabo los trabajos de exploración corren por cuenta y riesgo del asociado, pero una vez ECOPETROL acepta la existencia de un campo comercial, la propiedad de los derechos en la operación del área contratada se divide en cincuenta por ciento (50%) para ECOPETROL y cincuenta por ciento (50%) para el asociado*.

Desde la mencionada aceptación todos los gastos, pagos y costos que se efectúen, así como las obligaciones que se contraigan para desarrollar la operación conjunta, son cargados a una cuenta conjunta.

Las partes, dentro de los primeros cinco (5) días de cada mes deben consignar en la cuenta bancaria correspondiente a la cuenta conjunta, la cuota que le corresponda a cada una en el presupuesto de cada campo comercial, en la moneda en que deban hacerse los gastos.

Las partes a su vez, pueden revisar u objetar los estados mensuales de cuenta desde el momento que los reciban hasta dos (2) años después de la terminación del año a que corresponden, si no lo hacen en este tiempo se entiende que la cuenta es correcta.

El operador puede vender materiales o equipos durante los primeros veinte (20) años del período de explotación, con el fin de beneficiar la cuenta conjunta, siempre y cuando el valor de lo vendido no exceda de cinco mil dólares (US\$5000) o su equivalente en pesos colombianos, si excede de este precio, la venta debe ser aprobada por el Comité Ejecutivo.

Por otro lado, la maquinaria, equipos o bienes muebles que adquiera el operador para la ejecución del contrato de asociación que sean cargados a la cuenta conjunta, son de propiedad de las partes en la misma proporción de su interés en la operación. No obstante lo anterior, si una de las partes decide

* En los contratos de asociación recientes la división es setenta por ciento (70%) para el asociado y treinta por ciento (30%) para ECOPETROL.

terminar su interés en el contrato antes de vencerse los primeros diecisiete (17) años del período de explotación, se obliga a vender a la otra su interés a un precio comercial razonable o a su valor en libros, el que sea más bajo. Si la otra parte no desea comprarlo dentro de los noventa (90) días calendario siguientes a la oferta, puede ceder su interés a un tercero.

En caso de que el asociado decida retirarse después de los diecisiete (17) años del período de explotación, sus derechos pasan gratuitamente a ECOPETROL. Hoy, estos derechos pasan a la ANH en virtud del numeral 5.9 del artículo 5º del Decreto 1760 de 2003.

2.2.9.7 Precios. Como ya es sabido el Decreto 2310 de 1974 abolió el régimen de concesión e introdujo el de asociación, con el cual se modificaron las bases legales de la contratación petrolera en Colombia. Sin embargo no fue esta nueva forma de contratación el factor determinante que creó incentivos para el desarrollo y el cambio en la política petrolera y en el proceso de exploración, los verdaderos incentivos obedecieron más bien a una política atractiva de precios.

La legislación especial aplicable a la industria petrolera, ha estado siempre enmarcada dentro del principio de que estos industriales tienen la propiedad sobre los hidrocarburos que exploten, en los volúmenes que les correspondan y, por lo mismo, tienen el derecho de disponer de esos volúmenes en la forma y condiciones que estimen convenientes. Sin embargo, ese derecho también ha estado sometido a una condición en el sentido que, cuando a ello haya lugar, deben los explotadores del petróleo atender a las necesidades de la refinación interna para satisfacer el consumo nacional de hidrocarburos o sus derivados.

Así ha estado consagrado en las disposiciones legales sobre exploración y explotación de hidrocarburos y en las cláusulas contractuales, tanto en los contratos de concesión celebrados por el Gobierno Nacional en desarrollo de

las normas originalmente establecidas en el Código de Petróleos, como en los contratos de asociación que venía celebrando ECOPETROL a raíz de la expedición del decreto 2310 de 1974.

Con respecto a lo anterior, el artículo 58 del Código de Petróleos establece que “Los concesionarios de explotación atenderán de preferencia las necesidades del país, debiendo ofrecer en venta, cuando el consumo de derivados de petróleo lo exija, la materia prima necesaria para atender a dicho consumo, de acuerdo con la reglamentación que haga el Gobierno (...)”⁶⁷.

De otra parte, el artículo 215 del mismo Decreto consagra que “Cuando las regalías, percibidas en especie por el Gobierno, no fueren suficientes para abastecer el consumo interno de derivados del petróleo, previa solicitud del Gobierno, los contratistas de exploración y explotación estarán obligados a ofrecer en venta una cantidad tal, que sumada a la regalía, no exceda durante cualquier mes del 50% de la producción de la concesión. Pero cada contratista tendrá derecho a imputar a dicha cantidad el petróleo crudo que esté destinando directa o indirectamente, a la refinación dentro del país para atender a las necesidades del consumo interno (...)”⁶⁸.

Cuando se expidió el Régimen Cambiario y de Comercio Exterior contenido en el Decreto Ley 444 de 1967, se establecieron las siguientes disposiciones:

En primer lugar, se encuentra el artículo 154 del Decreto 444 de 1967 que establece que es el Ministro de Minas quien determina los volúmenes de

⁶⁷ REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, MINISTERIO DE MINAS Y PETRÓLEOS, Decreto Legislativo 1056 de 1953 “Por el cual se expide el Código de Petróleos”, abril 20 de 1953, artículo 58. En Diario Oficial No. 28199 de mayo 16 de 1953.

⁶⁸ REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, MINISTERIO DE MINAS Y PETRÓLEOS, Decreto Legislativo 1056 de 1953 “Por el cual se expide el Código de Petróleos”, abril 20 de 1953, artículo 215. En Diario Oficial No. 28199 de mayo 16 de 1953.

producción que deban ser vendidos por los explotadores para la refinación interna y a su vez, es quien determina los precios correspondientes.

En segundo lugar está el artículo 29 del Decreto 688 de 1967 que modifica el artículo 162 del Decreto 444 de 1967, el cual, establece que el Ministro de Minas también tiene a su cargo la fijación de precios de exportación de crudos con base en normas internacionales.

Como puede observarse de las normas antes descritas, le corresponde al Ministerio de Minas y Energía, determinar los volúmenes de producción a ser vendidos, así como fijar los precios de los mismos.

A continuación se hará un recuento de las normas que han regulado los precios en materia de petróleo:

Se encuentra la Resolución 50 de 1976 expedida por la extinguida Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural, modificada por la Resolución 60 de 1986 del Ministerio de Minas y Energía y por la Resolución 13 de 1992 de la Comisión Nacional de Energía. Esas resoluciones se refieren a los precios de los crudos explotados en desarrollo de los contratos de asociación celebrados con la Empresa Colombiana de Petróleos. Las modificaciones aludidas han conducido a que en la actualidad, la determinación de los precios de esos crudos, en los casos de destinación a la refinación interna, deba hacerse tomando como base el precio internacional de exportación de los respectivos crudos, o de crudos semejantes, en términos FOB puerto colombiano.

Se dejaron de tomar los precios internacionales de crudos semejantes de importación (como sucedió durante los primeros años de vigencia de la resolución 50 de 1976), o los precios internacionales de crudos semejantes de exportación (como sucedió entre 1986 y 1992 conforme al nuevo cambio de los crudos de referencia dispuesto por la Resolución 60 de 1986).

El artículo 1º de la Resolución 50 de 1976, junto con el artículo 2º de la misma, fueron modificados en el año de 1986 por la Resolución 60 de dicho año, expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

Los artículos 1º y 2º originales de la mencionada Resolución 50 de 1976, seguían las pautas trazadas por el Decreto 844 de 1975 (que en su momento reglamentó los artículos 154 y 162 del Decreto Ley 444 de 1967), de conformidad con las cuales se señalaban precios de crudos semejantes de importación. Por ello se tomaba como base el precio internacional CIF Cartagena y se tomaban los precios de venta promedio de tres puertos de embarque de la costa este de los Estados Unidos de América, mas el flete hasta Cartagena.

La Resolución 60 de 1986 adoptó un nuevo criterio al fijar los precios internacionales FOB puerto de embarque de petróleos crudos semejantes, tomando en cuenta petróleos provenientes tanto del hemisferio occidental como del norte de África.

Finalmente, la más reciente norma sobre precios de petróleo se encuentra en la Resolución 18-1709 del 23 de diciembre de 2003 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, que es el resultado de insistentes peticiones hechas al Gobierno Nacional por los interesados en realizar y mantener inversiones en la exploración y la explotación de hidrocarburos en el país, en aras de tener una reglamentación actualizada y estable sobre los precios que los productores de petróleo en Colombia puedan obtener al enajenarlo para atender a las necesidades de abastecimiento interno.

En primer lugar, en esta Resolución se estableció que el petróleo crudo de producción nacional que le corresponda a los explotadores de hidrocarburos en desarrollo de contratos de exploración y explotación y que se destine a la refinación para el abastecimiento interno, se pagará en adelante tomando como

base el precio internacional de exportación de crudos en términos FOB, puerto colombiano, con aplicación de un Precio Internacional de Referencia⁶⁹.

En segundo lugar se determinó que ese Precio Internacional de Referencia debe establecerse conforme a unas reglas y pautas incluidas en la Resolución, las cuales señalan: que se trata de precios que se establecerán con un valor equivalente en dólares de los Estados Unidos de América; que se tomarán en cuenta cotizaciones de precios promedio ponderado según fechas de entrega de crudos disponibles en la costa del golfo de los Estados Unidos; que se efectuarán ajustes por calidad de los crudos (según grados API y porcentajes de contenido de Azufre y de Sal que contempla la Resolución del Ministerio de Minas y Energía) tomando en cuenta para tales ajustes, las calidades tipo correspondientes a las “canastas”^{*} de crudos que acuerden las partes en los respectivos contratos de venta de los crudos destinados a la refinación interna colombiana; que se tomarán en cuenta los costos estimados de transporte entre la costa del golfo de los Estados Unidos y el sitio de entrega con respecto al puerto colombiano en dólares por barril (US\$/B), que también se tomarán en cuenta los costos de transporte de los crudos entre el sitio de entrega acordado por las partes en dichos contratos de venta y el puerto colombiano de exportación, tomando al efecto las tarifas vigentes (para los tramos de los correspondientes oleoductos) publicadas por el Ministerio de Minas y Energía; que adicionalmente se tendrá en cuenta una “Tarifa de Comercialización” que en forma expresa establece la Resolución del Ministerio de Minas y Energía.

Es así como se debe establecer expresamente una cláusula en todos los contratos que se celebren a partir de la fecha de vigencia de la Resolución mencionada para atender las necesidades de refinación para el abastecimiento interno, en la que se determinen los precios en la forma establecida en la

⁶⁹ REPÚBLICA DE COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Resolución 18-1709 de diciembre 23 de 2003 “por la cual se dictan disposiciones en materia de precios del petróleo crudo destinado a la refinación para el abastecimiento interno”, artículo 1º.

^{*} Las canastas son varias clases de crudos en el mundo.

misma Resolución. Del mismo modo, en todos los casos de contratos con cláusulas relativas al precio de los crudos, en las cuales se haga referencia a la aplicación de las disposiciones legales o las reglamentaciones vigentes, o las que las reemplacen, se entenderá que deben aplicarse las disposiciones antes comentadas.

Es importante resaltar que el nuevo sistema de precios del petróleo para el abastecimiento interno aplica también para los crudos provenientes de contratos de asociación que se encuentren vigentes al entrar a regir la Resolución 18-1709 de 2003, pero teniendo en cuenta que se respetarán siempre las cláusulas de estos en las cuales se hayan pactado modalidades especiales de precios para el petróleo proveniente de esos contratos que sea destinado al abastecimiento interno.

Es de anotar la importancia de esta Resolución en la medida en que son los precios y las reglas claras en los contratos los que atraen inversionistas al país para que lleven a cabo las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. En realidad aquellos temas han sido el factor determinante que ha contribuido a la falta de estímulo para hacer competitivo al país con respecto a dichas actividades.

Existe el error de pensar que cambiando el sistema de contratación se logra una mayor inversión, como sucedió al establecerse el contrato de asociación, mediante el cual el país pensó que había ganado mucho terreno con interesados de otros países, pero la experiencia demuestra que lo importante no es el tipo de contrato que se celebre sino la disponibilidad del producto y los precios del petróleo que implican la recuperación de la inversión realizada, para lo cual se necesitan reglas claras y definitivas que indiquen una seguridad en los negocios celebrados en el país.

2.2.10 Terminación del contrato de asociación. El contrato de asociación puede terminar por varias causales contempladas en el mismo.

- Por vencimiento del período de exploración sin que el asociado haya descubierto un campo comercial salvo cuando se den las excepciones a la duración máxima de la exploración mencionadas en el numeral 2.2.8.
- Por haber transcurrido el tiempo de duración del contrato.
- Por voluntad de la asociada previo el cumplimiento de sus obligaciones.
- Por declaración unilateral de ECOPETROL en cualquier momento antes de vencerse el período de duración del contrato en los siguientes casos:
 - Por muerte o disolución del asociado o de sus cesionarios.
 - Por traspaso del contrato por parte del asociado o de sus cesionarios sin el lleno de los requisitos.
 - Por incapacidad financiera del asociado y sus cesionarios, la cual se presume en el evento de un proceso concursal.
 - Por incumplimiento de las obligaciones contenidas en el contrato, por parte del asociado.

2.2.11 Reversión. Terminado el contrato en el período de exploración o explotación, el asociado debe dejar en producción los pozos productores y entregar las construcciones, oleoductos y en general todos los inmuebles que pertenezcan a la cuenta conjunta, todo lo cual pasa de forma gratuita a ECOPETROL.

2.3 SISTEMA DE CONTRATACIÓN DE LA ANH

El Decreto Legislativo 1760 de 2003 escindió la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL y creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, una

Unidad Administrativa Especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con el objeto de que administre los hidrocarburos de propiedad nacional. De esta forma ECOPETROL dejó de ser una empresa industrial y comercial del Estado cuya actividad oscilaba entre ser empresario y regulador de la industria petrolera del país, para convertirse en ECOPETROL S.A., una compañía pública por acciones de propiedad del Estado, que en adelante funcionará únicamente como empresario.

El numeral 5.3 del artículo 5º del Decreto 1760 de 2003 consagra como una de las funciones de la ANH la de “diseñar, promover, negociar, celebrar, hacer seguimiento, y administrar los nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, en los términos del artículo 76 de la Ley 80 de 1993 y las normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen”⁷⁰. Con base en esto, diseñó un modelo de contrato basado en un sistema de regalías/impuestos, en el cual, el contratista explora y produce con independencia, a su propio riesgo y asumiendo los costos.

Bajo este sistema, el contratista tiene todos los derechos de producción, después de una regalía de escala móvil de origen legal (Ley 756 de 2002) y solo tiene que hacer pagos eventuales para compartir en el evento en que se presente un precio alto del petróleo.

Por lo anterior, el sistema que venía llevándose a cabo durante varios años, quedó abolido, de forma tal que en adelante quien quiera invertir en la actividad petrolera del país, debe celebrar el contrato diseñado por la ANH.

⁷⁰ REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto 1760 de 2003 “Por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPETROL y se crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos”, artículo 5º. En Diario Oficial No. 45.230 de junio 26 de 2003.

Para desarrollar este aparte, fueron consultados el Decreto 1760 de 2003 y el contrato diseñado por la ANH.

2.3.1 Análisis jurídico del Decreto 1760 de 2003. El Decreto 1760 de 2003 fue expedido por el Gobierno en uso de las facultades extraordinarias conferidas por el Congreso a través de la Ley 790 de 2002, que en su artículo 16, establece la posibilidad que tiene el Presidente de “escindir entidades u organismos administrativos del orden nacional creados o autorizados por la ley”⁷¹. De ahí la decisión de escindir ECOPETROL y crear la ANH a través del Decreto antes mencionado.

Se había considerado por los autores de este trabajo, la posible inconstitucionalidad de algunos artículos del Decreto 1760 de 2003, en la medida en que la Ley 790 de 2002 le otorgó precisas facultades extraordinarias al Presidente de la República, entre las cuales no se encuentra la de fijar las condiciones para llevar a cabo la explotación de los recursos naturales no renovables, sin embargo, el Presidente, a través del Decreto analizado, le otorgó esta posibilidad a la ANH.

La Constitución Política de Colombia, en su artículo 360, establece 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”⁷². De este modo, parece claro que es el Legislativo el encargado de establecer dichas condiciones y no el Ejecutivo vía decreto.

⁷¹ REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 790 de 2002 “por la cual se expiden disposiciones para adelantar el programa de renovación de la administración pública y se otorgan unas facultades extraordinarias al Presidente de la República”, diciembre 27 de 2002, artículo 16. En Diario Oficial No. 45046 de diciembre 27 de 2002.

⁷² REPÚBLICA DE COLOMBIA, ASAMBLEA NACIONAL CONSTITUYENTE, Constitución Política, 1991, artículo 360. En Gaceta Constitucional No.116 de Julio 20 de 1991.

A pesar de que pueda pensarse que esto es viable por tratarse de un decreto con fuerza de ley, lo cierto es que cuando el Presidente expide un decreto de esta naturaleza lo hace por unas facultades que son precisas y claras, por lo cual no puede salirse de ellas y como ya fue mencionado, entre las facultades no se encontraba la que señala el artículo 360 de la Constitución Nacional.

A pesar de lo anterior, el jueves 6 de mayo de 2004 la Corte Constitucional se pronunció acerca de la constitucionalidad del Decreto 1760 de 2003 mediante Sentencia C-350 de 2004, por la cual, declaró su exequibilidad, en los términos del comunicado de prensa de la Corte Constitucional del 20 de abril de 2004 y sostuvo:

“Tercero. Declarar **exequible**, exclusivamente por los cargos analizados en esta Sentencia, el Decreto 1760 de 2003, *“Por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A.”*.

2.3.2 Naturaleza jurídica del contrato. Se trata de un contrato Estatal especial regulado por su propio régimen (lo cual autoriza el artículo 76 de la Ley 80 de 1993), establecido por la ANH.

En opinión de los autores de este trabajo, el nuevo contrato propuesto por la ANH es un híbrido entre el contrato de concesión y el de producción compartida por los motivos que serán descritos a continuación.

En primer lugar, en la concesión, el concesionario tiene los derechos exclusivos de exploración y explotación, así como la propiedad de los activos e instalaciones, como se observa en el contrato que se está analizando.

De otra parte, tanto en el contrato de concesión, como en el de producción compartida, el concesionario o contratista asume los riesgos exploratorios,

técnicos y financieros, pero en éste sus costos se reembolsan con la producción, la cual, después de ser recibida por el contratista en el puerto de embarque y al haberse cancelado las regalías pertinentes, le pertenece a este último, no a manera de transferencia de algún derecho, sino como pago por los servicios prestados. Esto también se observa en el contrato de la ANH.

Finalmente, en el contrato de concesión, el concesionario tiene los derechos sobre las reservas una vez son extraídas, pues el subsuelo pertenece al Estado de conformidad con el artículo 332 de la Constitución Política y por ende las reservas pertenecen al Estado. De la concesión se tiene la libre disposición de los hidrocarburos producidos, así mismo, este, paga regalías e impuestos. En el contrato diseñado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se da este hecho pero a partir de una cantidad producida que fue descrita en su momento, el Estado entra a participar en la producción, lo cual, es propio del contrato de producción compartida, pero condicionado a precios altos.

