

**Evaluación de la política petrolera que buscó incentivar la inversión extranjera descrita en  
el Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006**

José David Barrios Mejía y Mayra Alejandra Vásquez Correa

Trabajo de grado presentado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Óscar Vanegas Angarita

Ingeniero de petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2023

**Dedicatoria**

Este libro está dedicado especialmente a cada uno de nuestros padres que estuvieron presentes en brindarnos su apoyo incondicional en la transcendencia de este camino universitario. Nos aconsejaron en nuestros malos momentos y felicitaron en cada una de nuestras victorias, sin ellos, llegar a este punto no hubiese sido posible.

Este trabajo está dedicado de igual forma a nuestros familiares que día a día nos impulsaron con su apoyo moral, emocional y siempre creyeron en nosotros.

Por último, pero no menos importante, esta dedicatoria se extiende a nuestros amigos y compañeros que se convirtieron en nuestra familia durante todos estos años en que estuvimos lejos de nuestro hogar, a quienes recordaremos con mucho cariño.

**Agradecimientos**

A la Universidad Industrial de Santander por ser nuestra alma mater y por brindarnos el conocimiento en conjunto con una formación de alta calidad.

Agradecemos a nuestro director de tesis Oscar Vanegas Angarita, por apoyarnos y guiarnos durante el desarrollo de esta investigación.

Agradecemos al Congreso de la República de Colombia por ser clave para la obtención de la información aportada por la ANH.

De manera especial, agradecemos a cada uno de nuestros profesores, por aportarnos sus conocimientos en base a su experiencia y velar siempre por nuestro crecimiento personal y profesional en pro de convertirnos en profesionales éticos e íntegros.

### Tabla de Contenido

Introducción .....	10
1. Objetivos .....	12
1.1. Objetivo General .....	12
1.2. Objetivos Específicos .....	12
2. Análisis de la Política Pública Petrolera que Buscó Incentivar la Inversión Extranjera Descrita en el Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006 .....	13
2.1 Antecedentes .....	13
2.2 Cambios en la Política Petrolera Debido al Plan Nacional De Desarrollo 2002-2006 .....	17
2.2.1 Mejoramiento de las Condiciones de la Actividad Petrolera .....	18
2.2.2 Consolidación de la Industria de Hidrocarburos .....	19
2.2.3 Subsidios a Combustibles .....	19
2.2.4 Regulación Energética .....	20
2.3 Acontecimientos .....	20
2.3.1 Escisión de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol .....	21
2.3.2 Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) .....	22
2.3.3 Nuevo Sistema de Modelo de Contrato de la ANH .....	23
2.3.4 Extensión de Contratos .....	24
3. Análisis de la Matriz de Riesgos que Contempló la Industria Petrolera Extranjera para Invertir en Colombia .....	26
3.1 Riesgo Político .....	28
3.1.1 Estabilidad .....	28
3.1.2 Disputa de Fronteras .....	29
3.1.3 Sindicalismo .....	30
3.1.4 Medio Ambiente .....	31
3.1.5 Terrorismo y Violencia .....	33
3.1.6 Guerras .....	35
3.2 Riesgo Económico .....	35
3.2.1 Crecimiento del PIB .....	36
3.2.2 Inflación .....	37
3.2.3 Deuda Externa .....	37
3.2.4 Balanza de Pagos y Reservas Monetarias .....	38
3.2.5 Expropiación .....	39
3.3 Riesgo Comercial .....	40
3.3.1 Repatriación de Capital .....	40
3.3.2 Estabilidad Legal .....	40
3.3.3 Política de Precios .....	41
3.3.4 Suministro Interno .....	42
3.3.5 Restricción de Producción .....	42
3.3.6 Financiación .....	43
3.4 Riesgos de la Industria Petrolera .....	44
3.4.1 Acceso a la Información .....	44
3.4.2 Negociación y Términos Contractuales .....	45
3.4.2.1 Extensión del área contratada: .....	45
3.4.2.2 Términos de la exploración: .....	45

3.4.2.3 Términos de la explotación:.....	46
3.4.3 Geológico.....	46
3.4.4 Operacional.....	47
3.4.5 Requerimiento Logístico.....	48
3.4.6 Social.....	48
4. Evaluación de la Política Petrolera del Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006.....	49
4.1 Fase I. Identificación Estructural de la Política Petrolera.....	50
4.1.1 Razones Económicas y Legales que el Gobierno Nacional Utilizó Para Cambiar el Modelo de Contratación de Asociación a Concesión.....	51
4.1.2 Principios Básicos de la Política Petrolera Colombiana.....	57
4.1.3 Modalidades de Contratación Petrolera en Colombia según la ANH.....	58
4.2 Fase II. Fase de Desarrollo.....	59
4.2.1 Análisis de los Contratos de Concesión Firmados por la ANH Desde 2004.....	59
4.2.2 Derechos Económicos Contractuales de la ANH.....	61
4.2.2.1 Participación en la Producción para la ANH.....	65
4.2.3 Cambios Regresivos en la Tasa de Liquidación de Regalías.....	67
4.2.3.1 ¿Que Tasa de Regalías Pagan los Campos Concesionados por la ANH?.....	69
4.2.4 Balance de Inversiones Asociadas a Exploración Para Contratos E&E, E&P Y TEA.....	70
4.2.5 Balance de Recaudos por Derechos Económicos de la ANH.....	72
4.2.6 Renta petrolera y Government Take.....	74
4.2.6.1 Renta Petrolera y <i>Government Take</i> del Contrato de Asociación.....	74
4.2.6.2 <i>Government Take</i> Contrato de Asociación Estándar.....	75
4.2.6.3 <i>Government Take</i> de los Contratos Firmados Desde la Ronda 2000 Hasta 2003, con el Modelo 70/30.....	76
4.2.6.4 Renta Petrolera y <i>Government Take</i> Nueva Concesión Yacimientos Convencionales....	77
4.2.6.5 <i>Government Take</i> de la Nueva Concesión – ANH Sin Prebendas Tributarias.....	78
4.2.6.6 Efecto Sobre el <i>Government Take</i> de las Rentas Exentas, las Deducciones y los Descuentos Tributarios.....	79
4.2.6.7 <i>Government Take</i> de la Nueva Concesión – ANH con Prebendas Tributarias.....	81
4.2.6.8 Renta Petrolera y <i>government take</i> ECOPETROL.....	82
4.2.6.9 <i>Government Take</i> de los Convenios de Explotación (Campos Maduros que Explora Directamente Ecopetrol).....	83
4.2.6.10 <i>Government Take</i> de los 40 Contratos de Asociación Vigentes (Incluidos los Extendidos), con Prebendas Tributarias.....	84
4.3 Fase III. Resultados Comparativos.....	85
4.3.1 Comparación Entre Los Dos Modelos Contractuales.....	85
Conclusiones.....	87
Referencias Bibliográficas.....	89

**Lista de Figuras**

Figura 1. Razones económicas y legales para cambiar el modelo de contrato (Parte A) .....	51
Figura 2. Razones económicas y legales para cambiar el modelo de contrato (Parte B) .....	52
Figura 3. Esquema de modelo de contratación .....	58
Figura 4. Derechos por uso de subsuelo (Cláusula 16).....	61
Figura 5. Derechos por transferencia de Tecnología (Cláusula 23).....	63
Figura 6. Derechos por precios altos (Cláusula 16).....	63
Figura 7. Cálculo de derechos por precios altos .....	65
Figura 8. Cambios regresivos en la tasa de liquidación de regalías.....	67
Figura 9. Cálculo de renta petrolera y Government Take (Contrato de Asociación) .....	75
Figura 10. Government take contrato de asociación antes de 1999.....	75
Figura 11. Government take contrato de asociación 1999-2002 .....	76
Figura 12. Calculo de renta petrolera y government take contrato de concesión .....	77
Figura 13. Government take contrato de concesión sin prenda tributaria .....	80
Figura 14. Government take contrato de concesión con prendas tributarias .....	81
Figura 15. Government take convenio de explotación (campos maduros).....	83
Figura 16. Government take 40 contratos de asociación vigentes, con prendas tributarias .....	84

**Lista de Tablas**

Tabla 1. Matriz de Riesgo que intervino en el portafolio de inversión extranjera a la industria petrolera colombiana .....	26
Tabla 2. Reservas POES agregadas desde 2004 .....	53
Tabla 3. Consumo e incorporación de Reservas Probadas de Petróleo .....	54
Tabla 4. Reservas GOES agregadas desde 2004 .....	55
Tabla 5. Consumo e incorporación de Reservas Probadas de Gas .....	56
Tabla 6. Participación en la Producción (X) contratos TEA .....	66
Tabla 7. Participación en la Producción (X) contratos E&P, E&E mediante rondas .....	66
Tabla 8. Participación en la Producción (X) contratos E&P, E&E mediante contratación directa .....	67
Tabla 9. Evidencia de manipulación en la tasa de regalías .....	69
Tabla 10. Inversiones pactadas y ejecutadas asociadas a Exploración .....	70
Tabla 11. Recaudos por derechos económicos .....	72
Tabla 12. Giros o transferencias a la nación por parte de la ANH .....	73
Tabla 13. Beneficios tributarios del sector de hidrocarburos .....	80
Tabla 14. Comparación entre modelos contractuales.....	87

## Resumen

**Título:** Evaluación de la política petrolera que buscó incentivar la inversión extranjera descrita en el Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006.<sup>1</sup>

**Autores:** José David Barrios Mejía y Mayra Alejandra Vásquez Correa \*\*

**Palabras claves:** Política petrolera, Leyes, Autosuficiencia.

### Descripción:

Desde los años 90 del siglo XX, se comenzó a presentar una grave crisis petrolera en el país, principalmente por el desabastecimiento acelerado de las reservas de petróleo. Esta crisis llevó a que en el gobierno de 2002-2006, desde el Plan Nacional de Desarrollo se planteara una nueva política de hidrocarburos en el país, se creara la ANH como administradora de la contratación y se escindiera a Ecopetrol de estas responsabilidades.