Por todo lo anterior, puede decirse que la nueva modalidad consiste en un contrato Privado para algunos y Administrativo para otros, que puede relacionarse con un contrato de concesión con visos de producción compartida.

2.3.3 Objeto del contrato. El objeto del nuevo contrato, al igual que en los demás estudiados, es la exploración del área contratada y la explotación de los hidrocarburos de propiedad del Estado que se descubran dentro de la misma.

El contratista debe adelantar las actividades y operaciones materia del contrato, bajo su costo y riesgo, proporcionando todos los recursos necesarios para “proyectar, preparar y llevar a cabo las actividades de exploración, evaluación, desarrollo y producción, dentro del área contratada”⁷³.

⁷³ Modelo de Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos diseñado por la ANH, Minuta No. 01-2004 aprobada por el Consejo Directivo de la ANH en sesión de mayo 26 de 2004, Cláusula 2, numeral 2.2.

2.3.4 Partes del contrato. De una parte se encuentra la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH como Contratante y de la otra está un contratista que define el programa de trabajo y que opera de forma autónoma bajo su responsabilidad, riesgo y costo.

2.3.4.1 Obligaciones de las partes. Los contratantes deben interpretar y ejecutar el contrato de buena fe, cumplir con los requerimientos de las autoridades competentes relacionados con la ejecución del contrato, así como guardar confidencialidad sobre la información privada derivada del desarrollo del mismo. Esto último debe hacerse durante los tres (3) años siguientes contados desde que finaliza el año en el cual se haya producido, obtenido o desarrollado dicha información o hasta que termine el contrato, lo que ocurra primero.

2.3.4.1.1 Obligaciones del contratista. Existen varias obligaciones que pueden dividirse en cuatro grupos.

- Organigrama: constituir la estructura del equipo técnico que realizará las actividades bajo responsabilidad y representación del contratista; emplear personal calificado, equipos, maquinarias, materiales y tecnología de acuerdo con las buenas prácticas de la industria del petróleo.
- Planeación: diseñar, presupuestar y definir los programas de trabajo, así como ejecutarlos por su cuenta, bien sea a través suyo o de subcontratistas. El contratista debe responder por las fallas técnicas y sus consecuencias.
- Costos: el contratista debe asumir todos los costos de las operaciones.

- Información: el contratista debe entregar la información conforme a los términos del contrato y la exigida por la ANH y el Ministerio de Minas y Energía, así como aquellas requeridas por otras entidades.

2.3.4.1.2 Obligaciones de la ANH. Las obligaciones de la Agencia pueden resumirse en tres.

- La primera y más importante de todas es la de suscribir el contrato y darle el derecho al contratista para explorar y explotar los hidrocarburos que se encuentren en el área contratada.
- Notificaciones: la ANH debe notificar por escrito al contratista, cualquier reclamo o procedimiento judicial que pueda afectar los derechos del mismo en el contrato una vez tenga conocimiento de este hecho.
- Asunción de responsabilidades: la Agencia debe mantener libre al contratista y asumir la conducción de todos los reclamos, deudas, pasivos y obligaciones originados o derivados de las operaciones realizadas en el área contratada, mientras se encuentren a cargo de la ANH antes de la fecha efectiva.

2.3.4.1.3 Eximentes de responsabilidad. La fuerza mayor y los hechos de terceros exoneran del cumplimiento de las obligaciones no financieras que se vean afectadas por estas circunstancias, siempre y cuando la parte a la que se le da aviso de esto, acepte la irresistibilidad y el carácter de impedimento de tales hechos⁷⁴.

⁷⁴ Ibid., cláusula 26, numeral 26.1.

En caso que alguna de las partes se encuentre en imposibilidad de cumplir las obligaciones del contrato, en todo o en parte, por fuerza mayor o por el hecho irresistible de un tercero, estas se suspenden por el tiempo que duren estas circunstancias eximentes de responsabilidad, que para ser consideradas como tales, la parte afectada por la fuerza mayor o el hecho del tercero debe dar aviso a la otra dentro de los quince (15) siguientes, indicando las causas que originan su impedimento, la forma como se afecta el cumplimiento de la obligación correspondiente, el período estimado para la suspensión de las actividades y cualquier tipo de información que demuestre lo ocurrido⁷⁵.

Una vez recibido el aviso por la parte no afectada, esta tiene quince (15) días para responder por escrito si acepta o no la circunstancia eximente de responsabilidad. Con dicha aceptación se suspenden los plazos para el cumplimiento de las obligaciones que se vean afectadas y se entiende que se da la suspensión desde que ocurrió el hecho invocado como causal de exoneración. Así mismo, si la parte que recibe el aviso no responde dentro del término establecido, se entiende que acepta la ocurrencia de la causal y por tanto opera la suspensión en los mismos términos⁷⁶.

La parte que se vio afectada por la causal debe reiniciar el cumplimiento de las obligaciones suspendidas dentro del mes siguiente a la desaparición del hecho que le impidió cumplirlas.

2.3.4.2 Solución de conflictos entre las partes. Las diferencias que se susciten entre las partes en desarrollo del contrato se solucionan por medio de los funcionarios de las mismas, autorizados para ello. Si el desacuerdo no se ha resuelto en treinta (30) días contados a partir del aviso escrito, debe ser

⁷⁵ Ibid., Cláusula 26, numeral 26.2.

⁷⁶ Ibid., cláusula 26, numeral 26.3.

sometido al más alto ejecutivo de cada una de las partes para buscar una solución conjunta. En caso de que se llegue a un acuerdo o decisión dentro de los treinta (30) días siguientes a la fecha en que una de las partes haya solicitado a la otra someter el conflicto a la decisión de los más altos ejecutivos, debe suscribirse dicha decisión o acuerdo dentro de los quince (15) días siguientes a haber sido aprobada por los mismos⁷⁷.

Si dentro de los treinta (30) días siguientes a la solicitud de someter el conflicto a los más altos ejecutivos de cada una de las partes, estos no toman una decisión, o si habiéndola tomado no suscriben el acuerdo dentro de los quince (15) días antes mencionados, cualquiera de las partes puede acudir al peritaje técnico o al contable (dependiendo de la naturaleza de la controversia) o al arbitramento.

Cuando se trata de un conflicto de carácter técnico, debe someterse al dictamen de tres expertos designados así: cada parte nombra un perito y los dos que resultan escogen un tercero, si no logran un acuerdo, este es nombrado por la asociación de profesionales del tema de que se trate, que debe ser cuerpo técnico consultivo del Gobierno y su sede debe ser Bogotá⁷⁸.

Una vez nombrados los peritos, deben emitir su concepto en un plazo de treinta (30) días contados a partir del nombramiento, el concepto se emite por mayoría y es obligatorio para las partes con los efectos de una transacción.

Si se trata de un conflicto de carácter contable, se somete al dictamen de tres expertos que deben ser contadores públicos titulados, cada parte escoge un perito y el tercero es designado por los dos nombrados por las partes. Si no se

⁷⁷ Ibid., cláusula 27, numeral 27.1.

⁷⁸ Ibid., cláusula 27, numeral 27.2.1.

logra un acuerdo al respecto, el tercer perito es nombrado por la Junta Central de Contadores de Bogotá y se procede de la misma forma que se describió para el caso del peritaje técnico⁷⁹.

En caso de duda sobre la naturaleza del conflicto, se entenderá siempre que se trata de una controversia de tipo legal.

Cuando el conflicto no sea de tipo técnico o contable, debe solucionarse a través del arbitraje. El Tribunal de Arbitramento se compone de tres (3) árbitros nombrados de común acuerdo por las partes y en caso de no llegarse a tal acuerdo, serán nombrados por el Centro de Arbitraje y Conciliación Mercantil de la Cámara de Comercio de Bogotá, previa solicitud presentada por cualquiera de las partes. Sin embargo, hay que tener en cuenta que los árbitros deben tener una experiencia de por lo menos cinco (5) años en asuntos propios de la industria petrolera y siempre deben fallar en derecho⁸⁰.

2.3.5 Área contratada. El área contratada es el terreno sobre el cual se llevan a cabo las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

2.3.5.1 Restricciones sobre las áreas. No existe un mínimo o un máximo de hectáreas sobre las cuales se pueda ejecutar el contrato, como sí sucedía en el contrato de concesión, sin embargo existen algunas limitaciones que en el evento de presentarse, no serán responsabilidad de la ANH, como cuando una porción del área contratada se extiende a áreas comprendidas dentro del sistema de parques nacionales naturales u otras zonas reservadas, excluidas o restringidas, delimitadas geográficamente por la autoridad correspondiente,

⁷⁹ Ibid., cláusula 27, numeral 27.2.2.

⁸⁰ Ibid., cláusula 27, numeral 27.2.4.

caso en el cual el contratista se obliga a acatar las condiciones que respecto de tales áreas impongan las autoridades competentes⁸¹.

2.3.5.2 Devolución de áreas. El contratista debe devolver las áreas de exploración, evaluación y explotación en varios eventos que serán estipulados en el contrato definitivo de la ANH.

- Por renuncia.
- Por vencimiento de plazos.
- Por no llevar a cabo las actividades de los programas de trabajo.
- Porque el contratista concluye que el descubrimiento no es un campo comercial.
- Por devolución voluntaria: el contratista puede hacer devoluciones parciales del área contratada en cualquier momento, siempre y cuando haya cumplido las obligaciones contraídas en virtud del contrato.

Para la devolución de áreas debe suscribirse un acta por las dos partes.

2.3.5.2.1 Abandono. En todos los casos en que haya lugar a la devolución de áreas, el contratista debe llevar a cabo un programa de abandono dentro de los sesenta (60) días siguientes a la fecha en que deba darse dicha devolución, ya sea en las áreas de exploración o en las de explotación⁸².

Para poder realizar lo anterior, el contratista debe llevar en su contabilidad un registro especial denominado fondo de abandono, a partir del momento en que

⁸¹ Ibid., cláusula 3, numeral 3.2.

⁸² Ibid., cláusula 30, numeral 30.2.

concluya el primer año contado desde el mes en que aquél haya iniciado la producción comercial de hidrocarburos dentro de algún área de explotación.

Así mismo, debe establecer un encargo fiduciario o una garantía bancaria con el objeto de garantizar la disponibilidad de los recursos financieros necesarios para adelantar el programa de abandono.

No obstante lo anterior, el cumplimiento de la obligación antes señalada, no exime al contratista de su responsabilidad de llevar a cabo todas las operaciones de abandono en cada área de explotación bajo su costo y riesgo.

2.3.6 Período de exploración. La exploración ya ha sido definida en varias ocasiones, por lo cual se entrará a analizar cómo es esta en el contrato en estudio.

2.3.6.1 Duración del período de exploración. En el contrato propuesto por la ANH el período de exploración es de seis (6) años y se empieza a contar a partir de la fecha efectiva, esto es, el día en que se suscribe el contrato, momento a partir del cual corren todos los plazos del mismo. A su vez, esta etapa se divide en varias fases propuestas por el contratista, las cuales contienen cada una compromisos diferentes y empiezan a partir del día siguiente a la terminación de la fase anterior⁸³.

Como es de observar, la duración del período de exploración difiere en este contrato de los de concesión y asociación, en los cuales, la etapa exploratoria era de tres (3) años, prorrogables por otros (3), lo cual muestra una clara intención de generar una mayor flexibilidad para los inversionistas.

A su vez, el contrato de la ANH establece la posibilidad de prorrogar este período por petición del contratista, hasta la terminación de la perforación de

⁸³ Ibid., cláusula 4, numeral 4.2.

los pozos exploratorios y/o hasta adquirir el programa sísmico y dos (2) meses más. Para lo anterior es necesario que se cumplan varias condiciones:

- Que las operaciones de exploración se hubieran iniciado por lo menos un (1) mes antes de la fecha de terminación de la fase respectiva dentro del período de exploración.
- Que el contratista haya ejecutado las operaciones de exploración de forma ininterrumpida.
- Que el contratista a pesar de la diligencia empleada al ejecutar dichas operaciones, estime de forma razonable que el tiempo restante no es suficiente para concluir las antes del vencimiento de la fase en la que se encuentre.

El contratista debe entregar la solicitud de prórroga con los fundamentos en los documentos correspondientes.

2.3.6.2 Programa exploratorio mínimo. El contratista debe presentar a la ANH con una antelación no inferior a ocho (8) días desde el comienzo de cada fase del período de exploración, el programa de trabajo de exploración para cada una de ellas, el cual describe la forma como cumplirá sus obligaciones⁸⁴.

El contratista puede realizar operaciones de exploración adicionales a las contenidas en el programa, sin que por este hecho se modifique el plazo pactado para llevar a cabo el mismo, para lo cual debe dar aviso previamente a la ANH.

2.3.6.3 Descubrimiento y evaluación. Finalizada la perforación de un pozo exploratorio cuyos resultados indiquen que se ha producido un descubrimiento,

⁸⁴ Ibid., cláusula 5, numeral 5.2.

el contratista debe informar este hecho a la ANH dentro de los (4) meses siguientes a la terminación de dicha perforación. Así mismo, debe entregar un informe técnico con los resultados de las pruebas realizadas, la descripción de los aspectos geológicos y los análisis efectuados a los fluidos y rocas, como lo indique el Ministerio de Minas y Energía⁸⁵.

Si a juicio del contratista el descubrimiento tiene potencial comercial, aquél, presenta y ejecuta un programa de evaluación respecto de dicho descubrimiento. Si este ocurre durante la exploración, el contratista presenta el programa de evaluación, dentro del año siguiente a la finalización de la perforación del pozo exploratorio descubridor, y en todo caso antes de finalizar el período de exploración.

El programa de evaluación debe contener el mapa del área de evaluación; la descripción y objetivos de las operaciones de evaluación y la información que busca obtener el contratista para determinar si el descubrimiento puede ser declarado como campo comercial; el presupuesto del programa de evaluación; el plazo del mismo; el cronograma para realizar las operaciones de evaluación; la destinación que tendrán los hidrocarburos que el contratista espera recuperar como resultado de las operaciones de evaluación y finalmente, una propuesta de punto de entrega para someter a consideración de la ANH⁸⁶.

Presentado el programa de evaluación a la ANH, el contratista puede modificarlo dentro de los seis (6) meses siguientes sin poder variar la fecha de inicio ni el plazo total.

Dentro de los tres (3) meses siguientes a la fecha de terminación de la evaluación, el contratista debe presentar un informe a la ANH de los resultados

⁸⁵ Ibid., cláusula 7, numeral 7.1.

⁸⁶ Ibid., cláusula 7, numeral 7.3.

del programa de evaluación en el que se incluya como mínimo “la descripción geológica del descubrimiento y su configuración estructural; las propiedades físicas de las rocas y fluidos presentes en los yacimientos asociados al descubrimiento; la presión, volumen y análisis de temperatura de los fluidos de los yacimientos; la capacidad de producción por pozo y por todo el descubrimiento; y un estimado de las reservas recuperables de hidrocarburos”⁸⁷.

2.3.6.4. Declaración de comercialidad. Dentro de los tres (3) meses siguientes al vencimiento del término estipulado para ejecutar el programa de evaluación el contratista entrega a la ANH una declaración escrita que contiene su decisión incondicional de explotar o no el campo descubierto. Si decide explotar el descubrimiento, a partir de esa declaración, el mismo, se tiene como un campo comercial⁸⁸.

Si dentro del anterior plazo, el contratista no entrega la declaración se entiende que éste considera que no se trata de un campo comercial, por lo cual no se genera ningún derecho a su favor y por lo tanto renuncia a reclamar derechos sobre el descubrimiento. Lo mismo ocurre cuando la declaración contiene una decisión de no explotar el descubrimiento⁸⁹.

2.3.6.5 Terminación del contrato en el período de exploración. Durante esta etapa el contrato puede terminar en dos eventos:

- Por renuncia del contratista: el contratista tiene derecho a renunciar al contrato en cualquiera de las fases de este período, siempre y cuando haya cumplido satisfactoriamente el programa exploratorio mínimo de la fase en

⁸⁷ Ibid., cláusula 7, numeral 7.6.

⁸⁸ Ibid., cláusula 8, numeral 8.1.

⁸⁹ Ibid., cláusula 8, numeral 8.2.

la que se encuentre y las obligaciones que tenga a su cargo. Para poder renunciar al contrato, el contratista debe avisar este hecho por escrito a la ANH antes de culminar la fase que se esté adelantando⁹⁰.

- Por vencimiento del período de exploración si no existe un área de evaluación o un área de explotación en el área contratada: en este evento, el contratista debe devolver a la ANH la totalidad del área contratada y demostrar que en ella cumplió todas las obligaciones de abandono, así mismo, debe acreditar que los pozos perforados fueron debidamente taponados y abandonados, que fueron desmanteladas las construcciones de la superficie y que se llevaron a cabo las labores de limpieza y restauración ambiental⁹¹.

2.3.7 Período de explotación. Este período se entiende respecto a cada una de las áreas, por lo cual todo lo que a continuación se señale se refiere a cada área de explotación en particular.

2.3.7.1 Duración del período de explotación. Este período tiene “una duración de veinticuatro (24) años contados a partir de la fecha en que la ANH reciba del contratista la declaración de comercialidad”⁹². Como es de observarse, parece que se buscó un término intermedio entre el período de explotación en la concesión y en la asociación, pues en el primero la duración era de treinta (30) años y en el segundo de veintidós (22).

El período de explotación es prorrogable a elección del contratista hasta por diez (10) años, los cuales se cuentan a partir del vencimiento de los

⁹⁰ Ibid., cláusula 4, numeral 4.2.1.

⁹¹ Ibid., cláusula 4, numeral 4.2.3.

⁹² Ibid., cláusula cuarta, numeral 4.3.1.

veinticuatro (24) años mencionados anteriormente, para lo cual deben cumplirse varias condiciones:

- El contratista debe formular la solicitud de prórroga por escrito a la ANH con una antelación superior a un (1) año e inferior a cuatro (4) con respecto a la fecha de vencimiento del período de explotación del área respectiva.
- Que el área de explotación esté produciendo hidrocarburos de forma regular en la fecha de la solicitud.
- Que el contratista demuestre que durante los cuatro (4) años anteriores a la fecha de la solicitud, ha llevado a cabo un programa de perforación que incluya mínimo un pozo por cada año y/o que ha tenido activo un proyecto de mantenimiento de presión o de recuperación secundaria o mejorada⁹³.

Si el contratista no satisface a cabalidad esta condición, la ANH habiendo analizado las justificaciones de aquél, de todos modos puede otorgar la prórroga bajo el entendido que la denegación de la extensión por parte de la Agencia no da lugar a un desacuerdo y por lo tanto, no se somete al procedimiento para la solución de conflictos que será analizado más adelante.

Todas las prórrogas se formalizan mediante la forma de un otrosí al contrato.

2.3.7.2 Plan de explotación. Una vez presentada la declaración de comercialidad, el contratista tiene tres (3) meses para entregar a la ANH este plan que consiste en un documento preparado por el mismo para adelantar la explotación, el cual debe contener el mapa de las áreas de explotación; el cálculo de reservas de hidrocarburos y de la producción acumulada de los mismos; la descripción del programa de perforación y de los métodos de

⁹³ Ibid., cláusula 4, numeral 4.3.2.

extracción; el pronóstico de producción anual de hidrocarburos; los aspectos ambientales, sociales, económicos, logísticos y las opciones para su manejo; una propuesta de punto de entrega y un programa de abandono⁹⁴.

Si falta alguna de la información mencionada anteriormente, la ANH puede requerir el envío de la documentación faltante dentro de los quince (15) días siguientes a la presentación del plan de explotación y el contratista tiene treinta (30) días desde la fecha de recibo del requerimiento para entregarla. Si la ANH no se pronuncia con respecto al plan de explotación dentro de los quince (15) días siguientes a su presentación, ocurre la figura del silencio administrativo positivo.

En caso que el contratista no entregue el plan de explotación en la fecha que debe hacerlo o si no envía la información faltante dentro de los treinta (30) días antes mencionados, se configura un incumplimiento que da lugar a la terminación del contrato.

2.3.7.3 Área de explotación. “Es la porción del área contratada en la cual pueden encontrarse uno o más campos comerciales”⁹⁵. Está delimitada por un polígono regular que comprende el campo comercial o la porción de este dentro de la misma, más un margen alrededor del campo comercial inferior a un (1) kilómetro en los casos en que sea posible⁹⁶.

Durante el período de explotación, si un contratista determina que un campo comercial se extiende más allá del área de explotación, pero dentro del área contratada, puede solicitar a la ANH la ampliación de aquella. La Agencia otorga dicha ampliación con el entendido que si ésta se superpone a otra área

⁹⁴ Ibid., cláusula 9, numeral 9.1.

⁹⁵ Ibid., cláusula 1, numeral 1.6.

⁹⁶ Ibid., cláusula 9, numeral 9.3.

de explotación, la duración de dicho período para la que se encuentra englobada, es la misma del área de explotación en la cual se declaró primero la comercialidad⁹⁷.

2.3.7.4 Principios que rigen la operación del contratista.

- Autonomía: el contratista tiene el control de todas las operaciones que considere necesarias para una buena y eficiente exploración y explotación del área contratada, para lo cual debe planear, realizar y controlar todas las operaciones y actividades por sus propios medios.
- Responsabilidad: del anterior principio se desprende este que indica que el contratista es el único responsable de los daños y pérdidas causados con ocasión de las actividades y operaciones a su cargo, siempre y cuando no se trate de errores de criterio o de perjuicios cuyos resultados no provengan de dolo o culpa grave.

El contratista responde incluso cuando ha subcontratado, pues lo hace a su propio nombre, manteniendo su responsabilidad directa por todas las obligaciones establecidas en el subcontrato. Por el contrario, la ANH no asume ninguna responsabilidad y se entiende que por ningún motivo existe solidaridad entre esta y el contratista.

Dentro de este principio también se encuentra la obligación del contratista de asumir los costos y gastos para reemplazar o reparar daños o pérdidas de bienes ocurridos por fuego, inundaciones, tormentas, accidentes, entre otros, los cuales a su vez deben ser informados por el contratista a la ANH en el menor tiempo posible.

⁹⁷ Ibid., cláusula 9, numeral 9.4.

De otra parte, el contratista es el responsable de obtener por su cuenta y riesgo las licencias, autorizaciones y permisos necesarios para llevar a cabo la operación.

2.3.7.5 Terminación del período de explotación. El contratista, puede voluntariamente dar por terminado el contrato durante esta etapa, con respecto a cualquier área de explotación. Para esto, debe informar por escrito a la ANH con una anticipación no inferior a tres (3) meses⁹⁸.

2.3.7.5.1 Efectos de la terminación del período de explotación. El contratista debe dejar en perfecto estado la producción de los pozos que en ese momento sean productivos, así como debe dejar en buen estado las construcciones y los bienes inmuebles, todo lo cual pasa de forma gratuita a la ANH con las servidumbres y los bienes adquiridos para beneficio de la explotación⁹⁹.

En cuanto a los bienes muebles destinados de forma exclusiva al servicio de esa área, si la terminación se da antes de cumplirse los primeros doce (12) años del período de explotación, el contratista está obligado a ofrecerlos en venta por su valor en libros a la ANH. Esta tiene tres (3) meses contados a partir de la fecha del ofrecimiento para aceptar, sino lo hace dentro de ese término, el contratista puede disponer de ellos libremente¹⁰⁰.

De otra parte, si la terminación ocurre transcurridos los primeros doce (12) años del período de explotación, los bienes muebles pasan de forma gratuita a la ANH.

⁹⁸ Ibid., cláusula 4, numeral 4.3.3.

⁹⁹ Ibid., cláusula 4, numeral 4.3.4.

¹⁰⁰ Ibid., cláusula 4, numeral 4.3.4.

2.3.8 Regalías. Según el numeral 12.1 de la cláusula 12 del contrato diseñado por la ANH, el contratista debe poner a disposición de la ANH el porcentaje de la producción de hidrocarburos que consagre la ley correspondiente a las regalías. En el momento la que se encuentra vigente es la Ley 756 de 2002, a la que ya hubo oportunidad de referirse al analizar las regalías en el contrato de asociación.

Una vez se realice lo anterior, la ANH está obligada a pagar a las entidades señaladas por la ley, las participaciones que les correspondan por las regalías, esta responsabilidad está única y exclusivamente en cabeza de la Agencia, por lo cual, el contratista jamás responde por esta obligación.

Las regalías pueden ser canceladas en especie o en dinero. En el primer caso, según el numeral 12.3 de la cláusula 12 del contrato diseñado por la ANH, el contratista le entrega a la esta entidad la cantidad de hidrocarburos correspondiente en el punto de entrega pactado y la Agencia tiene un (1) mes para retirar dicha cantidad. Si al finalizar este término la ANH no ha retirado el volumen de hidrocarburos destinado al pago de las regalías, el contratista está obligado a almacenar los hidrocarburos hasta por tres (3) meses consecutivos, pero la Agencia debe pagar una tarifa de almacenamiento acordada por las partes para cada caso. Una vez cumplido este plazo, el contratista puede comercializar la cantidad que se encuentra almacenada.

Para poder comercializar el petróleo en el caso antes mencionado, las partes deben convenir los términos particulares de tal comercialización, pero el contratista de todos modos debe intentar vender la producción al precio más alto en el mercado y la ANH le reconoce los costos directos y un margen razonable de comercialización.

Cuando las regalías se dan en dinero, el contratista debe entregar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos la cantidad correspondiente en los plazos que señale la autoridad competente, es decir, el Ministerio de Minas y Energía. En

caso de mora, el contratista está obligado a pagarle a la ANH la suma adeudada, los intereses moratorios y los gastos en que la misma haya incurrido para lograr el pago.

2.3.9 Derechos económicos de la ANH derivados del contrato. En virtud del contrato, a la Agencia le nacen unos derechos económicos que pueden dividirse en tres (3) grupos:

- Derechos por otorgar el uso del subsuelo: a la ANH le nacen dos derechos por otorgar el uso del subsuelo al contratista. El primero de ellos consiste en que a partir de la segunda fase del período de exploración el contratista le reconoce y paga dentro del mes siguiente al inicio de la respectiva fase, una cantidad que resulta de multiplicar el número de hectáreas y fracción de hectárea del área que se encuentre en exploración por setenta y cinco centavos de dólar (US\$0.75) por hectárea año. Este valor está dado en dólares. Es de aclarar que hasta la fecha este valor no ha sido aprobado oficialmente por parte de la ANH¹⁰¹.

El segundo derecho consiste en que el contratista debe pagarle a la ANH por semestre vencido dentro del primer mes del semestre siguiente a la iniciación de la explotación, una cantidad que resulta de multiplicar la producción de hidrocarburos que corresponden al mismo por la suma de 10 centavos de dólar (US\$0.10) por cada barril de hidrocarburos líquidos. Esta última cifra será aumentada a partir del 2015 a quince centavos de dólar (US\$0.15) y a veinte centavos de dólar (US\$0.20) a partir del 2025. Este valor está dado en dólares¹⁰².

¹⁰¹ Ibid., cláusula 16, numeral 16.1.1.

¹⁰² Ibid., cláusula 16, numeral 16.1.2.

Para determinar qué hidrocarburos corresponden al contratista, se deben observar los que han sido producidos y transportados por este al punto de entrega, en el cual el mismo, realiza la medición y con base en esta, se determinan los volúmenes de regalías y los hidrocarburos restantes, que son los de propiedad del contratista.

- Derecho por precios altos: según el numeral 16.2 de la cláusula 16 del contrato diseñado por la ANH, una vez la producción acumulada del área de explotación, incluyendo la destinada a regalías, supera los cinco (5) millones de barriles de hidrocarburos líquidos y cuando el precio del crudo marcador “West Texas Intermediate” (WTI)* supera el precio base del crudo marcador, el contratista debe pagar a la ANH el valor resultante de la siguiente formula:

(Valor de los hidrocarburos en punto de entrega) por (volumen de hidrocarburos del contratista) por $(P - P_o / P)$ por 30%.

En esta fórmula, el valor de los hidrocarburos en punto de entrega es el precio de referencia para el mes correspondiente, de una canasta de máximo tres (3) petróleos crudos de calidad similar a los provenientes del área de explotación, presentada por el contratista en el plan de explotación y aprobada por la ANH.

El volumen de hidrocarburos del contratista es aquél analizado en el numeral anterior. De otra parte “P” es el precio promedio por barril del petróleo crudo marcador “West Texas Intermediate” (WTI) en dólares para el mes correspondiente, cuyas especificaciones y cotizaciones se publican en medios de reconocido prestigio internacional, mientras que “Po” es el precio base del petróleo crudo marcador que resulta de una tabla que indica

* El West Texas Intermediate (WTI) es un marcador de crudos en el ámbito internacional, cuyo precio es conocido todos los días y es el utilizado en Colombia para la venta del crudo.

lo siguiente: si la gravedad API* de los hidrocarburos líquidos producidos es mayor a quince (15) y menor o igual a veintidós (22), el precio base del petróleo crudo es de veintiocho dólares (US\$28); si la gravedad API es mayor a veintidós (22) y menor o igual a veintinueve (29), el precio base del petróleo crudo es de veintisiete dólares (US\$27) y si la gravedad API de los hidrocarburos líquidos producidos es mayor a veintinueve (29), el Po es de veintiséis dólares (US\$26).

El valor resultante de la fórmula se cancela por mes vencido en dólares, dentro de los treinta (30) días siguientes a cada vencimiento.

- Participación en la producción durante la prórroga del período de explotación: en los casos en que se prorroga el período de explotación, el contratista está obligado a reconocer y pagar a la ANH el diez por ciento (10%) del valor de la producción de hidrocarburos líquidos en el punto de entrega a título de derecho de participación en la producción¹⁰³.

2.3.10 Propiedad de los activos. Como ya fue mencionado al tratar el tema de los efectos de la terminación del período de explotación, los bienes de propiedad del contratista que destine de forma permanente al desarrollo de las operaciones de explotación, incluso aquellos que se encuentren fuera del área contratada, pasan de forma gratuita a ser propiedad de la ANH al llevarse a cabo la devolución del área contratada o a la terminación del contrato, siempre

* API es la American Petroleum Institute y marca la calidad del producto, entre mayor sea el número, mejor es su calidad, así como si el número es menor, la calidad es peor, lo cual se conoce como crudos pesados aquellos menores de 15 API, que están exentos de este pago, al igual que el gas.

¹⁰³ Modelo de contrato de exploración y explotación de hidrocarburos diseñado por la ANH, Op. cit., cláusula 16, numeral 16.4.

y cuando alguna de las dos ocurra al haber transcurrido los primeros dieciocho (18) años del período de explotación¹⁰⁴.

Así mismo, el contratista debe transferir de forma gratuita a la ANH en el mismo tiempo, los derechos derivados de contratos bajo la modalidad de financiamiento de proyectos que a la terminación de los mismos establezcan la obligación de transferir la propiedad de los bienes al contratista, como ocurre con el Leasing. Esto, siempre y cuando tales contratos se hayan celebrado para llevar a cabo la explotación en el período para ello.

Según el numeral 18.3 de la cláusula 18 del contrato diseñado por la ANH, para llevar un control de los bienes, el contratista debe efectuar inventarios de los mismos destinados a las operaciones de explotación, mínimo cada tres (3) años.

A pesar de lo anterior, el contratista está facultado para vender los bienes que no sean indispensables para mantener las condiciones de explotación, pero transcurridos dieciocho (18) años del período de explotación o al haber producido un ochenta por ciento (80%) de las reservas probadas (lo que ocurra primero), debe solicitar la aprobación de la ANH para poder hacerlo¹⁰⁵.

2.3.11 Causales de terminación del contrato. A continuación se enunciarán los motivos consagrados en la cláusula 28 del contrato diseñado por la ANH, que dan lugar a la terminación del contrato y que en todo caso harán cesar los derechos del contratista.

- Por vencimiento del plazo del período de exploración, sin que se haya dado un descubrimiento por parte del contratista.

¹⁰⁴ Ibid., cláusula 18, numeral 18.1.

¹⁰⁵ Ibid., cláusula 18, numeral 18.4.

- Por vencimiento del plazo del período de explotación.
- Por renuncia del contratista durante el período de exploración o en cualquier tiempo durante el período de explotación.
- Por mutuo acuerdo entre las partes en cualquier momento.
- Por la declaración de incumplimiento del contratista.
- Por las causales de terminación o caducidad que ordene la ley.
- Por terminación unilateral por parte de la ANH, que puede dar por terminado el contrato cuando sobrevenga la muerte o incapacidad física permanente o la interdicción judicial del contratista si se trata de una persona natural; cuando se inicia un proceso liquidatorio del contratista si se trata de una persona jurídica o cuando exista un embargo judicial del contratista que afecte de forma grave el cumplimiento del contrato.
- Por la ocurrencia de algunas de las siguientes causales de incumplimiento:
 - Por ceder el contrato sin cumplir con las exigencias establecidas en el mismo para las cesiones, como la autorización escrita de la ANH, la capacidad financiera, la competencia técnica, las habilidades profesionales y la capacidad jurídica necesaria para trabajar en Colombia por parte del cesionario.
 - Por la suspensión injustificada de las operaciones de exploración por más de seis (6) meses continuos o discontinuos dentro de una misma fase.
 - Por la suspensión injustificada de las operaciones de evaluación y/o de explotación durante seis meses consecutivos en un área de evaluación o

durante doce (12) meses consecutivos en un área de explotación. En este caso, terminan los efectos del contrato únicamente para el área de evaluación o de explotación en la que se hubieran suspendido las operaciones.

- Por el aprovechamiento de forma indebida de recursos y minerales que no sean parte del objeto del contrato.
- Por omitir o demorar la entrega de información técnica.
- Por el incumplimiento de cualquiera de las obligaciones derivadas del contrato.

Una vez ocurrida alguna de las anteriores causales de incumplimiento, la ANH puede terminar el contrato después de sesenta (60) días de haber requerido por escrito al contratista, indicando la causal que invoca para ello. Esto, cuando este último no presente explicaciones satisfactorias a la Agencia dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la fecha de recibo del requerimiento o cuando no haya corregido la falla en el cumplimiento en sesenta (60) días.

Cuando el contrato se termine por cualquier causa, las partes están obligadas a cumplir con sus obligaciones legales entre ellas y frente a terceros, además de las contraídas en el contrato, lo cual incluye asumir las pérdidas y los daños al haberse terminado unilateralmente el contrato o indemnizaciones y compensaciones por causas imputables al contratista.

2.3.12 Principales cambios sobre el Sistema de asociación. Para poder ejecutar el mandato de la ANH, aumentar la actividad petrolera e incrementar el autoabastecimiento y la posibilidad de exportación, la Agencia propuso este nuevo contrato ya analizado que propone algunos cambios básicos sobre el esquema que se venía desarrollando en Colombia.

En primer lugar, el riesgo exploratorio es recompensado en un cien por ciento (100%) al inversionista, de manera que ya no hay entrada forzada del Estado como socio ante el éxito de la exploración. Por lo anterior, la ANH no es en ningún caso socia o inversionista en el negocio. Si el Estado quiere participar, lo debe hacer a través de ECOPETROL S.A., que en adelante actuará como cualquier otro inversionista privado.

En segundo lugar, el derecho de producción del inversionista se da sobre toda la producción, después de cancelar lo correspondiente a regalías.

Finalmente, el Estado básicamente recibe regalías e impuestos y solo obtiene un beneficio o renta adicional, lo cual se da a través de la ANH, en caso de generarse ganancias adicionales.

3. ANÁLISIS COMPARATIVO CON OTROS PAÍSES

En este mundo cada día más globalizado, es necesario tener cierta noción de las cosas que ocurren por fuera del país. El tema de los hidrocarburos, específicamente la contratación de los mismos, se da en varios Estados, bien sea porque importan o porque exportan estos recursos naturales no renovables. En esta medida, es importante conocer cómo es el sistema utilizado en otros países, para de este modo lograr comparar y analizar cómo se está respecto a los demás y así mismo, aprender de las experiencias de otros.

Es así como en este trabajo se observarán de una manera global, los sistemas de contratación de hidrocarburos, utilizados en países como Perú, Venezuela y Ecuador, ya que estos han vivido un proceso similar al colombiano y se tienen más o menos las mismas condiciones. Del mismo modo, al finalizar este capítulo se encuentran unos cuadros en los que se comparan las principales características de los contratos petroleros, no solo entre los países antes mencionados sino en otros como Argentina, Bolivia, Brasil y México, lo cual contribuye a tener una percepción más amplia de lo que ocurre alrededor de Colombia.

3.1 SISTEMA DE CONTRATACIÓN PETROLERA EN PERÚ

Perú es un país que tiene una cantidad de hidrocarburos considerable para poder lograr el abastecimiento interno, sin embargo, al igual que la mayoría de los países petroleros, ha tenido momentos de dificultad en este campo.

En efecto, a pesar de que el sector de minería e hidrocarburos fue el más dinámico de la economía peruana durante el 2003 según el Informe Estadístico Mensual del Instituto Nacional de Estadísticas e Información de Perú para diciembre de ese mismo año, la producción de hidrocarburos mantuvo una

tendencia decreciente en ese período, con una caída de 5.69% en la extracción de petróleo crudo. Para el organismo citado, esto se debe a “la declinación natural de los pozos explotados y el agotamiento de las reservas de crudo en el país. En este contexto, durante el 2003, la mayoría de las empresas contratistas experimentaron reducciones en sus niveles de extracción”¹⁰⁶.

Así mismo, en los últimos años no ha existido un hallazgo importante de petróleo, las reservas del mismo han ido decreciendo y los yacimientos que se han encontrado no han sido declarados comerciales.

La contratación petrolera en Perú es llevada a cabo a través de la empresa PERUPETRO S.A., una sociedad encargada de promover y contratar en representación del Estado peruano, las áreas hidrocarburíferas y supervisar los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos.

Los principales contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos en Perú, son licencias y contratos de servicios, como podrá observarse en este numeral.