Teniendo en cuenta la problemática planteada anteriormente, esta tesis busca evaluar la política petrolera que buscó incentivar la inversión extranjera descrita en el Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006. Para responder a este objetivo se propone llevar esta evaluación en tres momentos: A). Análisis de los actos administrativos, informes gubernamentales, artículos científicos entre otros trabajos de investigación que permitan la obtención de una base de datos para su uso en la evaluación; B). El análisis de la matriz de riesgo que interviene en la toma de decisiones para establecer el portafolio de inversión por parte de las compañías extranjeras de la industria petrolera; C). Evaluar a partir de los elementos anteriormente analizados la política pública petrolera previamente identificada.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Óscar Vanegas Angarita.

### Abstract

**Title:** Evaluation of the oil policy that sought to encourage foreign investment described in the national development plan 2002-2006\*

**Authors:** José David Barrios Mejía y Mayra Alejandra Vásquez Correa \*\*

**Key words:** Oil policy, Laws, Self-sufficiency.

### Description:

Since the 90s of the 20th centuries, a serious oil crisis began to appear in the country, mainly due to the accelerated shortage of oil reserves. This crisis led the government of 2002-2006, from the National Development Plan, to propose a new hydrocarbons policy in the country, the ANH was created as the contracting administrator and Ecopetrol was separated from these responsibilities. Taking into account the problems raised above, this thesis seeks to evaluate the oil policy that sought to encourage foreign investment described in the National Development Plan 2002-2006. To respond to this objective, it is proposed to carry out this evaluation in three moments: A). Analysis of administrative acts, government reports, scientific articles among other research works that allow obtaining a database for use in the evaluation; B). The analysis of the risk matrix that intervenes in decision-making to establish the investment portfolio by foreign companies in the oil industry; C). Evaluate, based on the previously analyzed elements, the previously identified public oil policy.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Faculty of physicochemical engineering. School of Petroleum engineering. Director: Ing. Óscar Vanegas Angarita.

## Introducción

En la industria petrolera continuamente surgen cambios a nivel global, por factores geopolíticos, acciones militares y acontecimientos históricos, que modifican el precio del petróleo continuamente, lo que influye directamente en la industria petrolera colombiana. El precio del petróleo disminuye o aumenta según su oferta y demanda, fenómeno económico crucial para la creación de proyectos de exploración y explotación del hidrocarburo oleoso.

Las multinacionales petroleras toman la decisión de invertir en suelo extranjero al tener en consideración una matriz de riesgo donde no solo factores económicos como la oferta y la demanda son tenidos en cuenta, sino una evaluación exhaustiva del estado político, económico y social de la industria petrolera donde proyectan la inversión.

Para el caso colombiano, el primer gobierno de Álvaro Uribe (2002-2006) buscó atraer inversión extranjera al país debido a la alarmante cifra de la disminución de las reservas de barriles de petróleo que pasaron de 2577 millones en el año de 1997 a 1840 en el 2001 (Departamento Nacional de Planeación, 2003, p. 109). Para aumentar la inversión, se intentaron reducir los riesgos identificados en el plan: pérdida de competitividad a nivel contractual y fiscal de la época; la violencia y ataques permanentes a la infraestructura petrolera, al transporte y a la exploración; y falta de estabilidad del marco legal (DNP, 2003, p. 110).

Esta evaluación de problemáticas presentadas en el PND condujo al gobierno nacional a la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), para que esta nueva entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía reemplazara a la Empresa Colombiana de Petróleo (ECOPETROL) en su cargo como administradora de las reservas de los hidrocarburos del país (Decreto 1760, 2003, art. 4).

La ANH entre las funciones de administración de los hidrocarburos que le fueron encomendadas, principalmente la de diseñar y actualizar los contratos frente a la exploración y explotación petrolera (Decreto 1760, 2003, art. 5.3) modificó los tipos de contratación, al pasar de un contrato de asociación a un contrato de concesión, con el propósito de atraer más inversión extranjera para la exploración de nuevas áreas en el territorio nacional.

Teniendo en cuenta la problemática planteada anteriormente, esta tesis busca evaluar la política petrolera que buscó incentivar la inversión extranjera descrita en el Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006. Para responder a este objetivo se propone llevar esta evaluación en tres momentos: A). Análisis de los actos administrativos, informes gubernamentales, artículos científicos entre otros trabajos de investigación que permitan la obtención de una base de datos para su uso en la evaluación; B). El análisis de la matriz de riesgo que interviene en la toma de decisiones para establecer el portafolio de inversión por parte de las compañías extranjeras de la industria petrolera; C). Evaluar a partir de los elementos anteriormente analizados la política pública petrolera previamente identificada.

## 1. Objetivos

### 1.1. Objetivo General

Evaluar la política petrolera que buscó incentivar la inversión extranjera descrita en el Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006.

### 1.2. Objetivos Específicos

Analizar la política pública petrolera que buscó incentivar la inversión extranjera descrita en el Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006 mediante la búsqueda de actos administrativos, informes gubernamentales, artículos científicos y otros trabajos de investigación para la obtención de la base de datos que *a posteriori* se usará en la evaluación.

Analizar la matriz de riesgo que intervino en la toma de decisiones para establecer el portafolio de inversión por parte de las compañías extranjeras de la industria petrolera.