3.1.1 Marco jurídico de la Contratación petrolera en Perú. En primer lugar se encuentra la Ley No. 26221 de agosto 20 de 1993, conocida como la Ley Orgánica de Hidrocarburos, la cual, establece que las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos se llevan a cabo bajo la forma de contratos de licencia y contratos de servicios, así como otras posibles modalidades autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas. A su vez, esta Ley fue modificada por las Leyes 26734 de diciembre 30 de 1996, 26817 de junio 23 de 1997, 27343 de septiembre 1º de 2000 y la Ley 27391 de diciembre 29 de 2000.

¹⁰⁶ INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICAS E INFORMACIÓN,
<http://www.inei.gob.pe/biblioinei.htm>. Visitada el 9 de mayo de 2004

La primera Ley citada es la más importante por consagrar los requisitos y formalidades que se deben tener en cuenta en materia de contratación petrolera en Perú y por ser esta la que creó la empresa PERUPETRO S.A., que podía equipararse a lo que era ECOPETROL antes de entrar en vigencia el Decreto 1760 de 2003.

3.1.2 Modalidades contractuales en Perú. En Perú han existido distintas modalidades de contratos petroleros a través de los años, las cuales serán mencionadas de una manera global pues se hará énfasis en las utilizadas en la actualidad.

En 1952 el sistema utilizado en Perú eran las concesiones, en las cuales, los concesionarios únicamente pagaban un impuesto y las operaciones de exploración y explotación corrían por su cuenta y riesgo. Así mismo, el concesionario podía deducir libre de todo impuesto un porcentaje del valor bruto de la producción por concepto de factor de agotamiento del yacimiento. Finalmente, pagaba un cánón de superficie que dependía de la fase en la que se encontrara, bien sea de exploración o de explotación.

En 1970 el sistema implementado era el de producción con participación en una proporción de cincuenta por ciento (50%) para el Estado y cincuenta por ciento (50%) para el contratista. En este sistema, el Estado peruano pagaba los impuestos que le correspondían a la empresa.

A partir de 1973 comenzaron a funcionar el contrato de licencia y el de servicios como se observará a continuación.

El artículo 10 de la Ley 26221 de agosto 20 de 1993 establece que la exploración y explotación de hidrocarburos pueden realizarse bajo las modalidades de contratos de licencia o de servicios, los cuales se rigen por el derecho privado, aunque pueden existir otras modalidades pero deben ser aprobadas por el Ministro de Energía y Minas.

Al igual que en Colombia, tanto las personas naturales como las jurídicas nacionales o extranjeras, pueden celebrar dichos contratos.

3.1.2.1 Contratos de licencia. Son los celebrados por PERUPETRO S.A. con el contratista y a través del cual este último obtiene la autorización de explorar y explotar o únicamente explotar hidrocarburos en el área contratada, así como el derecho de propiedad de los mismos por parte de PERUPETRO S.A.. El contratista a su vez, debe pagar una regalía a cambio de lo anterior. Este sistema podría equipararse al contrato de concesión en Colombia.

3.1.2.2 Contratos de servicios. Son aquellos celebrados por PERUPETRO S.A. con el contratista, para que éste pueda llevar a cabo las actividades de exploración y explotación o únicamente de explotación de hidrocarburos y reciba una retribución en función a la producción que haya obtenido de hidrocarburos.

3.1.3 Aspectos Generales de los contratos. El contrato más utilizado en Perú es el de licencia. En este trabajo se hará una descripción de un modelo de contrato de licencia de dicho país, teniendo en cuenta por supuesto la normatividad que regula las modalidades de contratación de hidrocarburos, pues a pesar de tratarse de sistemas diferentes -el de licencia y el de servicios- en general tienen los mismos requisitos con base en la Ley 26221.

3.1.3.1 Plazo de los contratos. El plazo máximo que consagra la Ley 26221 para cualquier tipo de contrato es hasta de siete (7) años para la etapa de exploración, contados a partir de la fecha efectiva que establezca cada contrato. La fecha efectiva en los contratos peruanos es aquella “en la que el contratista debe dar inicio a las operaciones, que será establecida dentro de los sesenta (60) días posteriores a la fecha de suscripción”¹⁰⁷. Esta fase puede

¹⁰⁷ Modelo de contrato de licencia en Perú, celebrado entre PERUPETRO S.A. y un contratista en el 2003. Cláusula Primera, numeral 1.23.

continuar a pesar de haberse iniciado la producción de hidrocarburos descubiertos.

De otra parte, el artículo 2º de la Ley 27377 de diciembre 6 de 2000, adiciona el artículo 22 de la Ley 26221, estableciendo que excepcionalmente se puede autorizar la ampliación del plazo de los siete (7) años hasta en tres (3) años, siempre y cuando el contratista haya cumplido de manera estricta el programa mínimo previsto en el contrato y que a su vez se comprometa a ejecutar un programa de trabajo adicional que justifica dicha ampliación.

En el contrato de licencia analizado en este trabajo, el plazo que se señala para la exploración es de siete (7) años, tal como lo consagra la ley. La fase de exploración se divide en varios periodos, de los cuales, el primero se cuenta a partir de la fecha efectiva y los siguientes se cuentan a partir de la terminación del período anterior.

Cabe anotar que en Colombia, el plazo para la exploración era de tres (3) años prorrogables por otros tres (3) en los contratos de concesión y asociación, mientras que en el propuesto por la ANH es de seis años que pueden ser prorrogados. En Perú existe un termino de duración más amplio y parece que esa es la tendencia que busca seguirse. Así mismo, puede observarse que la fecha efectiva en los contratos colombianos es la misma de suscripción del contrato, a diferencia del sistema peruano que se acaba de enunciar.

El plazo para el período de explotación de petróleo dura hasta completar treinta (30) años contados desde la fecha efectiva del contrato. Aquí puede anotarse que el plazo de la explotación es el mismo que se establecía para los contratos de concesión en Colombia, pero difiere del de asociación y del nuevo de la ANH en el mismo país, donde existen periodos menores.

3.1.3.2 Etapa de exploración. Las actividades en esta etapa deben iniciarse a partir de la fecha efectiva. En caso que el contratista decida efectuar una

declaración de descubrimiento comercial, debe notificar este hecho a PERUPETRO S.A. y presentar dentro de los ciento ochenta (180) días posteriores al mismo, un plan inicial de desarrollo para volver viable la explotación de dicho descubrimiento. Este plan debe contener las características de los hidrocarburos descubiertos, los perfiles de producción estimados, el número destinado de pozos y su capacidad productiva, el sistema de transporte y almacenamiento, las medidas de seguridad, el cronograma de las actividades que se van a llevar a cabo y aproximadamente cuándo se inicia la extracción comercial.

Dentro de los sesenta (60) días siguientes de haber recibido el anterior plan, PERUPETRO S.A. debe hacer los comentarios pertinentes al mismo. Si existe discrepancia al respecto, debe convocarse al Comité Técnico de Conciliación.

En el evento que el contratista realice una declaración de descubrimiento comercial, está obligado a iniciar el desarrollo dentro de los ciento ochenta (180) días siguientes al vencimiento del plazo de sesenta (60) días antes mencionado.

3.1.3.3 Etapa de explotación. Una vez se termina la fase exploratoria, al día siguiente comienza la de explotación, siempre y cuando en la primera se hubiera presentado una declaración de descubrimiento comercial.

Terminada la perforación de un (1) pozo, el contratista debe informar a PERUPETRO S.A. la oportunidad en que el mismo será probado. Si va a probarse debe hacerse dentro de los tres (3) meses siguientes al término de la perforación.

Para poder llevar a cabo la medición de los hidrocarburos con el objeto de determinar los volúmenes y calidad de los mismos, las partes acuerdan los equipos, métodos y procedimientos de medición antes de la fecha de inicio de la extracción comercial.

De acuerdo con el artículo 32 de la Ley 26221, si un yacimiento se extiende a áreas contiguas, los contratistas de las mismas, deben celebrar un convenio de explotación. En caso de no llegarse a un acuerdo, el Ministerio de Energía y Minas debe disponer que las diferencias se sometan a un Comité Técnico de Conciliación, cuya decisión es de obligatorio cumplimiento. Se asimila a la figura de unificación que contemplan las normas colombianas.

3.1.3.4 Información. El artículo 37 de la Ley 26221 establece que el contratista tiene la obligación de mantener informado a PERUPETRO S.A. de sus operaciones. A esta entidad se le entregan todos los estudios, informaciones y datos obtenidos por el contratista, quien a su vez tiene el derecho de usar esta información para desarrollarla y elaborar informes para las entidades que se lo soliciten.

El contratista debe presentar a PERUPETRO S.A. un “informe mensual de producción” y un “informe mensual de ingresos y egresos” dentro de los primeros treinta (30) días de cada mes. En este mismo término debe entregar la relación de los contratos suscritos con sus subcontratistas en el mes.

Para revelar la información obtenida de las operaciones se necesita la aprobación de la otra parte, salvo cuando se trata de una afiliada, cuando se necesiten financiaciones u obtención de seguros, en los casos en que la ley o alguna autoridad lo establezca y cuando se trate de consultores, contadores, auditores, financistas, posibles adquirentes o cesionarios de las partes, obteniendo en estos casos un compromiso de confidencialidad.

3.1.3.5 Disponibilidad de hidrocarburos. De acuerdo con el capítulo cuarto de la Ley 26221, el contratista tiene la libre disponibilidad de los hidrocarburos que le correspondan según el contrato y puede exportarlos libres de cualquier tributo. Así mismo, cuando la retribución se le cancele en efectivo, tiene derecho a vender el volumen de producción proveniente del área contratada,

ya sea en el mercado interno o externo, para recuperar lo que se le adeude en caso de incumplimiento en el pago por parte del contratante.

De otra parte, si el contratista en un contrato de licencia no paga la regalía a que está obligado en la oportunidad acordada en el contrato, el Ministerio de Energía y Minas, a través de PERUPETRO S.A. puede retener automáticamente el volumen de producción proveniente del área contratada.

3.1.3.6 Regalías y retribución. En los contratos de licencia, los contratistas pagan la regalía por cada contrato en función a la producción de hidrocarburos provenientes del área contratada, caso en el cual debe cancelar en efectivo, a precios internacionales, de acuerdo a mecanismos de valorización y de pago que se establecen en cada contrato.

El contratista en el momento de efectuar la declaración de descubrimiento comercial debe escoger alguna de las dos metodologías que consagra el contrato, la cual dura hasta la terminación del mismo sin lugar a efectuar algún cambio.

La primera estipulada en el contrato de licencia es la metodología por escalas de producción, la cual se aplica de acuerdo a la producción de hidrocarburos. Para una producción menor a cinco (5) MBDC (miles de Barriles por día calendario), el porcentaje de la regalía es del cinco por ciento (5%); para una producción mayor a cien (100) MBDC, la regalía es del veinte por ciento (20%); para una producción que se encuentre dentro de los cinco (5) MBDC hasta los cien (100) MBDC, el porcentaje de la regalía que se aplica es el porcentaje de regalía resultante del cálculo efectuado por el método de interpolación lineal.

La segunda metodología, un poco más compleja es la metodología por resultado económico que se da de acuerdo a una formula que se explicará a continuación:

La metodología por resultado económico es igual al cinco por ciento (5%) más el porcentaje de la regalía variable y esta última resulta de lo siguiente:

$$RV = [X_{t-1} - Y_{t-1} / X_{t1}] \text{ por } [1 - (1/1 + (FR_{t-1} - 1.15))] \text{ por } 100$$

En esta fórmula RV es la regalía variable, FR t-1 es el factor R (cociente entre los ingresos y egresos acumulados desde la fecha de suscripción del contrato hasta el período t1), X t-1 son los ingresos correspondientes al período anual anterior al momento en el cual se hace el cálculo de la regalía variable y Y t-1 son los egresos correspondientes al período anual anterior al momento en el cual se hace el cálculo de la regalía variable¹⁰⁸.

En los contratos de servicios no hay lugar a regalías, pero sí hay una retribución por el servicio prestado, la cual se determina en función a la producción de hidrocarburos provenientes del área contratada y se paga de acuerdo con lo que establezca cada contrato específico.

3.1.3.7 Precios. El valor de los hidrocarburos se expresa en dólares por barril. Para determinar el valor y el cálculo del precio de canasta para petróleo deben seguirse los siguientes pasos:

En primer lugar, las partes deben determinar la calidad de petróleo que se va a producir en el área contratada, con una anticipación no menor de noventa (90) días a la fecha de inicio de la extracción comercial.

En segundo lugar, las partes deben seleccionar una canasta de petróleo de hasta máximo cuatro (4) componentes, dentro de los treinta (30) días siguientes a determinar la calidad de petróleo que se va a producir. Estos componentes deben ser de calidad similar al petróleo que se va a producir, deben ser competitivos en los mercados a los cuales podría venderse dicho petróleo y sus cotizaciones deben aparecer regularmente en la publicación

¹⁰⁸ Ibid., cláusula octava, numeral 8.3.2.

“Platts” u otra fuente reconocida por la industria petrolera y acordada por las partes.

Las partes deben revisar la canasta establecida para la valorización del petróleo producido cada seis (6) meses, con el fin de verificar que se sigan cumpliendo las condiciones que ya fueron enunciadas. Si alguna de dichas condiciones no se cumple, las partes deben modificar la canasta dentro de los treinta (30) días siguientes a la revisión de la misma.

Con respecto a la calidad, si se verifica que la gravedad API, el contenido de azufre o cualquier otro elemento que mida la calidad del petróleo producido en el área contratada, hubiera variado significativamente con relación a la calidad de los tipos de petróleo que integran la canasta, las partes deben modificar la composición de la misma para que refleje la calidad del petróleo producido.

Una vez realizado todo lo anterior, las partes deben suscribir un acuerdo de valorización, en el cual se establecen los términos y condiciones adicionales que se requieran para su correcta aplicación.

El monto de las regalías debe calcularse para cada periodo de valorización, el cual es “cada quincena de un mes calendario, entendiéndose que la primera quincena es el período comprendido desde el primero hasta el decimoquinto día de dicho mes calendario, y la segunda quincena es el período que falta para la finalización de dicho mes calendario”¹⁰⁹. El pago se debe realizar en dólares a más tardar el segundo día hábil después de finalizada la quincena correspondiente.

3.1.3.8 Eximentes de responsabilidad. El incumplimiento de las obligaciones por fuerza mayor o caso fortuito eximen a la parte incumplida por dichos motivos, siempre y cuando acredite la causal.

¹⁰⁹ Ibid., cláusula octava, numeral 8.2.2.

La parte que no pueda cumplir por estos hechos, debe notificar a la otra la ocurrencia de la causal y la forma en que esta afecta la ejecución de la obligación. Debe hacerlo por escrito dentro de los cinco (5) días siguientes a haberse producido la fuerza mayor o el caso fortuito. La otra parte debe responder por escrito aceptando o no la causal dentro de los quince (15) días siguientes a haber recibido la notificación mencionada. En caso de no responder dentro de este plazo, se entiende que no acepta la causal invocada.

En estos casos, la parte incumplida debe reiniciar el cumplimiento de las obligaciones dentro de un período razonable después de haber desaparecido la causal eximente de responsabilidad, para lo cual debe dar aviso a la otra parte dentro de los cinco (5) días siguientes a este hecho.

Con respecto a los eximentes de responsabilidad puede observarse que guarda sus diferencias con los del contrato colombiano diseñado por la ANH. Por un lado, en Colombia se tienen como eximentes la fuerza mayor, el caso fortuito y el hecho de terceros, en el contrato de licencia peruano, el hecho de terceros no es contemplado como un eximente de responsabilidad. Así mismo, las obligaciones que pueden incumplirse por este hecho en el sistema colombiano son aquellas que no sean financieras, mientras que en el contrato peruano no se hace tal diferenciación. Finalmente, el término para dar aviso es diferente, pues en Colombia se da un plazo de quince (15) días para avisar a la otra parte la imposibilidad de cumplir la obligación por la causal alegada y en Perú, este plazo es de cinco (5) días. En cuanto al término de contestación sí guardan relación.

3.1.3.9 Solución de controversias. Según el artículo 67 de la Ley 26221, puede establecerse en los contratos que las diferencias técnicas surgidas entre las partes se sometan a Comités Técnicos de Conciliación, cuya decisión es obligatoria una vez tomada. Esto, siempre y cuando el Poder Judicial o un laudo arbitral no resuelvan el conflicto de forma definitiva. Así mismo, proceden los arbitrajes internacionales en los contratos de licencia y de servicios.

El contrato de licencia que se está estudiando, consagra la posibilidad de recurrir a un Comité Técnico de Conciliación en caso de discrepancias entre las partes y establece la posibilidad de convocar a Tribunal de Arbitramento.

3.1.3.9.1 Comité Técnico de Conciliación. Según el contrato de licencia, este comité debe formarse dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a su convocatoria por cualquiera de las partes y se compone de tres (3) miembros, elegidos así: cada una de las partes selecciona un miembro y el tercero es elegido por los designados por las partes. Si alguna de ellas no designa a su miembro o si los dos designados por las partes no se ponen de acuerdo para escoger al tercero, puede someterse la discrepancia a un procedimiento arbitral. También hay lugar a lo anterior, cuando el Comité Técnico de Conciliación no se pronuncie en el plazo estipulado en el contrato, el cual es de treinta (30) días a partir de la instalación del Comité.

3.1.3.9.2 Convenio arbitral. El contrato de licencia estipula que cualquier litigio, controversia o diferencia relativo al contrato o resultante del mismo que no pueda resolverse por las partes de mutuo acuerdo, debe resolverse a través del arbitraje internacional de derecho, el cual es administrado por la Cámara de Comercio Internacional.

Al igual que en la conciliación, el conflicto se resuelve por tres (3) miembros, en este caso, tres (3) árbitros, dos nombrados por las partes y el tercero por los árbitros designados por las mismas. Si a partir del día de la designación de los árbitros por las partes, han transcurrido treinta (30) días sin que estos hayan elegido al tercero, tanto el contratista como PERUPETRO S.A. pueden recurrir a la Cámara de Comercio Internacional para que esta lo nombre.

El plazo máximo de duración del proceso arbitral es de ciento ochenta (180) días hábiles, contados a partir de la fecha de la instalación del Tribunal Arbitral. Así mismo, las partes deben renunciar a cualquier recurso impugnatorio contra el laudo arbitral.

A pesar de someterse el conflicto a arbitramento, durante el desarrollo del mismo las partes deben continuar en la medida de lo posible con la ejecución de sus obligaciones contractuales, incluso aquellas materia del arbitraje.

3.1.3.10 Terminación del contrato. El contrato analizado estipula que la terminación del contrato se da por las causales establecidas en el mismo y supletoriamente por lo que establezca la Ley 26221. Esta última consagra que la terminación del contrato en lo no previsto en ella se regirá por el Código Civil.

La mencionada Ley establece que el contrato se termina automáticamente en los siguientes casos:

- Por vencimiento del plazo contractual.
- Por acuerdo entre las partes.
- Por mandato del Poder Judicial o del Tribunal Arbitral.
- Por terminación de la fase de exploración, sin una declaración de descubrimiento comercial por parte del contratista.
- Por las causales acordadas por las partes en el contrato.

En el contrato de licencia utilizado en Perú, se estipula que cuando una de las partes incumple las obligaciones pactadas en el contrato por causas diferentes al caso fortuito y la fuerza mayor, la otra puede notificarle su intención de dar por terminado el contrato dentro del término de sesenta (60) días, a no ser que en este plazo se subsane el incumplimiento o que se demuestre que está próximo a ello.