Evaluar la política pública petrolera previamente identificada.

## **2. Análisis de la Política Pública Petrolera que Buscó Incentivar la Inversión Extranjera Descrita en el Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006**

### **2.1 Antecedentes**

La nacionalización del petróleo de los países productores del Medio Oriente y el Golfo Pérsico principalmente en Irán (1953) y algunos países latinoamericanos como el caso de México (1938) y Venezuela (1976) produjo una rivalidad entre las industrias petroleras nacionales y las empresas petroleras multinacionales que tenían el control industrial a nivel mundial (Mabro, 2007).

Entre los años de 1959 y 1960 las compañías multinacionales de petróleo decidieron como forma de protección de sus capitales frente a la nacionalización reducir en un 10% el precio del petróleo crudo de los países de Medio Oriente y Venezuela. Esta situación llevó a la reunión del primer ministro del congreso árabe del petróleo Abdullah Tariki y el ministro de minas e hidrocarburos de Venezuela Juan Pablo Pérez Alfonzo, para crear un acuerdo denominado “Pacto de Maadi” (Dugarte, 2021). En este acuerdo, las compañías petroleras multinacionales debían presentar nuevos planes a los distintos países para el cambio en los precios del petróleo, sin embargo, estas medidas no se cumplieron (Dugarte, 2021).

Frente al incumplimiento de los diversos pactos y tratados con las multinacionales, en el mes de septiembre de 1960 en la “Conferencia de Bagdad” se creó la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC por sus siglas del inglés *The Organization of the Petroleum Exporting Countries*). La creación de esta organización buscaba unificar y coordinar las políticas petroleras en el mercado internacional para regular el precio del petróleo, hacer más eficiente la

economía con respecto a la explotación del hidrocarburo e incentivar la inversión en investigación frente a la industria (Organization of the Petroleum Exporting Countries, 2023).

Pasados diez años de la creación de la OPEC, en 1973 se presentó la primera crisis petrolera mundial. Las razones de la crisis se fundamentaron en la decisión de los países árabes y del Golfo Pérsico (Irán) pertenecientes a la OPEP, de no exportar petróleo a los países que apoyaron a Israel durante la guerra de “Yom Kippur” (Israel se encontraba en rivalidades con Egipto y Siria). Como consecuencia, estas decisiones aumentaron el precio del petróleo, lo que provocó cambios en la economía al generar una inflación a nivel mundial, que se tradujo en la reducción de la actividad económica de los países afectados, debido a que la industria mundial para aquella época dependía del petróleo casi en su totalidad (Fedesarrollo, 1974, pp. 131-33).

En Colombia la situación mundial no se veía reflejada de manera diferente, para el año de 1974 fue elegido presidente de la república de Colombia Alfonso López Michelsen, quien recibió el país en medio de una recesión económica mundial, afectado por las guerras y la desestabilización que desencadenó la primera crisis petrolera (Melo-Becerra, et al. 2016, p. 4). Para septiembre de 1974, el presidente López Michelsen expidió el Decreto 1970 donde proclamó el estado de emergencia económica y así intervenir de llenó en la crisis presentada para estimular la exploración petrolera y recuperar la capacidad de producción del país (Melo-Becerra, et al. 2016, p. 5).

En el desarrollo de la emergencia económica, el presidente López expidió un nuevo marco normativo para la industria petrolera en el Decreto Ley 2310 de 1974. En el enunciado Decreto, el presidente abolió el régimen de contratación por concesiones en los hidrocarburos que traía el país y delegó tanto la explotación como la exploración del crudo nacional a la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) (Decreto 2310, 1974, art. 1). Aparte de la creación del nuevo régimen en la industria petrolera, este Decreto aumentó los porcentajes de regalías para los departamentos donde

se explotaba el petróleo, quedaron estos con el 9 ½% del valor en bruto de la producción y los municipios de explotación con el 2 ½% (Decreto 2310, 1974, art. 3). Estas nuevas medidas buscaban no solo la redistribución de la riqueza nacional sino incentivar a la inversión extranjera y las actividades de exploración y explotación (Melo-Becerra, et al. 2016).

A finales de los años 80, el presidente de la república de Colombia Virgilio Barco expidió un nuevo Decreto (Decreto 2782 de 1989) que modificaba parcialmente el Decreto Ley 2310 de 1974 en materia de distribución porcentual de la producción escalonada del crudo. Esta nueva distribución que iba hasta un tope de producción acumulada de 60 millones de barriles, mantenía en una proporción de 50% la propiedad del hidrocarburo entre Ecopetrol y la empresa asociada que lo explotaba, a partir de ahí, cada 30 millones de barriles de producción acumulada, el porcentaje aumentaría en un 5% a favor de Ecopetrol, disminuyendo un 5% la propiedad sobre el petróleo de la empresa asociada hasta un máximo de distribución de 70% -30% (Decreto 2782, 1989, art. 1a).