Si la parte a la que se le notifica el incumplimiento no está de acuerdo con la existencia del mismo, puede someter este asunto a arbitraje dentro de los

treinta (30) días siguientes a la notificación. En este caso, el contrato se termina si el Tribunal de Arbitramento confirma el incumplimiento y este no se subsana dentro de los sesenta (60) días antes mencionados.

No obstante lo anterior, existen unos casos en los cuales no hay necesidad de notificar a la otra parte el incumplimiento para poder terminar el contrato, ya que en esos eventos se resuelve de pleno derecho y sin previo trámite.

El primer caso se da cuando el contratista incumple la ejecución del programa mínimo de trabajo de cualquier período de la fase de exploración, después de haber usado las prorrogas y sin razones satisfactorias para PERUPETRO S.A.

El segundo caso se da cuando no se ha efectuado ninguna declaración de descubrimiento comercial al vencimiento de la fase de exploración.

El tercer caso se presenta cuando alguna de las empresas que conforman el contratista haya sido declarada en insolvencia, disolución, liquidación o quiebra y las demás empresas que también lo conforman o un tercero debidamente calificado por PERUPETRO S.A. no asume la participación en el contrato de la empresa disuelta, liquidada o quebrada en un plazo de quince (15) días hábiles.

El cuarto caso es aquél en el cual un laudo arbitral declara un incumplimiento que no sea subsanado, o cuando declara la terminación del contrato.

Finalmente, el último caso en que se termina de pleno derecho el contrato es cuando se vence el plazo contractual.

A la terminación del contrato, el contratista debe entregar al Estado, a través de PERUPETRO S.A. en buen estado, los inmuebles, instalaciones de energía, campamentos, medios de comunicación, ductos y demás bienes de producción

e instalaciones de propiedad del contratista que permitan la continuación de las operaciones.

En términos generales se podría sostener que las cláusulas de los contratos en Perú para la exploración y explotación de hidrocarburos son muy similares a las de Colombia.

3.2 SISTEMA DE CONTRATACIÓN PETROLERA EN VENEZUELA

El petróleo en Venezuela era conocido por los indígenas, sin embargo su explotación comenzó en 1878 con la formación de la Compañía Táchira. No obstante lo anterior, 1914 fue el año en que comenzó el verdadero auge del petróleo, fue el inicio de la explotación a grande escala.

En la segunda década del Siglo XX el petróleo se convierte en el núcleo central de la economía venezolana, pues los ingresos provenientes del mismo se encontraban por encima de aquellos provenientes del café, la agricultura y la ganadería, los cuales eran fuertes de la economía de dicho país.

Fue en 1865 cuando se otorgó la primera concesión en Venezuela, la cual caducó antes de cumplir un (1) año de haberse otorgado.

3.2.1 Marco jurídico de la contratación petrolera en Venezuela. Con base en la investigación realizada para poder desarrollar este trabajo, se determinó que el régimen legal en materia de hidrocarburos en Venezuela carece de uniformidad y claridad. Existe un ordenamiento jurídico disperso que produce cierta incertidumbre sobre la normatividad aplicable. Sin embargo, existen ciertas normas que constituyen la base de la actividad petrolera y que de algún modo marcan los lineamientos a seguir en los contratos petroleros.

En primer lugar se encuentra la Constitución de la República de Venezuela de 1961.

En 1905 fue expedida una Ley de Minas bajo el Gobierno de Cipriano Castro. Con este sistema, se les concedían las concesiones a las compañías petroleras por un término de cincuenta (50) años, con la obligación de comenzar la explotación dentro de los cuatro (4) años siguientes a ser concedidas. Como contraprestación, los concesionarios debían pagar al Estado un impuesto anual de sesenta centavos de dólar por hectárea (US\$ 0.60) y una regalía de un dólar con veinte centavos (US\$ 1.20) por tonelada explotada¹¹⁰.

Las concesiones fueron suspendidas temporalmente en ese mismo Gobierno, pero con la llegada de Juan Vicente Gómez al poder en 1908, su otorgamiento fue reiniciado de forma acelerada a las petroleras internacionales.

El 13 de marzo de 1943, bajo el Gobierno de Isaías Medina Angarita, el Congreso expidió una nueva ley petrolera; en la cual se unificaron las medidas adoptadas sobre petróleo en los Gobiernos anteriores; se aumentaron los impuestos y regalías, estas últimas alcanzaban hasta la sexta parte y el dieciséis por ciento (16%) de la producción y se renovaron todos los títulos otorgados, ampliando su vigencia por cuarenta (40) años.

Antes de entrar en vigencia la anterior Ley, las concesiones que habían sido otorgadas se sometían a diferentes leyes, así mismo, el Estado tenía poca injerencia en ellas y los recursos obtenidos por el mismo no eran suficientes, por lo cual la nueva legislación favorecía en gran parte al país.

El 18 de octubre de 1945, un movimiento cívico militar que actuó de forma legítima en contra del Gobierno vigente (La Junta Revolucionaria de Gobierno) logró la reforma petrolera de ese mismo año. Con esto se alcanzó una mayor participación del Estado en los beneficios generados por la industria petrolera hasta alcanzar el cincuenta por ciento (50%) de los mismos, esto fue lo que se

¹¹⁰GESTIOPOLIS.<http://www.gestiopolis.com/recursos/documentos/fulldocs/eco/evecvenpet.htm#rese> Visitada el 23 de julio de 2004.

conoció como el régimen del “*fifty –fifty*”. Es de anotar que en 1950 se creó el Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

El 19 de abril de 1960 se creó la Corporación Venezolana del Petróleo CVP por el Decreto 260 del Presidente Rómulo Gallego Betancourt. Se trataba de una corporación adscrita al Ministerio de Minas e Hidrocarburos, con personalidad jurídica y patrimonio autónomo, cuyo objeto era la exploración, explotación, refinación, transporte, compra y venta de hidrocarburos. Sin embargo, esta empresa se dedicó más que todo al mercado doméstico de productos derivados del petróleo, por lo cual se convirtió en subsidiaria de la casa matriz Petróleos de Venezuela S.A. el 30 de agosto de 1975. Bajo este mismo Gobierno, en 1960 se avanzó en una política de “no más concesiones”.

El 15 de septiembre de 1967 se llevó a cabo una reforma a la Ley de Hidrocarburos de 1943. En esta última se establecía que el Ejecutivo emprendería de manera directa la explotación de hidrocarburos, pero en ningún momento determinó a través de qué mecanismos lo haría. Fue así como esta reforma indicó que el Estado llevaría a cabo esta actividad por medio de institutos autónomos o empresas estatales, las cuales a su vez podían crear empresas mixtas y firmar convenios operativos o de servicios. Esta ley sigue vigente.

El 6 de agosto de 1971 entró en vigencia la Ley sobre Bienes Afectos a Reversión en las concesiones de hidrocarburos, más conocida como la Ley de Reversión, mediante la cual, se buscaba conservar en buen estado los equipos e instalaciones de las compañías concesionarias para el momento de revertir las concesiones que se encontraban vigentes.

El 29 de agosto de 1975 entró en vigencia la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y Comercio de los Hidrocarburos, mediante la cual se extinguieron todas las concesiones otorgadas por el Ejecutivo Nacional a partir del 31 de diciembre de 1975, así mismo, estableció que el Estado podía llevar

a cabo las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos directamente o por medio de entes de su propiedad, mediante convenios operativos o a través de convenios de asociación con entes privados. Esto último cuando por razones de interés público fuera necesario y debía ser aprobado por las dos cámaras en sesión conjunta.

Esta Ley determinó que los concesionarios a quienes en virtud de la misma se les extinguieran las concesiones, debían recibir una indemnización por todos los derechos que tuvieran sobre los bienes afectos a estas, de los cuales fueran titulares.

El 30 de agosto de 1975, el Gobierno creó la empresa Petróleos de Venezuela S.A. PDVSA, propiedad exclusiva de la República venezolana con el Decreto Presidencial 1.123, con el fin de planificar, coordinar y supervisar la industria petrolera nacional al concluir el proceso de reversión de las concesiones que ocurriría en 1976, año en el cual se extinguieron aquellas que ya habían sido otorgadas. De este modo, la PDVSA debió asumir la dirección y el control de la industria petrolera de Venezuela, garantizándole el funcionamiento a las compañías ex concesionarias, quienes recibieron una indemnización por haber sido extinguidas sus concesiones.

Esta empresa procedió a internacionalizarse a partir de 1983, asociándose con empresas europeas y norteamericanas o adquiriendo activos de las mismas. En 1989 el Gobierno anunció una nueva política de apertura petrolera, abriendo el sector a la inversión privada.

En el 2001, con el Gobierno de Hugo Chávez, el Congreso expidió una nueva ley que derogó todas las anteriores relacionadas con hidrocarburos.

3.2.2 Modalidades Contractuales en Venezuela. En este país han sido muy comunes los contratos o convenios operativos, los contratos de asociaciones estratégicas y los de beneficios compartidos.

3.2.2.1 Contratos operativos. Estos contratos, también conocidos como convenios operativos son una forma jurídica de permitir que el sector privado se implante en las actividades petroleras en Venezuela, a través de la compra del derecho de operar un yacimiento petrolífero. Las empresas privadas actúan como simples contratistas de PVDSA, suministrando recursos para desarrollar el campo y entregándole a su vez a esta última el petróleo, obteniendo como remuneración por parte de esta empresa, el reembolso de los costos y gastos, además del pago de una ganancia razonable por cada barril producido. Así mismo, las empresas privadas se comprometen a cancelar el impuesto sobre la renta correspondiente al Estado y a pagar la regalía a PDVSA. En estos contratos los inversionistas operan de manera autónoma, en campos abandonados o poco rentables hasta el momento en su explotación.

Las primeras ofertas de estos contratos ocurrieron entre 1992 y 1993, y fueron suscritos para que los contratistas produjeran más o menos noventa mil (90.000) barriles diarios de petróleo durante veinte (20) años, prorrogables por diez (10) más.

3.2.2.2 Contratos de asociaciones estratégicas. Estos contratos fueron aprobados por el Congreso en septiembre de 1993 y fueron celebrados en ese año para explotar unos doscientos mil (200.000) barriles diarios de petróleo. A través de estos se conformaban asociaciones entre empresas extranjeras y las filiales de PDVSA (Maraven, Lagoven, Corpoven), que más adelante desaparecerían y los contratos se llevarían a cabo con PDVSA en su división Exploración y Producción.

En estas asociaciones el Estado tenía una participación menor al cincuenta y un por ciento (51%) y se establecía que cualquier controversia sería resuelta por el arbitraje internacional, así mismo, se establecían cláusulas compensatorias a cargo de las filiales de PVDSA, en caso que durante la vigencia del convenio se llegaran a adoptar decisiones de autoridades nacionales, o que existieran cambios de legislación que contuvieran un trato

discriminatorio con los socios extranjeros. Esto de algún modo atentaba contra la soberanía nacional, por lo cual decidieron crear unas acciones privilegiadas en nombre de las filiales de PVDSA que les conferían un derecho a formar parte del quórum de las Asambleas de Accionistas y el derecho a nombrar al Presidente y Gerente General de la Junta Directiva de la empresa. Sin embargo sus acciones tenían que continuar siendo inferiores al cincuenta y un por ciento (51%).

Los contratos de asociaciones estratégicas se podrían asimilar a los que en Colombia fueron los de asociación, por supuesto sin las restricciones que se le imponen al Estado en dichos contratos en Venezuela.

3.2.2.3 Contratos de beneficios compartidos. A finales de 1994, PDVSA presentó al Ejecutivo Nacional y este a su vez al Congreso venezolano, a través del Ministerio de Energía y Minas, este nuevo modelo de contrato y el 4 de julio de 1995 el Congreso aprobó el marco de condiciones para este. Entre las condiciones se encontraban las siguientes:

De una parte La empresa PVDSA debía designar una de sus filiales para licitar diez (10) áreas específicas entre inversionistas financiera y técnicamente calificados para celebrar convenios de asociación. Antes de iniciar las actividades, los inversionistas y la filial de PVDSA constituían una sociedad mixta, cuyo capital se repartía en un treinta y cinco por ciento (35%) para la filial y el sesenta y cinco por ciento (65%) restante, para el inversionista.

De otra parte, los inversionistas privados asumían el riesgo de explorar las áreas en un plazo que era acordado en el contrato.

3.2.3 Modalidad de contrato celebrado actualmente. El Decreto No. 1.510 de noviembre 2 de 2001 conocido como "Decreto con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos", fue expedido por el Gobierno del Presidente Hugo Chávez con el fin de ordenar y armonizar las normas sobre hidrocarburos que se

encontraban dispersas, las cuales propiciaban constantes choques en la interpretación de las mismas.

La nueva legislación sobre contratación petrolera establece que para explorar y explotar hidrocarburos se requiere una licencia o concesión, otorgada por el Ministerio de Energía y Minas, que a su vez es el encargado de diseñar y organizar la licitación correspondiente. Por lo cual, todo lo que se mencione en adelante, corresponde a este tipo de contrato.

Antes de iniciar con el análisis de algunas de las cláusulas del nuevo contrato, no puede dejar de anotarse lo curioso que resulta la escasa regulación que existe tanto en esta como en las demás leyes ya mencionadas sobre contratación petrolera. En ninguna de ellas se encuentran temas como la terminación del contrato, los precios, las actividades y obligaciones en cada una de las etapas (exploración y explotación) entre otras cláusulas que resultan de gran importancia para asegurar la inversión de aquellos que pretenden ser concesionarios o contratistas en los anteriores contratos. En cuanto a la reversión, solo existe una ley (la Ley de Reversión) que menciona el tema y lo extraño del caso es que esta deroga las anteriores y pretende unificar las normas que en materia de contratación petrolera se encontraban tan dispersas.

3.2.3.1 Obligaciones derivadas de las actividades de exploración y explotación. Los concesionarios deben llevar a cabo estas actividades de forma continua y eficiente en los términos del artículo 19 del Decreto en comento.

Así mismo, deben suministrar toda la información correspondiente al ejercicio de las actividades de exploración y explotación que les solicite el Gobierno, el cual a su vez debe guardar confidencialidad sobre la misma en el evento en que el interesado se lo solicite.

3.2.3.2 Forma de realizar las actividades de exploración y explotación.

Estas actividades según el Decreto estudiado, deben realizarse por el Estado, bien sea de forma directa por el Ejecutivo o a través de empresas que sean de su propiedad, o en las cuales tenga control de sus decisiones por tener más del cincuenta por ciento (50%) del capital social en las mismas y que se conocen como empresas mixtas. Quienes llevan a cabo estas actividades se llaman empresas operadoras.

El Gobierno puede crear empresas de cualquier tipo societario, de propiedad del Estado mediante decreto en Consejo de Ministros, para que realicen dichas actividades. Estas empresas a su vez pueden crear otras con el objeto de que realicen lo mismo, para lo cual necesitan la aprobación de la Asamblea de Accionistas.

Es de anotar que el Estado vuelve a reclamar una participación accionaria mayoritaria a través del Decreto de 2001.

3.2.3.3 Área contratada. El Ministerio de Energía y Minas es el encargado de delimitar las áreas geográficas en las cuales las operadoras deben llevar a cabo las actividades de exploración y explotación. Estas áreas tienen una extensión máxima de lotes de cien kilómetros cuadrados.

En el evento en que un yacimiento de hidrocarburos se encuentre sobre áreas en las cuales actúe más de un explorador, deben las partes celebrar un convenio de unificación para llevar a cabo la explotación en dicha área. El Ministerio de Energía y Minas es el encargado de aprobar el convenio y si no se logra un acuerdo entre las partes, es este el que debe establecer las normas que regirán la explotación.

3.2.3.4 Regalías. El Estado tiene derecho a una participación del treinta por ciento (30%) en los volúmenes de hidrocarburos extraídos en cualquier yacimiento como regalía. El Gobierno puede exigirla en especie o en dinero, de

forma total o parcial, pero si no se dice nada al respecto, se entiende que la recibe totalmente y en dinero.

Si la regalía se cancela en dinero, el contratista debe pagar el precio de los volúmenes de hidrocarburos correspondientes medidos en el campo de producción, al valor de mercado o al convenido entre las partes.

A pesar de existir un precio piso del treinta por ciento (30%), el Decreto con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos consagra la posibilidad de que el Gobierno rebaje temporalmente la tasa de la regalía al veinte por ciento (20%) en el caso que una inversión ya iniciada enfrente dificultades. No obstante lo anterior, el Gobierno puede volver a imponer la tasa original. Esto quiere decir que al Ejecutivo no le está permitido establecer regalías inferiores al treinta por ciento (30%) al iniciar una explotación, esto solo puede hacerse en el caso antes descrito.

3.3 SISTEMA DE CONTRATACIÓN PETROLERA EN ECUADOR

Al igual que los anteriores, Ecuador es un país con importantes reservas de petróleo, particularmente en la región amazónica, en el golfo de Guayaquil y en la plataforma submarina del país.

Podría decirse que la historia petrolera ecuatoriana comenzó en 1878 cuando la Asamblea Nacional de Ecuador decretó los derechos exclusivos a través de una concesión a la firma M.G. Mier and Company para la extracción de petróleo entre otras sustancias en la Península Santa Elena.

En 1937, el Gobierno otorgó la primera concesión en el Oriente del Amazonas a la empresa Shell Oil y en 1964 invitó a la Texaco Petroleum Company, empresa subsidiaria de Texaco, así como a la Gulf Oil a explorar y producir

petróleo en la misma región por medio de una sociedad entre dichas empresas y el Gobierno¹¹¹.

Otro hito importante en la historia petrolera ecuatoriana fue la perforación del pozo Lago Agrio # 1 en 1967 y el consecuente descubrimiento de petróleo, a cargo de la Texas Petroleum Company, a la cual se le había otorgado dicha concesión. “El pozo de Lago Agrio producía 2.600 barriles de petróleo al día, los albores de un proceso de producción que se incrementaría hasta alcanzar más de 220.000 barriles al día”¹¹².

El 23 de junio de 1972 se creó la Corporación Ecuatoriana de Petróleos del Ecuador CEPE, bajo el Gobierno del General Guillermo Rodríguez Lara, para que se encargara de las actividades hidrocarburíferas del Estado.

En 1989 se creó la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador PETROECUADOR, constituida por tres filiales permanentes y tres temporales con el fin de que desarrollaran las distintas fases de la industria petrolera nacional, sustituyendo así la anterior empresa CEPE.

El gran problema en Ecuador derivado de la existencia del recurso hidrocarburífero, ha sido el sometimiento de varios gobernantes a las constantes intromisiones de poderes internacionales, empresas que han presionado la industria petrolera en el país, para después verse beneficiadas por la normatividad que expide el Gobierno en aras de satisfacer los intereses transnacionales. Algo así como lo que se dice en Colombia por la reciente reestructuración de ECOPETROL.

¹¹¹ TEXACO. http://www.texaco.com/sitelets/ecuador/es/perspectiva_general/historia.asp. Visitada el 19 de mayo de 2004.

¹¹² REIS VEIGA, Ricardo. Chevron Texaco, <http://www.chevrontexaco.com/news/publications>. Visitada el 19 de mayo de 2004.