A inicios de los años 90 se disolvió la Unión Soviética (URSS), lo que afectó de manera directa la política petrolera mundial, debido a que los países petroleros en relación directa con la URSS tenían prohibido relacionarse de manera económica con las multinacionales petroleras, lo que aceleró la inversión en estos países y la celebración de contratos por concesión, donde se llegó a ceder el derecho de explorar y explotar las zonas petroleras, con una participación del 0% de los países en la producción y obtener ganancias solo de las regalías (El Tiempo, 1991).

En el momento de la disolución de la URSS, la industria petrolera colombiana contaba con un modelo de contratos de asociación y no por concesión, lo cual volvió nada interesante los procesos de exploración y explotación de las empresas extranjeras en el país, por lo que muchas multinacionales petroleras decidieron salir del territorio nacional, lo que causó una disminución

en la exploración e inversión en los hidrocarburos y llamaba a una nueva reforma en la modalidad de contratación (El Tiempo, 1991).

Para 1994 el Consejo de Estado falló a favor de la nulidad propuesta contra el Decreto reglamentario 2782 expedido por el expresidente Virgilio Barco, al argumentar que este Decreto no podía estar por encima del Decreto Ley 2310 de 1974 dentro de la jerarquía jurídica, por lo tanto, no era posible modificar los artículos expuestos por éste (Castro y Rey, 2004). Por causa de la anulación de este Decreto, la junta directiva de Ecopetrol tuvo que modificar el contrato de asociación, para dar nacimiento al factor R, que modificó el porcentaje de participación de las empresas asociadas y Ecopetrol (Castro y Rey, 2004).

El factor R se reguló de acuerdo a la recuperación que generó la inversión de las empresas asociadas, cuando el valor del factor R (factor de inversión) tomaba el valor de 1, es decir, que la empresa recuperaba su inversión inicial, la ganancia en la participación de la empresa asociada comenzaba a disminuir con respecto a la participación de Ecopetrol, por medio de la fórmula  $50\% / R$ , hasta llegar a un porcentaje de participación  $75\%$  Ecopetrol /  $25\%$  empresas asociadas (Castro y Rey, 2004).

El factor R solo se había aplicado para modificar el porcentaje de participación en la producción acumulada del petróleo, el presidente Ernesto Samper decidió aplicar el factor R en el sector gasífero, con la diferencia que el porcentaje en la participación de las empresas asociadas comenzaría a disminuir a partir que el valor de R tuviera un valor de 2, es decir, que las empresas recuperaran el doble de su inversión como modelo de incentivo a la empresa extranjera en su inversión en el territorio nacional (Castro y Rey, 2004).

A finales de los años 90, las reservas probadas de petróleo en el país habían descendido de 3500 millones de barriles en 1992 a 1800 millones en 1998 (Melo-Becerra, et al. 2016),

demostrando la ineficiencia tanto jurídica de los decretos que regulaban la contratación, como económica en la ganancia e incentivo de las empresas extranjeras que exploraban y explotaban el crudo nacional. El presidente Andrés Pastrana (1998-2002), alertado por las bajas cifras de la reserva petrolera nacional modificó los porcentajes de participación en la producción al inicio del contrato entre Ecopetrol y las empresas asociadas, pasando de un 50%-50% a un 30% para la nación y 70% respectivamente para las empresas inversoras (Castro y Rey, 2004). Estos porcentajes después de la recuperación de la inversión por parte de las empresas, pasarían a regularse según el factor R. El presidente Pastrana decidió modificar de igual forma el porcentaje de regalías por producción, que inicialmente tenían un valor del 20% (1998), transformándose de manera escalonada según la producción individual de cada campo (Castro y Rey, 2004).

## **2.2 Cambios en la Política Petrolera Debido al Plan Nacional De Desarrollo 2002-2006**

La situación colombiana en materia de exploración, explotación y reservas de petróleo a inicios del siglo XXI no era la mejor. En el diagnóstico elaborado en el PND se identificaron múltiples problemáticas, entre ellas: la inestabilidad ya marcada del marco legal colombiano frente a los hidrocarburos y su explotación que generaba una pérdida de competitividad contractual en la industria; la reducción permanente de las reservas en millones de barriles que comenzaban a disminuir desde inicios de los años 90; los altos costos que generaba el transporte por el ataque permanente a la infraestructura y la movilidad; la concentración de la producción nacional; y, las distintas limitaciones en la oferta del crudo, del gas y del GLP (DNP, 2003, pp. 109-111).

Sumado a las problemáticas del diagnóstico en el PND, el gobierno de turno fue alertado con la posibilidad de perder la condición que tenía el país como exportador de petróleo, lo que hubiera generado una gran recesión económica y freno en el desarrollo del país (DNP, 2003, p.111). Frente al panorama presentado, se implementó una nueva política petrolera que le

permitiera a la nación ser competitiva a nivel internacional y mantener su calidad de país exportador de crudo. Como estrategia para atraer nuevos inversionistas en la exploración y explotación del petróleo, el gobierno nacional planteó cuatro líneas de acción en su PND: el mejoramiento de las condiciones de la actividad petrolera; la consolidación de la industria de los hidrocarburos; nuevos subsidios a los combustibles; y, una nueva regulación energética (pp. 109-114).

### ***2.2.1 Mejoramiento de las Condiciones de la Actividad Petrolera***

El eje central para mejorar las condiciones en la actividad petrolera en el país según el PND del 2002-2006 fue una apuesta agresiva en mejora de la inversión privada tanto nacional como internacional. La meta era recuperar más de 1000 millones de barriles en las reservas en lo que duraba el periodo presidencial (p. 112).

Para cumplir con la meta el gobierno propuso disponer de nuevas áreas de exploración y la “perforación de 150 pozos”, sumados a nuevos contratos de asociación. Para la elección de nuevos socios, la propuesta se basó en aumentar el proceso de rigurosidad en la selección y cumplimiento de las metas formuladas con cada inversor (p. 112).

Al haber detectado las incapacidades jurídicas en la contratación según el diagnóstico generado, el gobierno se comprometió a modificar el modelo de contrato en lo que corresponde a la industria de hidrocarburos, a acortar el tiempo del proceso de licenciamiento ambiental principalmente en los contratos de producción incremental, en busca de agilizar la actividad de exploración y explotación (p. 112).

A nivel de infraestructura el gobierno nacional propuso que los recursos transferidos por Ecopetrol los invirtieran nuevamente en lo que fue la creación de un *Plan maestro* para la renovación de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena. Mientras se renovaban los centros

empresariales y el país volvía a encausarse como gran exportador en la región, la propuesta de mejora de las condiciones de la industria finalizaba en brindar a las empresas contratistas libre acceso a las redes de transporte, almacenamiento de hidrocarburos y cobertura de riesgos en la fluctuación del precio del crudo (pp. 112-113).

### ***2.2.2 Consolidación de la Industria de Hidrocarburos***

Para consolidar esta industrial, el PND planteó el objetivo principal de promover las exportaciones de gas natural a todos los países vecinos de la región Caribe. De igual forma, el gobierno buscó diseñar una nueva política de exportaciones sumando a territorios de gran importancia estratégica dentro de su Plan, como la Guajira y el área de costa por fuera del Atlántico. Al propiciar los recursos y la atención a las nuevas zonas de explotación principalmente gas natural, el gobierno buscó que esta propuesta generara la integración de gasoductos que conecten con Panamá y Venezuela como forma de aprovechar la ventaja geográfica colombiana (p. 113).

Dentro de los lineamientos de la nueva política de exportaciones, el gobierno nacional estructuró esta en cuatro procesos: A). apuesta por el desarrollo de proyectos de interconexión regional; B). la generación de estabilidad en la celebración de contratos de exportación de gas a largo plazo; C). la prohibición de exportaciones de volúmenes adicionales a las reservas nacionales; y D). la entrada de nuevos agentes para la comercialización del gas natural a disposición de las políticas del gobierno (p. 113).

### ***2.2.3 Subsidios a Combustibles***

En este punto el PND identificó una problemática recurrente en el otorgamiento de subsidios tanto para la gasolina (2,19 billones 1999-2002) como para el Diesel (2,23 billones 1999-2002) que generaba la consolidación del monopolio de los combustibles en manos de Ecopetrol y

a su vez limitaba el desarrollo de un mercado nuevo, transparente y competitivo. Como solución, el gobierno propuso la creación de un nuevo sistema de precios que funcionara de acuerdo a los precios regidos por los mercados internacionales para generar estabilidad e inclusión empresarial en el sector (pp. 113-114).

La nueva regulación de precios del combustible al desmontar de los subsidios de la gasolina y el diésel, llevó a que en el PND se dejara como propuesta el incentivo de mejoras en los sistemas de transporte público de las principales ciudades del país y la promoción del uso del gas natural vehicular (p. 114).

#### ***2.2.4 Regulación Energética***

En este ítem del PND 2002-2006, el Gobierno nacional buscó crear un mecanismo que generara un ajuste en la normatividad para regular el proceso de la producción, importación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de los derivados del petróleo (p. 114).

Dentro del mecanismo se plantearon cuatro elementos fundamentales como normativas para incentivar toda la industria derivada del petróleo y hacer de este sector una línea de importancia industrial del país. Los elementos normativos son: A). fijar por parte del gobierno nacional los precios de los derivados líquidos del petróleo ajustándolos a las necesidades internacionales y resguardando su precio en casos coyunturales; B). diferenciación de costos según ejes estratégicos de seguridad fijados por el gobierno nacional basados en las demandas regionales; C). reestructuración de marcos normativos para la distribución mayorista y minorista de los distintos combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos; y D). regulación y vigilancia en periodos de actualización de los precios de los hidrocarburos (p. 114).

### **2.3 Acontecimientos**

Los planteamientos anteriormente descritos como líneas centrales del PND 2002-2006 en materia de hidrocarburos, tanto de exploración, explotación y generación de reservas se materializaron una vez entró en vigencia y aprobación en el año 2003 el PND.

Las primeras medidas que tomó presidencia fue la aprobación de la Ley 790 del 2002 que buscó actualizar y renovar la administración pública y le otorgó facultades extraordinarias al presidente para que actuara en el marco de la constitución con celeridad en la modernización de la rama ejecutiva (Ley 790, 2002, art. 1).