3.3.1 Marco jurídico de la contratación petrolera en Ecuador. La historia jurídica de la contratación para la exploración y explotación de hidrocarburos comienza en 1921, año en el cual se expidió la primera Ley de Hidrocarburos bajo el Gobierno del Presidente Tamayo, en la cual se establecían arrendamientos petroleros, otorgándose varios de ellos, pero sin resultados.

En 1937, en el Gobierno de Federico Páez, se expidió una nueva Ley de Hidrocarburos, bajo la cual se crearon las concesiones petroleras que tuvieron duración hasta 1971, año en el cual aparece la nueva Ley de Hidrocarburos, promulgada mediante el Decreto 1459 de dicho año. En esta Ley se estableció que la duración de los contratos petroleros era máximo de veinte (20) años, así como se determinó una extensión de 200.000 hectáreas para cada contrato celebrado. La creación de esta Ley obedeció a que hasta ese año se habían otorgado miles de hectáreas a varias empresas petroleras con una escasa regulación y sin algún contrato suscrito.

El 15 de noviembre de 1978 se expidió el Decreto Supremo No. 2967 que codifica la Ley de Hidrocarburos, esta ley es la que rige hoy con algunas modificaciones entre las cuales se encuentran las siguientes: Ley 101 de 1982, Ley 8ª de 1985, Decreto de Emergencia 24 de 1986, Ley 45 de 1989, Ley 44 de 1993, Ley 49 de 1993, Ley 00 de 1994, Ley 9ª de 1998, Ley 37 de 1999, Ley 000 de 2000, Ley 4ª de 2000 y finalmente la Ley 10ª de 2000.

3.3.2 Modalidades contractuales en Ecuador. En Ecuador se celebran varios tipos de contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos, entre los cuales se encuentran los contratos de participación, los de campos marginales y los de asociación.

Todos estos se encuentran regulados por la Ley de Hidrocarburos, con todas sus modificaciones y por las reglamentaciones hechas por el Gobierno.

La Ley de Hidrocarburos establece que los yacimientos de los mismos, que se encuentren en el territorio nacional pertenecen al patrimonio del Estado, el cual, puede explorarlos y explotarlos a través de su empresa PETROECUADOR, que, a su vez puede llevar a cabo estas actividades por sí misma o mediante la celebración de contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios o a través de otras formas contractuales que permita la ley.

3.3.2.1. Contratos de campos marginales. Son “aquellos celebrados por el Estado por intermedio de PETROECUADOR, mediante los cuales se delega a la contratista con sujeción al numeral primero del artículo 46 de la Constitución Política de la República, la facultad de exploración y explotación adicional en los campos de producción marginal actualmente explotados por PETROPRODUCCIÓN, realizando todas las inversiones requeridas para la exploración y explotación adicional”¹¹³.

Se entiende por campos marginales aquellos que tienen una baja prioridad operacional o económica por tratarse de crudos pesados, o por necesitar alguna técnica de recuperación que resulte costosa. Para considerarse marginales deben ser calificados así por el Ministerio de Energía y Minas y su adjudicación se da a través de concursos abiertos, en los que prevalecen las empresas nacionales.

Se trata de un tipo de contrato de participación, en el cual existe una curva base que pertenece al Estado y el contratista participa en la producción incremental sobre la misma. En estos contratos el contratista no paga las regalías, esto le corresponde a PETROECUADOR, pero el riesgo exploratorio es del primero.

¹¹³ REPÚBLICA DE ECUADOR, CONGRESO NACIONAL, Ley No. 44 de 1993, artículo 1º. En Registro Oficial 326 de noviembre 29 de 1993. Reformado por Ley No. 49 de 1993. En Registro Oficial 346 de diciembre 28 de 1993.

3.3.2.1.1 Procedimiento de adjudicación de campos marginales. El Comité Especial de Licitaciones CEL es el encargado de los procesos de adjudicación, mediante concursos públicos, para lo cual se expide el Reglamento del Sistema Especial de Licitación y las bases de contratación correspondientes.

3.3.2.1.2 Duración. Los contratos de campos marginales únicamente comprenden el período de explotación, el cual puede durar máximo veinte (20) años, sin embargo, durante este plazo, el contratista puede realizar exploración adicional en el área contratada.

3.3.2.1.3 Activos e infraestructura. El contrato le da derecho al contratista al uso de la infraestructura y activos que PETROECUADOR o su filial PETROPRODUCCIÓN mantengan en los campos, pero así mismo es responsable de su uso, custodia y mantenimiento, de tal suerte que al terminar el contrato los debe devolver en las mismas condiciones en que los recibió, teniendo en cuenta el desgaste natural.

3.3.2.2 Contratos de participación. Son aquellos “celebrados por el Estado por intermedio de PETROECUADOR, mediante los cuales delega a la contratista con sujeción a lo dispuesto en el numeral primero del artículo 46 de la Constitución Política de la República, la facultad de explorar y explotar hidrocarburos en el área del contrato, realizando por su cuenta y riesgo todas las inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración, desarrollo y producción”¹¹⁴.

En este contrato, el contratista se obliga a llevar a cabo las actividades de exploración y explotación por su cuenta y riesgo y en caso de descubrimientos comerciales tiene derecho a una participación en la producción del área contratada, que se calcula con base en los porcentajes convenidos en el

¹¹⁴ REPÚBLICA DE ECUADOR, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto Supremo No. 2967 de 1978 “Ley de Hidrocarburos”, artículo 12-A. En Registro Oficial No. 711 de noviembre 15 de 1978.

contrato, en función del volumen de hidrocarburos producidos. Esta participación es la que constituye el ingreso bruto del contratista, así mismo, de este ingreso se realizan las deducciones y se cancela el impuesto a la renta. La participación del contratista puede recibirse en dinero o en especie, en el primer caso debe pactarse.

En este contrato, el riesgo exploratorio es asumido en su totalidad por el contratista y de las regalías se encarga PETROECUADOR.

3.3.2.2.1 Derechos del contratista. Como ya ha sido mencionado, los yacimientos de hidrocarburos que se encuentran dentro del territorio nacional, pertenecen al Estado, y en esa medida, el contrato no otorga ni concede ningún derecho al contratista sobre el suelo o subsuelo, ni sobre los recursos provenientes de los mismos que existan en el área contratada. Sin embargo, el contratista tiene el derecho exclusivo de llevar a cabo las actividades de exploración y explotación en dicha área.

Para lo anterior, el contratista cuenta con plena autonomía en la administración y gestión de todas las actividades.

3.3.2.2.2 Obligaciones del contratista. El contratista se obliga a efectuar las operaciones técnicas, económicas, administrativas y las inversiones necesarias para la realización de las actividades pactadas. Así mismo, debe cumplir las obligaciones contractuales y legales bajo su riesgo y responsabilidad. De este modo, debe asumir los costos y gastos que se requieran para dar cumplimiento al contrato.

Al terminar el contrato, el contratista está obligado a entregarle a PETROECUADOR los pozos, bienes y obras de infraestructura que se relacionen con el contrato, en buen estado, teniendo en cuenta el desgaste natural. A partir de esta entrega, PETROECUADOR debe asumir la responsabilidad exclusiva sobre dichos bienes.

3.3.2.2.3 Obligaciones de PETROECUADOR. Esta empresa debe autorizar al contratista la utilización de las vías de comunicación y transporte que existan o que se vayan a construir.

De otra parte, en el evento en que exista un reclamo o procedimiento judicial que de algún modo afecte los derechos del contratista, PETROECUADOR debe notificarle este hecho, una vez tenga conocimiento del mismo. Esto con el propósito que el contratista pueda adoptar las medidas pertinentes para defender sus intereses.

Así mismo, PETROECUADOR debe mantener libre al contratista de todos los reclamos, deudas u obligaciones que se originen o se deriven de las actividades llevadas a cabo dentro del área contractual, antes de entrar en vigencia el contrato, por lo cual, la empresa mencionada debe asumir la responsabilidad en estos casos.

3.3.2.2.4 Eximentes de responsabilidad. Tanto la fuerza mayor, como el caso fortuito son eximentes de responsabilidad en el contrato de participación, por lo cual, quien incumple o retrase la ejecución de alguna de las obligaciones no debe responder por este hecho ni está obligado a indemnizar a la otra parte por los perjuicios causados, en el evento en que dicho incumplimiento o retraso se derive de una circunstancia de fuerza mayor o caso fortuito debidamente comprobados.

3.3.2.2.5 Duración de los Periodos de exploración y explotación. El período de exploración tiene una duración de cuatro (4) años y puede prorrogarse hasta por dos (2) años más, para lo cual debe existir una justificación por parte del contratista y la correspondiente autorización del Ministerio de Energía y Minas.

El período de explotación se inicia con la aprobación del Plan de Desarrollo por parte del Ministerio de Energía y Minas, el cual debe ser presentado por el contratista noventa (90) días antes de finalizar el período de exploración.

3.3.2.2.6 Disponibilidad del petróleo. Una vez el contratista entrega la participación del Estado, tiene derecho a disponer libremente del petróleo que le corresponde según el contrato. Así mismo, tiene derecho a comercializarlo tanto en el mercado interno como en el externo y en este último caso lo hace libre de todo tributo a la exportación.

3.3.2.2.7 Solución de controversias. Las controversias entre las partes que resulten de la aplicación, interpretación o cumplimiento del contrato, deben someterse a mediación y en caso de no lograrse un acuerdo o si este no fue total, las partes deben acudir al arbitraje en derecho. En estos casos, la controversia se resuelve exclusiva y definitivamente bajo el procedimiento del Centro internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones CIADI, por lo cual, las partes en el contrato deben renunciar a la jurisdicción ordinaria.

Al igual que en Colombia, son tres árbitros designados para solucionar la controversia, dos son elegidos por las partes y el tercero por los dos anteriores. En caso de no lograrse un acuerdo, lo nombra el CIADI.

El laudo tiene efectos de cosa juzgada y solo puede acudirse a la justicia ordinaria para ejecutarlo cuando se incumple.

3.3.2.2.8 Causales de terminación del contrato. El contrato se termina en los siguientes casos:

- Por incumplimiento del objeto.
- Por terminación del plazo del contrato.

- Por mutuo acuerdo entre las partes.
- Por declaración judicial de quiebra del contratista.
- Por extinción de la personalidad jurídica del contratista.
- Por sentencia ejecutoriada o por laudo arbitral que declare la terminación del contrato.
- Por no encontrarse yacimientos comercialmente explotables al final del período de exploración.
- Por incumplimiento de las obligaciones previstas en el plan exploratorio mínimo y en el plan de desarrollo.
- Por no presentar oportunamente el plan de desarrollo.

Una vez terminado el contrato, el contratista debe entregar a PETROECUADOR en buen estado de producción, los pozos que en ese momento se encuentren en actividad y en buenas condiciones los bienes adquiridos para llevar a cabo las obligaciones del contrato.

3.3.2.3 Contratos de asociación. Los contratos de asociación son “aquellos en que PETROECUADOR contribuye con derechos sobre áreas, yacimientos, hidrocarburos u otros derechos de su patrimonio, y en que la empresa asociada contrae el compromiso de efectuar las inversiones que se acordaren por las partes contratantes”¹¹⁵.

¹¹⁵ REPÚBLICA DE ECUADOR, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto Supremo No. 2967 de 1978 “Ley de Hidrocarburos”, artículo 13. En Registro Oficial No. 711 de noviembre 15 de 1978.

A través de esta modalidad contractual el asociado se obliga a operar el área contratada por su cuenta y riesgo, así como a realizar las inversiones y actividades necesarias para incrementar la producción de petróleo.

3.3.2.3.1 Adjudicación del contrato. La adjudicación de los contratos de asociación, son de competencia del Comité Especial de Licitación CEL y se llevan a cabo a través de concursos públicos en los cuales pueden participar empresas tanto nacionales como extranjeras que tengan las suficientes capacidades para llevar a cabo las actividades propias del contrato.

3.3.2.3.2 Área contratada. El Comité Especial de Licitación CEL es el encargado de determinar las Áreas de contrato, lo cual realiza después de haber oído la recomendación de PETROECUADOR.

El área contratada se debe configurar en la medida de lo posible sobre lotes de 2.500 hectáreas de acuerdo al mapa catastral petrolero de Ecuador, el cual, debe incluir los yacimientos que serán objeto del contrato. Así mismo, debe tener una forma rectangular.

3.3.2.3.3 Participaciones. Al Estado le corresponde una participación en el contrato que está constituida por todo el volumen de petróleo crudo de la curva base, por las regalías y por mínimo el cuarenta por ciento (40%) del volumen total de la producción incremental, después de descontada la regalía.

El contratista tiene derecho a su participación en la producción incremental del área contratada, una vez iniciada la producción y realizada su medición. La participación se calcula sobre la base de porcentajes que se pactan en el contrato, en función del volumen de los hidrocarburos producidos.

La propiedad del petróleo producido corresponde a cada una de las partes, pero el asociado es el responsable de la custodia de lo perteneciente a PETROECUADOR hasta el momento de la entrega.

En caso que el asociado o PETROECUADOR prefieran recibir su participación en dinero, deben acordar este hecho con la otra parte y establecer con ella las condiciones de negociación.

3.3.2.3.4 Duración del contrato. El contrato de asociación únicamente comprende el período de explotación, el cual tiene una duración de veinte (20) años, término durante el cual el asociado puede realizar exploración adicional en el área contratada.

El anterior plazo puede prorrogarse en los siguientes casos:

- Cuando los hidrocarburos encontrados sean de una gravedad API que torne poco rentable la explotación, a menos que el plazo fuera mayor a veinte (20) años.
- Cuando la asociada ofrezca realizar nuevas inversiones para recuperar o descubrir reservas adicionales, en el evento en que para esto se requiera más de veinte (20) años.
- En los casos que consagre el contrato respectivo.

3.3.2.3.5 Activos e infraestructura. El contrato otorga al asociado el derecho a usar los activos y la infraestructura que PETROECUADOR mantiene en los campos en el momento de suscribir el contrato y que sean objeto del mismo. Sin embargo, es necesario dejar claro, que se trata del simple uso y en ningún caso constituye la transferencia del dominio de tales bienes.

El asociado es responsable de la custodia, buen uso y el mantenimiento de los bienes que le sean entregados por PETROECUADOR al momento en que aquél asume las operaciones del contrato, así como de los que adquiere para cumplir con las actividades.

3.3.2.3.6 Comité Ejecutivo. Los contratos de asociación tienen un Comité Ejecutivo integrado por cuatro (4) representantes; dos (2) por parte de PETROECUADOR y dos (2) por parte del asociado. A este Comité le corresponde supervisar las operaciones del asociado, así como coordinar las relaciones entre este, el contratante y el Ministerio de Energía y Minas. Lo anterior con el fin de lograr eficiencia en el contrato.

3.3.2.3.7 Programa de trabajo inicial. Al momento de suscribir el contrato, el asociado debe acordar con PETROECUADOR un programa de trabajo Inicial para poder llevar a cabo la producción del área contratada y un presupuesto aproximado para este mismo fin. Las actividades que se consagren en el programa son de obligatorio cumplimiento.

3.3.2.3.8 Disponibilidad del petróleo. El asociado puede exportar libremente el petróleo producido en el área contratada, sin obligación de contribuir al mercado interno, salvo que por emergencia nacional, así lo solicite el Ministro de Energía y Minas.

El contratista tiene derecho a comercializar la producción que le corresponda, tanto en el mercado interno como en el externo y en este último caso puede exportarlo libre de tributos.

3.3.2.4 Cláusulas comunes a todos los contratos. A pesar de que cada contrato tiene sus propias cláusulas y condiciones, existen unas reglas generales comunes a todos.

3.3.2.4.1 Área contratada. Los contratos petroleros deben comprender un bloque de superficie terrestre máximo de doscientas mil (200.000) hectáreas, el cual debe dividirse a su vez, en lotes de una superficie igual o inferior a veinte mil hectáreas (20.000) cada uno.

En el momento en que un contratista devuelva las áreas al Estado, debe entregar al Ministerio de Energía y Minas los antecedentes, registros y estudios relativos a las mismas.

3.3.2.4.2 Duración de los contratos. Para todos los contratos, la duración del período de exploración es de máximo cuatro (4) años, que pueden ser prorrogables por otros dos (2) años más, para lo cual, el contratista debe justificar la necesidad de obtener dicha prórroga y PETROECUADOR debe otorgar la correspondiente autorización.

Una vez se suscribe el contrato, debe inscribirse en el Registro de Hidrocarburos dentro de los treinta (30) días siguientes a este hecho y la operación debe comenzar dentro de los seis (6) primeros meses a partir de tal inscripción.

El período de explotación, en cualquiera de los contratos descritos en esta sección, tiene una duración máxima de veinte (20) años, sin embargo, este período puede ser prorrogado por PETROECUADOR, siempre y cuando esto convenga a los intereses del Estado.

3.3.2.4.3 Obligaciones del contratista. En todos los contratos, le corresponde a los contratistas cumplir con las obligaciones contempladas en el artículo 31 de la Ley de Hidrocarburos, entre las cuales se encuentran las siguientes:

- Someter a la aprobación del Ministerio de Energía y Minas los planes de exploración y explotación de los yacimientos antes de iniciar su ejecución.
- Emplear maquinaria moderna y eficiente, así como sujetarse a las normas de calidad y especificaciones señaladas por el Ministerio de Energía y Minas.

- Realizar varias entregas al Ministerio de Energía y Minas, entre las cuales se pueden enunciar las siguientes: un informe detallado durante el primer mes de cada año, de las operaciones realizadas en el año anterior; un programa detallado de las actividades que se van a realizar en el año siguiente, para lo cual tiene hasta el primero de diciembre de cada año; el balance general correspondiente al ejercicio económico del año anterior; y finalmente, los programas y el financiamiento respectivo para que las actividades de exploración y explotación no afecten a la población que se encuentre en las áreas donde se llevan a cabo dichas actividades ni a los recursos naturales de estas.
- Llevar de forma actualizada la contabilidad, de acuerdo con las normas legales, los principios de contabilidad y las normas que establezca el Ministerio de Energía y Minas.
- Invertir un mínimo del diez por ciento (10%) de sus utilidades netas, según los resultados de los estados financieros, en el desenvolvimiento de esa industria o de otras industrias de hidrocarburos en el país.
- Realizar las operaciones petroleras de acuerdo con las leyes y reglamentos de protección del medio ambiente y de la seguridad del país. Este tema ha desatado grandes disputas en la industria petrolera, y en el momento existen grandes procesos contra empresas como Texaco en Ecuador, por no proteger el medio ambiente.

3.3.2.4.4 Derechos del Estado. En cada contrato para la exploración y explotación de hidrocarburos, el Estado tiene derecho a primas de entrada, derechos superficiales, regalías, pagos de compensación y aportes en obras de compensación.

En cuanto a la prima de entrada para explorar y explotar hidrocarburos, el Estado tiene derecho a percibir una cantidad mínima de cincuenta sucres* por hectárea. Esta suma debe ser cancelada por el contratista, dentro de los treinta (30) días siguientes a la fecha de inscripción del contrato, en el Registro de Hidrocarburos. Igualmente, dentro de los treinta (30) días siguiente a iniciar el período de explotación, el contratista debe pagarle al Estado mínimo cincuenta sucres por hectárea de superficie retenida para dicho período.

Así mismo, el Estado debe recibir un derecho superficiario dentro del período de exploración, que no puede ser inferior a 10 sucres al año y por hectárea.

En cuanto a las regalías, el Estado tiene derecho a recibir una regalía mensual de mínimo el doce y medio por ciento (12 ½%) sobre la producción de petróleo medida en tanques de almacenamiento, siempre y cuando la producción en promedio del mes de que se trate, no alcance los treinta mil (30.000) barriles diarios.

Así mismo, si la producción en promedio mensual es de treinta mil (30.000) barriles o más, pero inferior a sesenta mil (60.000) barriles diarios, la regalía será de mínimo el catorce por ciento (14%) y si la producción supera los sesenta mil (60.000) barriles diarios en promedio durante el mes, esta regalía sube al dieciocho y medio por ciento (18 ½%).

Las regalías pueden ser cobradas en dinero, en especie, o una parte en dinero y otra en especie, lo cual es decidido por el Ministerio de Energía y Minas.

3.3.2.5 Caducidad de los contratos. El Ministerio de Energía y Minas es el encargado de declarar la caducidad de los contratos, cuando el contratista incurre en alguna de las siguientes causales contempladas en el artículo 74 de la Ley de Hidrocarburos:

* Es necesario tener en cuenta la dolarización en Ecuador a través de la Ley de Transformación Económica del Ecuador en el año 2000.

- Por no pagar las regalías, primas de entrada, derechos superficiales, participaciones o cualquier pago a que haya lugar en virtud de la ley o del contrato.
- Por no iniciar las actividades de exploración en los términos previstos en el contrato, o si habiéndose iniciado, las suspende por más de sesenta (60) días sin justa causa.
- Por la suspensión de las actividades de explotación por más de treinta (30) días sin justa causa.
- Por no realizar las actividades necesarias o por no invertir las cantidades mínimas requeridas en los periodos de exploración y explotación.
- Por obstaculizar la vigilancia del Estado u omitir la información solicitada.
- Por falsedad en las declaraciones o informes.
- Por fraude o utilización de medios ilegales en la suscripción del contrato.
- Por llevar a cabo cesiones del contrato sin autorización del Ministerio.

Una vez declarada la caducidad por parte del Ministerio, deben ser devueltas a PETROECUADOR, las áreas contratadas y los demás bienes utilizados para la exploración o explotación, de forma gratuita.

3.4 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS PETROLEROS EN AMÉRICA LATINA

En este aparte se realizará una comparación entre Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, México, Perú y Venezuela, a través de ocho (8) cuadros

que señalarán los tipos de contratos petroleros que se celebran en dichos países, así como las características principales de los mismos.

Cuadro 1. Tipos de contrato en América Latina

PAÍS	TIPO DE CONTRATO
Argentina	Concesión
Bolivia	Riesgo compartido
Brasil	Concesión
Colombia	Concesión con producción compartida
Ecuador	Campos marginales, participación y asociación
México	Contrato de servicios múltiples CSM ¹¹⁶
Perú	Licencia y contrato de servicios
Venezuela	Licencia o concesión

Cuadro 2. Forma de adjudicar el contrato en países de América Latina

PAÍS	FORMA DE ADJUDICAR EL CONTRATO
Argentina	Licitación
Bolivia	Licitación
Brasil	Licitación
Colombia	Contratación directa ¹¹⁷ , contratación por proceso competitivo ¹¹⁸ y solicitud de ofertas ¹¹⁹

¹¹⁶ PEMEX. <http://www.csm.pemex.com/espanol/perspectiva/csmpemex.pdf>. Visitada el 23 de julio de 2004. Son “contratos de obras públicas sobre la base de precios unitarios que cumplen con la Constitución y las leyes mexicanas, ya que simplemente agrupan en un solo contrato los servicios que PEMEX siempre ha contratado”.

¹¹⁷ Reglamento Para Contratación de Áreas de Exploración Y Explotación de Hidrocarburos de la ANH, numeral 1, artículo 7º. “Mediante este procedimiento se aplicará el principio de “Primero que llega, Primero que se atiende”, con el propósito de establecer el orden de prioridad para iniciar la negociación de un contrato sobre un Área Libre, de acuerdo con el orden cronológico de recibo de las Propuestas de Contratación admitidas”.

¹¹⁸ Ibid., numeral 2, artículo 7º. “Mediante este procedimiento se considerarán Propuestas de Contratación en igualdad de condiciones en cuanto a su fecha de recibo, durante un plazo específico según lo establezca la ANH y aplicará para las Áreas Liberadas. La ANH iniciará el

Ecuador	Licitación
México	Licitación
Perú	Negociación directa, licitación
Venezuela	Licitación

Cuadro 3. Duración del contrato en países de América Latina

PAÍS	DURACIÓN DEL CONTRATO
Argentina	25 años prorrogables por 10 más a decisión del Estado ¹²⁰
Bolivia	Máximo 40 años ¹²¹
Brasil	Ninguna norma regula la duración de los contratos, es pactada en el contrato respectivo
Colombia	30 años (6 de exploración y 6 de explotación prorrogables hasta el límite económico del campo comercial, a elección del contratista) ¹²²
Ecuador	24 años (4 de exploración prorrogable por dos más y 20 de explotación). El de campos marginales solo comprende este último término ¹²³

proceso de negociación con el Proponente cuya Propuesta de Contratación sea admitida y aceptable”.

¹¹⁹ Ibid., numeral 3, artículo 7º. “Mediante este procedimiento se invita a un número plural de Proponentes para que, en igualdad de condiciones, presenten sus Propuestas de Contratación y se seleccione objetivamente entre ellas la más favorable. Este procedimiento aplicará para aquellas áreas definidas por la ANH como Áreas Especiales y sus condiciones se establecerán en el momento de abrir el respectivo proceso”.

¹²⁰ ECOPETROL. <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/simposio/presentaciones/total.pdf>. Visitada el 23 de julio de 2004.

¹²¹ BOLIVIA, CONGRESO NACIONAL, Ley No. 1689 de abril 30 de 1996 “Ley de Hidrocarburos”, artículo 23.

¹²² Modelo de Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos diseñado por la ANH, Op. cit.

¹²³ REPÚBLICA DE ECUADOR, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley de Hidrocarburos, artículo 23.

México	Entre 10 y 20 años ¹²⁴
Perú	37 años (7 de exploración prorrogable por 3 más y 30 de explotación) ¹²⁵
Venezuela	No hay normatividad que regule el plazo de los contratos

Cuadro 4. Regalías en países de América Latina

PAÍS	REGALÍAS
Argentina	12% sobre la producción pero el concedente puede reducir a 5% ¹²⁶
Bolivia	18% sobre la producción ¹²⁷
Brasil	10% sobre la producción con posibilidad de reducir al 5% para proyectos de alto riesgo ¹²⁸
Colombia	Depende de la producción, mínimo 8%, máximo 25% ¹²⁹
Ecuador	Depende de la producción: mínimo 12 ½%, máximo 18 ½% ¹³⁰

¹²⁴ PEMEX. <http://www.csm.pemex.com/espanol/perspectiva/csmpemex.pdf>. Visitada el 23 de julio de 2004.

¹²⁵ REPÚBLICA DE PERÚ, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 26221 de 1993 “Ley Orgánica de Hidrocarburos”, artículo 22.

¹²⁶ ECOPETROL. <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/simposio/presentaciones/cristian-folgar.pdf>. Visitada el 23 de julio de 2004.

¹²⁷ BOLIVIA, CONGRESO NACIONAL, Ley No. 1689 de abril 30 de 1996 “Ley de Hidrocarburos”, artículo 18.

¹²⁸ ECOPETROL. <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/simposio/presentaciones/total.pdf>. Visitada el 23 de julio de 2004.

¹²⁹ REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 756 de 2002 “por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones”, julio 23 de 2002, artículo 16. En Diario Oficial No. 44.878 de julio 25 de 2002.

México	No hay regalía porque se trata de un contrato de servicio en el cual PEMEX es la encargada de pagarle al inversionista por los servicios prestados
Perú	Depende de la producción, mínimo 5% En el contrato de servicios no hay regalía ¹³¹
Venezuela	30%

Cuadro 5. Empresa estatal en países en América Latina

PAÍS	EMPRESA ESTATAL
Argentina*	
Bolivia**	
Brasil	Petrobras
Colombia	Ecopetrol S.A.
Ecuador	Petroecuador
México	PEMEX
Perú	
Venezuela	PDVSA

¹³⁰ REPÚBLICA DE ECUADOR, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley de Hidrocarburos, artículo 49.

¹³¹ Modelo de contrato de licencia en Perú, Op. cit., cláusula octava, numeral 8.3.2.

* YPF era la empresa estatal pero fue privatizada a través de la ley 24145 de 1992 y adquirida por REPSOL de España. Así mismo esta ley federalizó los hidrocarburos.

** Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos YPFB era la empresa estatal de Bolivia pero fue capitalizada a través de la Ley 1544 de 1994.

Cuadro 6. Entidad administradora de hidrocarburos en países de América Latina

PAÍS	ENTIDAD ADMINISTRADORA DE HIDROCARBUROS
Argentina	No existe
Bolivia	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos YPFB
Brasil	Agencia Nacional de Petróleo ANP*
Colombia	Agencia Nacional de Hidrocarburos**
Ecuador	Petroecuador
México	PEMEX
Perú	Perupetro S.A.***
Venezuela	PDVSA

Cuadro 7. Propiedad de los hidrocarburos en países de América Latina

PAÍS	PROPIEDAD DE LOS HIDROCARBUROS
Argentina	Recurso del Estado o de cada provincia dependiendo del caso, que puede ser explotado por un tercero mediante el pago de una regalía
Bolivia	En principio es del Estado pero el inversionista la adquiere sobre la producción que obtenga en la boca de pozo****

* Creada por la Ley 9.478 de agosto 6 de 1997 "Ley de Petróleo".

** Creada por el Decreto 1760 de 2003.

*** Empresa originalmente estatal pero que fue privatizada.

**** La cláusula tercera del modelo de contrato de riesgo compartido definido por el Decreto Supremo 24806 de 1997 establece que "el objeto del presente contrato es suscribir, entre YPFB y el Titular (empresa) un contrato de riesgo compartido para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos en el área de contrato bajo los términos y condiciones del presente contrato, mediante el cual el titular adquiere el derecho de propiedad de la producción de hidrocarburos que obtenga y de la disposición de los mismos conforme a las previsiones contenidas en la Ley de Hidrocarburos". Así mismo, el artículo 24 de la Ley 1689 de abril 30 de 1996 consagra que "Quienes celebren contratos de riesgo compartido con YPFB para

Brasil	Los depósitos de petróleo en el territorio brasilero pertenecen a la unión según el artículo 3º de la Ley 9.478 de 1997
Colombia	“El Estado es propietario del subsuelo y de todos los recursos naturales no renovables (...)” ¹³² . Sin embargo, el contratista adquiere la propiedad de los hidrocarburos producidos a partir del punto de entrega previo el pago de las regalías.
Ecuador	El artículo 1º de la Ley de Hidrocarburos establece que tanto los yacimientos de hidrocarburos como las sustancias que lo acompañan pertenecen al Estado*
México	Recurso de la Nación
Perú	Del Estado
Venezuela	Del Estado

exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos adquieren el derecho de prospectar, explotar, extraer, transportar y comercializar la producción obtenida (...)”. De este modo las empresas extranjeras tienen la propiedad los hidrocarburos desde el momento en que salen a la superficie, es decir, cuando estén en boca de pozo. Esto ha causado gran controversia, en la medida en que la Constitución boliviana establece que el Estado prohíbe la enajenación de los yacimientos hidrocarburíferos y las normas antes enunciadas le otorgan la propiedad de la producción obtenida a los inversionistas. Esto fue lo que llevó al Gobierno boliviano a convocar a un referendo en días pasados, con el objeto de que los ciudadanos se pronunciaran con respecto a la derogación de la ley de hidrocarburos y a la recuperación por parte del Estado de la propiedad de los hidrocarburos ya extraídos. Para los autores de este trabajo, es necesario que en Bolivia tengan clara la diferencia entre un yacimiento de hidrocarburos y estos últimos *per se*, pues son dos cosas totalmente diferentes que parece que se están confundiendo. Las normas descritas establecen que el inversionista adquiere la propiedad de lo producido y lo que está prohibido por la Constitución, es la enajenación de los yacimientos.

¹³² REPÚBLICA DE COLOMBIA, ASAMBLEA NACIONAL CONSTITUYENTE, Constitución Política, 1991, artículo 332. En Gaceta Constitucional No.116 de Julio 20 de 1991.

* En los casos en que se otorga una participación en la producción o una contraprestación por el servicio prestado, dependiendo del contrato de que se trate, cuando esto no se da en dinero sino en especie, esa parte de la producción pertenecerá al contratista.

Cuadro 8. Riesgo exploratorio en países de América Latina

PAÍS	RIESGO EXPLORATORIO
Argentina	Del contratista
Bolivia	Del Estado y del contratista
Brasil	Del contratista
Colombia	Del contratista
Ecuador	En todos los contratos el riesgo es del contratista
México	Del contratista
Perú	Del contratista en los dos tipos de contrato
Venezuela	Del contratista

4. CONCLUSIONES

Las reservas mundiales de crudo y la cantidad de petróleo que los expertos saben a ciencia cierta se puede extraer con fines económicos, se estima en un billón de barriles. Si bien es probable que en los próximos años se realicen descubrimientos adicionales y se desarrollen nuevas tecnologías para la producción y recuperación de recursos de manera eficiente, se estima que el suministro de crudo alcanzará hasta las primeras décadas del siglo XXI; esto teniendo en cuenta que esas nuevas tecnologías y desarrollos industriales, en términos proporcionales, no serán suficientes para ampliar la disponibilidad del petróleo barato, mas allá del período anunciado.

Por otro lado, es claro entonces que las pesimistas proyecciones en materia de disponibilidad y de escasez, son el factor fundamental a la hora de mirar el constante cambio entre las partes sobre condiciones contractuales para explorar y explotar petróleo. Sin embargo puede decirse que llámese como se llame la modalidad contractual bajo la cual se está llevando a cabo el proceso de exploración y explotación, al inversionista lo que realmente le importa son los temas referentes a la disponibilidad del producto y la tasa interna de retorno, y lo que al comienzo se trataba como una simple hipótesis puede ya reafirmarse como un hecho comúnmente aceptado.

Hay que aclarar por supuesto, que lo jurídico es lo que aquí realmente importa y esa es la razón de ser de este trabajo.

Así se pudo entender al ilustrar un panorama cronológico en materia contractual donde se entendió que un proceso donde se había comenzado con el sistema de concesión y que posteriormente se reformó de fondo hacia el sistema de asociación manejado por ECOPETROL, hoy retorna a lo tradicional, pues lo que perduró por casi setenta (70) años vuelve a establecerse. Se puede observar cómo en Colombia se inició con un contrato

administrativo, se pasó por un contrato privado, al parecer con el propósito de agilizar la celebración y ejecución del mismo y nuevamente se volvió al contrato estatal, dejando dudas acerca de los motivos que llevan a un Gobierno a cambiar de modalidad contractual en materia de hidrocarburos. Parece que busca experimentarse pero no se hace un análisis profundo de lo que le conviene al país.

Al igual que otros países, Colombia ha tenido problemas a la hora de encontrar inversionistas para explorar y producir petróleo, y por esto se han intentado varias modalidades contractuales, sin embargo, a lo largo de esta investigación, se ha concluido que esto no obedece al sistema de contratación que se celebre, sino a factores como los de orden público (guerrilla, paramilitares, delincuencia común), los relativos a la geología compleja y aquellos pertenecientes a normas impositivas, toda vez que cada año se da una reforma tributaria que obliga a los inversionistas a desistir de los negocios en el país por la inseguridad que produce este hecho.

A pesar de que se ha permitido la celebración de varios tipos de contratos petroleros, lo cierto es que en Colombia siempre se han preferido los de concesión y asociación. El segundo con el ánimo de otorgarle la oportunidad a la empresa estatal (ECOPETROL) de participar directamente en los contratos a través de inversiones y obteniendo la posibilidad de acceder a un porcentaje de la producción. Como fue analizado en el acápite correspondiente a la asociación, este porcentaje inició como un cincuenta por ciento (50%) que más adelante se convirtió en un treinta por ciento (30%) para lograr obtener una mayor inversión, pues para el contratista era mucho más rentable tener el setenta por ciento (70%) del producto explotado.

En cuanto a la concesión, es muy atractiva en la medida en que el contratista a pesar de tener que asumir el riesgo por su cuenta, sabe que puede disponer libremente de su producción con solo cancelar las regalías a que haya lugar, lo

cual no solo resulta más rentable sino que permite una autonomía completa al no tener que verse asociado con una empresa de forma obligada.

Las anteriores son las razones por las cuales en Colombia se han preferido estos sistemas de contratación y no otros. Hoy se vuelve a la concesión con las ventajas que fueron enunciadas pero con un valor agregado que hace que no solo sea un contrato que favorece al contratista sino también al Estado y es el hecho de poder compartir la producción a partir de una cantidad específica de la misma. Esto es importante, toda vez que en cualquier tipo de negocio se busca que existan ganancias de parte y parte.

Así mismo, hay que decir que el Gobierno Nacional siempre ha estado pendiente de lo que ocurre en materia de contratación en otros países para poder competir y de este modo atraer inversionistas. En el caso del nuevo contrato puede decirse que va de forma paralela con lo que está ocurriendo en Sur América, pues si se hace un análisis de los cuadros comparativos del numeral 3.4 del capítulo 3 de esta investigación, se observa que la mayoría de los países está celebrando contratos de concesión.

Sobre la actualidad de la contratación petrolera en nuestro país, es claro que hoy con la creación de la ANH, la naturaleza jurídica de los contratos que en adelante ésta va a desarrollar, es una especie de híbrido entre la ya tradicional concesión y un sistema de producción compartida.

En Colombia han existido en general, tres grandes etapas en que podría dividirse la historia jurídica para la explotación de hidrocarburos, como son: la concesión, cuyo inicio se remonta a 1905 con las concesiones Barco y De Mares. El contrato de concesión ha sido regulado en Colombia por la Ley 37 de 1931, el Decreto 1056 de 1953 (conocido como el Código de Petróleos), que codifica las disposiciones legales y reglamentarias sobre petróleo, la Ley 10ª de 1961 y el Decreto 1348 de 1961, que reglamenta la Ley 10ª de 1961.

Posteriormente se dicta el Decreto Ley 2310 de 1974 y da inicio a la asociación que tuvo su origen en principio en el año de 1969 con la expedición de la Ley 20 de ese mismo año y sin haber sido abolida por el régimen legal colombiano, sí puede establecerse que en adelante no se celebrarán más contratos de asociación, con la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003 que crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

El contrato de asociación estándar es un acuerdo de voluntades cuyo objeto principal es la exploración del área contratada y la explotación del petróleo nacional, que pueda encontrarse en dicha área, siendo el riesgo exploratorio asumido totalmente por el asociado y se le reembolsa un porcentaje de los costos ocasionados por el pozo comercial, con la producción de este, sin intereses, en crudo.