En materia de hidrocarburos el presidente dentro de sus nuevas facultades extraordinarias expidió el Decreto Ley 1760 del 2003 que renovó completamente no solo el modelo de contratación en esta materia, sino a su vez todo lo referente a la administración del petróleo en el país para dar cumplimiento a lo ya propuesto en el PND.

Para comprender el desarrollo del nuevo manejo de los hidrocarburos que propuso el gobierno nacional entre los años 2002-2006, es necesario analizarlo a nivel normativo y preguntarnos ¿cómo el gobierno nacional desarrolló una nueva política pública en materia de hidrocarburos como mecanismo de inversión extranjera?

### ***2.3.1 Escisión de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol***

En aras de analizar la nueva política pública en materia de hidrocarburos y responder cómo el gobierno nacional intervino todo lo relacionado en esta materia, es necesario iniciar comprendiendo una serie de medidas en esta renovación. La primera de estas medidas es la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003 que dio paso a la Escisión de Ecopetrol en el manejo administrativo en lo referente a los hidrocarburos y creó en su lugar la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH con sede en Bogotá para que administrara todo lo referente a esta temática (Decreto ley 1760, 2003, art. 1-3).

En esta misma Ley se creó la Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A. y se modificó la estructura orgánica de Ecopetrol al pasar a ser una “sociedad pública por acciones” (Decreto Ley 1760, 2003, art. 23, 33). Aunque la reorganización de los procesos de la política petrolera generó nuevos elementos, en este trabajo se profundizará en el análisis relacionado a la ANH como organismo central en la regulación de la inversión extranjera.

### ***2.3.2 Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)***

El Decreto Ley 1760 de 2003 creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos adscrita al Ministerio de Minas y Energía, para asumir todas las funciones administrativas y financieras de manera autónoma con respecto al manejo de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación (Art. 2, 4).

Dentro de las funciones asignadas a esta nueva entidad se enmarcaban como las más relevantes: la administración y asignación de áreas de interés para la exploración y explotación de hidrocarburos en el país; el diseño, la promoción, negociación, celebración y seguimiento administrativo a todo lo referente en materia de contratación de nuevas exploraciones y explotaciones del hidrocarburo; el recaudo de regalías y compensación monetaria que le correspondía al Estado por el proceso correspondiente a la exploración y explotación de los hidrocarburos; y, fijar el precio de la venta del crudo y el gas natural de uso industrial o no. (Decreto Ley 1760, 2003, art. 5).

La modernización de las políticas públicas en materia de Hidrocarburos y la creación de la ANH llevó a que esta actualizara el mecanismo de contratación con las empresas extranjeras que buscaban explorar y explotar en el territorio nacional los hidrocarburos, para comprender estos mecanismos es necesario preguntarnos ¿cuál es el nuevo sistema de modelos de contratos creado por la ANH para incentivar la inversión extranjera?

### *2.3.3 Nuevo Sistema de Modelo de Contrato de la ANH*

En pro de sus competencias, la ANH implementó un nuevo modelo de contratación en temas petroleros que tenía como base un sistema de regalías/impuestos. En este nuevo sistema, el Estado le entregaba un área determinada al contratista, y le otorgaba el derecho de exploración y explotación a cambio de una serie de prestaciones económicas fijas y una participación en la producción.

El nuevo modelo de contratos de la ANH se desarrolló en tres tipos de contratación: la extensión de contrato de asociación tanto de exploración como de explotación entre una empresa privada y la ANH; contrato de exploración y explotación específico sobre la asignación de un área de concesión; contrato de evaluación técnica donde se cedían derechos específicos de un área para su evaluación para el análisis de su prospectividad (Ministerio de Minas y Energía, 2022, pp. 8-11). A continuación de manera más detallada se explicará cada modelo de contrato.

**Contrato de asociación:** contaba con cuatro características esenciales: A). los contratos pasaban a suscribirse entre Ecopetrol y la ANH una vez finaliza el contrato que generaba la asociación; B). cuando existen en los contratos áreas de exploración, se debía firmar un convenio de producción con obligatoriedad a cumplimiento en lo que se denominó “programa mínimo de actividades”; C). cuando en los contratos no hay área exploratoria el convenio de explotación no tenía obligaciones de inversión; D). el contrato podía extenderse hasta que se agotara el recurso explotado (Ministerio de Minas y Energía, 2022, p. 11).

**Contrato de exploración y producción:** en este tipo de contratos el contratista tenía una asignación de un área específica y bajo el contrato cumplía con las siguientes características: A). tenía derecho exclusivo en la zona asignada pero la obligación de iniciar actividades exploratorias bajo un programa de inversión previsto; B). el derecho exclusivo a la producción de hidrocarburos

encontrados en la propiedad que le correspondiera y la obligación de producir los hidrocarburos propiedad del estado en la propiedad señalada; C). obligación de pagar retribuciones, regalías y costos que se acordaran en los respectivos contratos; D). obligación de programar y cumplir hasta la culminación definitiva todas las actividades de abandono que tuvieran lugar en la contratación (Ministerio de Minas y Energía, 2022, p. 9).