La normatividad colombiana autoriza la contratación por asociación mediante el Decreto Legislativo 2310 de 1974, pero no lo describe, ni lo reglamenta, lo cual dificulta su entendimiento y su clasificación. Es por esto que es el propio contrato el que regula las relaciones entre las partes y establece los parámetros a seguir en la exploración y explotación de hidrocarburos.

Este contrato tiene como características las siguientes: se trata de un contrato bilateral, oneroso, conmutativo, aleatorio, principal, consensual y de ejecución sucesiva.

La tercera etapa comienza con la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003 que establece la naturaleza jurídica de la ANH como una unidad administrativa adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con personería jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa y financiera, sometida al régimen jurídico contenido en el mencionado Decreto, y en lo no previsto en él, al de los establecimientos públicos de conformidad con lo dispuesto en la Ley 489 de 1998 y en las normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen.

Con respecto a esta entidad hay que decir que nació del deseo de reestructurar el Estado colombiano por parte del gobierno de Álvaro Uribe Vélez, quien decidió escindir ECOPETROL con el objeto de desprender de esta empresa la administración de los hidrocarburos del país. Fue así como se creó la ANH para que en adelante llevara a cabo esa función, logrando así una mayor transparencia en dicha actividad, ya que anteriormente ECOPETROL era juez y parte al administrar los recursos hidrocarburíferos, estando a su vez asociado con un inversionista para explorar y explotar petróleo en el país, como sucedía en el contrato de asociación.

El nuevo contrato fue diseñado teniendo en cuenta la opinión de las empresas petroleras, toda vez que el borrador final fue dejado en consideración de las mismas, para que discutieran sus cláusulas y solicitaran los cambios en aquellas con las que no estuvieran de acuerdo. La respuesta de estas empresas ha sido positiva y ya han empezado a celebrarse los correspondientes contratos.

Por lo anterior, ECOPETROL se convierte en una empresa petrolera más que debe buscar la fórmula que considere más adecuada para competir frente a otras empresas que desean explorar y explotar petróleo en Colombia.

La función más relevante de la ANH es la de administrar las áreas hidrocarburíferas de la Nación y asignarlas para la exploración y explotación.

A pesar de lo anterior, es de anotar que en la medida en que el Decreto 2310 de 1974 que abolía el sistema de concesión fue derogado por el Decreto 1760 de 2003, se considera por los autores de este trabajo que puede abrirse paso nuevamente no solo a la concesión, sino a cualquier tipo de contrato para la exploración y explotación de hidrocarburos, en el evento en que la Agencia quiera hacerlo, pues es la encargada de diseñar los contratos para dichas actividades. Lo que ocurre es que el contrato que la ANH decidió celebrar en primera instancia fue aquel que en este trabajo se denomina de concesión con

visos de producción compartida (de este modo se observa que pudo regresar a la concesión ya abolida), pero que esto no obsta para que más adelante decida celebrar o diseñar otro tipo de contratos.

Es significativo reconocer la intención del Gobierno al escindir ECOPETROL y crear la Agencia, debido a la importancia que cobra el hecho de avanzar de acuerdo con la realidad internacional, y en esa medida, hay que decir que Colombia está siguiendo la línea de países como Bolivia, Brasil y Perú, que han visto la necesidad de separar la función de administrar los hidrocarburos y por lo tanto de celebrar los contratos, de la de explorarlos y explotarlos. Hoy la tendencia es dividir estas funciones y en muchos casos no solo privatizar las empresas estatales sino enajenarlas a entidades extranjeras cuando hay recesiones en el país. Esto se dio por ejemplo en Argentina, en donde la empresa española REPSOL adquirió los activos de YPF.

En Colombia siempre se ha tendido a celebrar un solo tipo de contrato vigente, a diferencia de otros países como los analizados (Perú, Venezuela, Ecuador), en los cuales existen varios para escoger, lo cual no se sabe si incentive la inversión, o por el contrario, genere inseguridad.

Existe el error de pensar que cambiando el sistema de contratación se logra una mayor inversión, como sucedió al establecerse el contrato de asociación, mediante el cual el país pensó que había ganado mucho terreno con interesados de otros países, pero la experiencia demuestra que lo importante no es el tipo de contrato que se celebre sino la disponibilidad del producto y los precios del petróleo que implican la recuperación de la inversión realizada, para lo cual se necesitan reglas claras y definitivas que indiquen una seguridad en los negocios celebrados en el país.

Un análisis comparativo entre los diferentes sistemas de contratación que han existido y existen en Colombia y los que se presentan en países vecinos, fue uno mas de los propósitos fijados al comenzar este trabajo, y solo bajo los

aspectos metodológicos que ofrece el de derecho comparado pudo entenderse que:

- El período de exploración en los contratos peruanos es el de mayor duración, pues tanto en el contrato de licencia como en el de servicios, es de siete (7) años, prorrogables por tres (3) más y se divide en varias fases. Parece que Colombia buscaba acercarse a este término, pues el nuevo contrato consagra una duración del período de exploración de seis (6) años que a su vez está dividido en varias fases. De otra parte, Ecuador consagra la menor duración de este período en todos sus contratos, pues es de cuatro (4) años, prorrogables por dos (2) más. Según esto podría afirmarse que Perú ofrece mayor seguridad en este sentido al inversionista, quien tiene más tiempo para encontrar un yacimiento.
- En cuanto al período de explotación, nuevamente Perú es el que tiene los contratos con mayor duración, pues esta es de treinta (30) años. Sin embargo, el nuevo contrato colombiano, consagra una duración de veinticuatro (24) años prorrogables por diez (10) más, lo cual puede hacer la inversión en Colombia más atractiva por la dificultad que en ocasiones implica producir el petróleo. En los contratos ecuatorianos la duración de este período es de veinte (20) años.
- El régimen legal sobre contratación petrolera en Venezuela es confuso y genera inseguridad jurídica, pues no hay una compilación de normas referentes al tema y la cantidad de leyes dispersas, no guardan una armonía, lo cual puede resultar riesgoso para un inversionista por la falta de claridad. Por lo anterior se trató de hacer una unificación de normas con la expedición del Decreto No. 1.510 de Noviembre 2 de 2001, pero sorprendente e inexplicablemente se dejaron por fuera temas de suma importancia tratados por leyes anteriores. Es curioso que siendo Venezuela uno de los más grandes países petroleros, tenga una legislación tan vaga, que no regula temas como la terminación del contrato y el sistema de

precios, entre otros, pues son fundamentales a la hora de tomar la decisión de invertir en un país.

- Es destacable el aspecto referente a las regalías, pues es allí donde se paga el porcentaje más alto correspondiente a un treinta por ciento (30%) constante, a diferencia de países como Perú y Colombia donde son de un cinco por ciento (5%) y un ocho por ciento (8%) respectivamente, pero presentan una variabilidad dependiendo del incremento en los niveles de producción. En todo caso pronunciarse sobre la conveniencia para el país o para el inversionista del porcentaje a pagar como regalías, es un concepto que debe estudiarse más a fondo y sobre el cual sería osado opinar, si se tienen en cuenta los objetivos generales y específicos trazados.
- Sobre la forma de contratar en Perú queda claro que su sistema de licencias y prestación de servicios ejecutado por intermedio de PERUPETRO S.A. (que podría jugar un papel muy similar al de ECOPETROL en Colombia), representa lo que aquí se ha visto entre la concesión y asociación, la prestación de servicios funciona como el sistema de la concesión manejada acá en Colombia y también en Perú hacia el año de 1952.
- Ecuador a diferencia de Colombia presenta una especie de “pluricontratación” petrolera, pues contratos como el de campos marginales, el de participación y el de asociación se encuentran definidos y vigentes en la Ley de Hidrocarburos, donde PETROECUADOR actúa como intermediario. En Perú son dos contratos los que operan, como ya ha sido mencionado y Venezuela tiene la tendencia colombiana de manejar un solo contrato.
- Finalmente, teniendo en cuenta que Colombia posee una estabilidad considerable en sus niveles de producción, así como unas reglas claras y

especiales sobre el tema de contratación, es un país altamente competitivo respecto de otros países hermanos.

Es entonces claro que a futuro las cosas pueden ser tratadas de otra manera, con este trabajo se pretendió mostrar lo que hasta aquí ha ocurrido.

Por último, en opinión de los autores de este trabajo, la creación del nuevo contrato de la ANH puede resultar benéfico para el país, pues de algún modo establece reglas claras y ofrece mayores oportunidades para inversionistas extranjeros que estén interesados en la actividad petrolera de Colombia.

Una de las conclusiones de este trabajo es que a pesar de haberse diseñado este nuevo contrato, está abierta la posibilidad de celebrar otros que la ANH en algún momento considere pertinentes, sin embargo, hay que decir que el país no se debe enfrentar a un abanico de contratos que posteriormente se conviertan en una inseguridad a la hora de invertir.

Por el momento, a los autores de este trabajo les resulta viable para la reactivación de la actividad petrolera en Colombia el nuevo contrato, en la medida en que se encuentran nuevas reglas atractivas para inversionistas extranjeros, como por ejemplo el hecho de no tener que asociarse con la empresa estatal colombiana, logrando de este modo asociarse con quienes deseen, y así, establecer las ganancias y distribución de riesgos entre ellos sin una imposición estatal.

El inversionista tiene más autonomía en este contrato, pues además de lo anterior, tiene derecho a buscar el área de forma libre, sin necesidad de licitaciones, lo cual hace el proceso más ágil y eficiente.

De otra parte se encuentra una mayor flexibilidad en los términos del contrato, buscando a su vez extenderlos hasta el fin de la vida productiva de cada yacimiento. Así mismo, las regalías son inferiores a las de otros países y varían

de acuerdo a la cantidad de petróleo descubierto, así a menor cantidad, menor regalía, lo que hace que Colombia sea un país atractivo para invertir en hidrocarburos.

Es de anotar que el nuevo contrato fue diseñado teniendo en cuenta la opinión de las empresas petroleras, toda vez que el borrador final fue dejado en consideración de las mismas, para que discutieran sus cláusulas y solicitaran los cambios en aquellas con las que no estuvieran de acuerdo. Es así como puede decirse que la respuesta de estas empresas ha sido positiva.

Para los inversionistas son muchas las expectativas de la industria petrolera con la creación de la ANH y por bien de todo el país es necesario que se reactive la exploración y explotación de hidrocarburos para no perder de nuevo la autosuficiencia.

BIBLIOGRAFÍA

DOCTRINA:

ARCE ROJAS, David y BOTERO BORDA, Carlos. Nueva Forma de Contratación para la Exploración y Explotación del Petróleo en Colombia. Bogotá : Revista Universitas, Publicaciones Universidad Javeriana, 1987.

BAHAMÓN C, Álvaro. Derecho de Minas y Petróleos. Legis, 1988.

BARROWS, Gordon H. "Worldwide Concession Contracts and Petroleum Legislation". Publicado por Pennwell Company, Tulsa, Oklahoma, EE.UU., 1987.

COLEGIO DE ABOGADOS DE MINAS Y PETRÓLEOS, Boletines informativos mensuales.

COLEGIO DE ABOGADOS DE MINAS Y PETRÓLEOS. Temas Mineros y Petroleros, 1995.

COLEGIO DE ABOGADOS DE MINAS Y PETRÓLEOS, Legislación sobre Petróleos, Compilación, 1999: trabajo realizado para el Canadian Energy Research Institute - CERI -CIDA".

OLADE, Legislación Petrolera de América Latina y El Caribe. Modelos de Contratos para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en América Latina y el Caribe, OLADE, Volúmenes I, II y III.

OSEJO MORA, Humberto. El Régimen Jurídico Colombiano para la Explotación de Hidrocarburos. Bogotá : Pontificia Universidad Javeriana, 1995.

PETROCONSULTANTS, World Petroleum Laws, marzo 1995.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Elementos de la Nueva Contratación de Exploración y Explotación de Hidrocarburos : documento borrador para consulta pública, diciembre de 2003.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Memorias al Congreso.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIA, DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN, DOCUMENTO COMPES 3245 de 2003, “Extensión de Contratos de Asociación” septiembre 15 de 2003.

RODRÍGUEZ R., Libardo. Derecho Administrativo General y Colombiano. Duodécima edición. Bogotá : Temis, 2000.

SISTEMAS DE CONTRATACIÓN PETROLERA Y MERCADEO DEL CRUDO. Edición Coordinación Editorial, Departamento Información y Prensa, ECOPETROL, 1989.

UNIVERSIDAD JAVERIANA. Petróleo Presente y Futuro. Papelagráfico Editores, 1991.

LEGISLACIÓN

LEYES

REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 165 de 1948 “sobre organización de la Empresa Colombiana de Petróleos”.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 10ª de 1961 “Por la cual se dictan disposiciones en el ramo de Petróleos”.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 20 de 1969 “Por la cual se dictan algunas disposiciones sobre minas e hidrocarburos”.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, CÓDIGO DE PETRÓLEOS. Recopilación de las normas que lo adicionan, 1986, primera edición.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, CÓDIGO DE PETRÓLEOS. Recopilación de las normas que lo adicionan, 1990, segunda edición.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, ASAMBLEA NACIONAL CONSTITUYENTE, Constitución Política, 1991. En Gaceta Constitucional No.116 de Julio 20 de 1991.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 80 de 1993 “Por la cual se expide el Estatuto General de Contratación de la Administración Pública”. En Diario Oficial No. 41094 de octubre 28 de 1993.

REPÚBLICA DE PERÚ, CONGRESO CONSTITUYENTE DEMOCRÁTICO, Ley 226221 de agosto 20 de 1993 “Ley Orgánica que Norma las Actividades de Hidrocarburos en el Territorio Nacional”.

REPÚBLICA DE ECUADOR, CONGRESO NACIONAL, Ley No. 44 de 1993. En Registro Oficial 326 de noviembre 29 de 1993.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 97 de 1993 “Por la cual se interpreta con autoridad la Ley 20 de 1969 y se dictan otras disposiciones”. En Diario Oficial No. 41.143 de diciembre 20 de 1993.

REPÚBLICA DE ECUADOR, CONGRESO NACIONAL, Ley No. 49 de 1993.
En Registro Oficial 346 de diciembre 28 de 1993.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 141 de 1994 “Por la cual se crean el Fondo Nacional de Regalías, la Comisión Nacional de Regalías, se regula el derecho del Estado a percibir regalías por la explotación de recursos naturales no renovables, se establecen las reglas para su liquidación y distribución y se dictan otras disposiciones”. En Diario Oficial No. 41.414. de junio 28 de 1994.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, CÓDIGO DE PETRÓLEOS. Recopilación de las normas que lo adicionan, 1997, tercera edición.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 508 de 1999 “por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo para los años de 1999-2002”, julio 29 de 1999. En Diario Oficial No. 43651 de julio 30 de 1999.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 756 de 2002 “por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones”, julio 23 de 2002. En Diario Oficial No. 44.878 de julio 25 de 2002.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 790 de 2002 “por la cual se expiden disposiciones para adelantar el programa de renovación de la administración pública y se otorgan unas facultades extraordinarias al Presidente de la República”, diciembre 27 de 2002. En Diario Oficial No. 45046 de diciembre 27 de 2002.

DECRETOS

REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto 0030 de 1951 “Por el cual se crea la Empresa Colombiana de Petróleos” de enero 9 de 1951.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, MINISTERIO DE MINAS Y PETRÓLEOS, Decreto Legislativo 1056 de 1953 “Por el cual se expide el Código de Petróleos”, abril 20 de 1953. En Diario Oficial No. 28199 de mayo 16 de 1953.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto 1348 de 1961 “Por el cual se reglamenta la ley 10ª de 1961”.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto 0797 de 1971 “Por el cual se reglamenta en relación con los hidrocarburos la Ley 20 de 1969”.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto 1895 de 1973 “Por el cual se dictan normas sobre exploración y explotación de petróleo y gas”.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto Legislativo 2310 de 1974 “Por el cual se dictan normas sobre abolición del régimen de concesiones en materia de hidrocarburos y se adiciona el artículo 58 del Decreto número 2053 de 1974”.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto 0743 de 1975 “Por el cual se reglamenta parcialmente el Decreto Legislativo 2310 de 1974”.

REPÚBLICA DE ECUADOR, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto Supremo No. 2967 de 1978 “Ley de Hidrocarburos”. En Registro Oficial No. 711 de noviembre 15 de 1978.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto 0545 de 1989 “Por el cual se reglamentan parcialmente los Decretos números 1246 y 2310 de 1974 y la Ley 75 de 1986”.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto Ley 2119 de 1992 “Por el cual se reestructura el Ministerio de Minas y Energía, el Instituto de Asuntos Nucleares- IAN y Minerales de Colombia S.A. Mineralco”. En Diario Oficial No. 40704 de diciembre 31 de 1992.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto Ley 955 de 2000 “por el cual se pone en vigencia el Plan de Inversiones Públicas para los años 1998-2002”, mayo 26 de 2000. En Diario Oficial No. 44.020 de mayo 26 de 2000.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Decreto Ley 070 de 2001 “Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía”. En Diario Oficial No. 44.297 de enero 19 de 2001.

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Decreto No. 1510 con Fuerza de Ley Orgánica de noviembre 2 de 2001 “Ley de Hidrocarburos”. En Gaceta Oficial No. 37.323 de noviembre 13 de 2001.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto 1760 de 2003 “Por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPETROL y se crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos”. En Diario Oficial No. 45.230 de junio 26 de 2003.

RESOLUCIONES

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, COMISIÓN DE PRECIOS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL, Resolución 0050 de 1976 “Por la cual se fijan precios para petróleo crudo destinado a la refinación interna y se da una autorización a la Empresa Colombiana de Petróleos”.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, COMISIÓN DE PRECIOS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL, Resolución 0058 de 1980 “Por la cual se fijan precios para la producción de petróleo crudo, destinado a la refinación interna”.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, COMISIÓN DE PRECIOS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL, Resolución 0060 de 1986 “Por la cual se modifican las resoluciones números 50 de 1976 y 58 de 1989 de la Comisión del Petróleo y del Gas Natural, se da una autorización a la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, y se toman otras determinaciones”.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Resolución Ejecutiva 117, septiembre 29 de 1994.

PÁGINAS WEB

ANH. www.anh.gov.co.

CHEVRON TEXACO. <http://www.chevrontexaco.com>.

ECOPETROL. <http://www.ecopetrol.com.co>.

EDUCAR. <http://tq.educ.ar/tq03028/html/hp.htm>.

ENERGY QUEST. <http://www.energyquest.ca.gov>.

GESTIOPOLIS. <http://www.gestiopolis.com>.

GLOSARIO DE PETRÓLEO Y GAS. <http://www.caletao.com.ar>.

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICAS E INFORMACIÓN.
<http://www.inei.gob.pe/biblioinei.htm>.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, ECUADOR. <http://menergía.gov.ec>.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, VENEZUELA. <http://www.mem.gov.ve>.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, COLOMBIA.
<http://www.minminas.gov.co>.

PEMEX. <http://www.csm.pemex.com/espanol/perspectiva/csmpemex.pdf>.

PDVSA. www.pdvsa.com

PERUPETRO S.A. <http://mirror.perupetro.com.pe>.