**Contrato de evaluación técnica:** este contrato buscaba que el contratista realizara estudios técnicos en un área determinada con costo y riesgo propio. Este contrato se efectuaba a cambio de entregar al Estado el pago por derechos del uso del suelo y otras retribuciones económicas junto a la celebración de un nuevo contrato de exploración o explotación (Ministerio de Minas y Energía, 2022, p. 11).

Aunque se generaba un nuevo modelo de contratación, Ecopetrol tenía contratos vigentes con empresas extranjeras que no podían ni finalizar, ni ser modificados en su totalidad por lo que la ANH generó un mecanismo de extensión de contratos ya existentes.

#### ***2.3.4 Extensión de Contratos***

Para septiembre del 2003 se expidió el CONPES 3245 (Consejo Nacional de Política Económica y Social), documento que autorizaba a la Agencia Nacional de Hidrocarburos y a Ecopetrol a extender el tiempo de los contratos vigentes bajo la modalidad de asociación hasta alcanzar el límite económico del yacimiento y no una temporalidad específica (CONPES 3245, 2003).

Esta estrategia de extensión de contratos vigentes, principalmente bajo la modalidad de asociación, buscó incrementar los niveles de producción del país a corto y mediano plazo con los contratos existentes y pretendía que incentivara a las empresas multinacionales para invertir en

nueva tecnología para alcanzar la máxima rentabilidad en el periodo de contratación (CONPES 3245, 2003).

Aunque se extendieron en total 14 contratos ya firmados antes del nacimiento de la ANH, los contratos de la Asociación Cravo Norte y el de la Asociación Guajira tienen especial relevancia en su extensión por el tiempo que se venían celebrando con Ecopetrol y por ser de importante ingreso en los recursos del país.

**Contrato de Asociación Cravo Norte (Campo Caño Limón).** Este contrato se firmó el 11 de junio de 1980 entre Ecopetrol y la empresa Occidental Yade Colombia (OXY). En la contratación se determinó una participación de la producción por partes iguales entre las empresas (50% -50%), después de extraer las regalías que dictaminaba la ley. El proceso de extensión como forma de incentivo se propuso hasta cumplir con el límite económico del yacimiento sin termino determinado. Esta extensión no solo era rentable para la empresa petrolera, para la nación significaba la ganancia de 94 millones de dólares más por extenderlo que por dar culminación al mismo (Presidencia de la República, 2004).

**Contrato de Asociación Guajira (Campo Chuchupa, Ballenas y Riohacha).** Este contrato se suscribió el 31 de mayo de 1974 entre la empresa Ecopetrol y Chevron Texaco. La participación de la empresa nacional al igual que en la asociación anterior era por partes iguales (50%-50%), al extenderse el contrato, la participación de la nación creció al 57%, las regalías se mantuvieron en el 20% hasta finalizar el límite económico del yacimiento (Álvaro Uribe Vélez, 2003).

Es entonces el panorama que se ha presentado en este capítulo el referente que marcó la nueva política pública como mecanismo de incentivo en la inversión de las empresas extranjeras en materia de hidrocarburos en el país entre los años 2002 y 2006. La evolución histórica de la

jurisprudencia, la creación de la ANH, los nuevos modelos de contratación y las extensiones de contratos vigentes fueron las herramientas del gobierno nacional como medida para afrontar la crisis que se venía presentando a lo largo de los años 90 en esta temática.

Ahora bien, es necesario analizar la matriz de riesgo que intervino en la toma de decisiones por parte de las compañías extranjeras para invertir en materia de hidrocarburos en el país, para esto nos preguntamos ¿qué categorías se propusieron en la construcción de una matriz de riesgo en el análisis extranjero para invertir en el territorio nacional? ¿qué elementos compone cada categoría propuesta en la matriz de riesgo como compendio importante en la elección del territorio nacional para invertir en hidrocarburos?

### **3. Análisis de la Matriz de Riesgos que Contempló la Industria Petrolera Extranjera para Invertir en Colombia**

En este capítulo se busca proponer y analizar una matriz de riesgo que permita comprender las categorías que intervinieron en la toma de decisiones para establecer por parte de las empresas extranjeras el portafolio de inversión en Colombia. Para esta matriz se tendrán en cuenta cuatro categorías centrales: política, económica, comercial y de la industria que reflejaban los diferentes riesgos a considerar en la toma de decisiones por parte de las empresas extranjeras en la inversión en el sector de hidrocarburos del país.

#### **Tabla 1.**

*Matriz de Riesgo que intervino en el portafolio de inversión extranjera a la industria petrolera colombiana.*

RIESGOS A CONSIDERAR					
Categoría	Riesgo	Descripción	Alto	Medio	Bajo
Política	Estabilidad	Estabilidad en la dirección política			
	Disputa de Fronteras	Soberanía del país sobre el territorio por el cual se firman contratos.			
	Sindicalismo	Huelgas por parte de la Unión Sindical Obrera			
	Medio Ambiente	Tramites de licencias ambientales			
	Terrorismo y Violencia	Atentados a la infraestructura y personal petrolera			
	Guerras	Conflictos bélicos entre países			
Económica	Crecimiento del PIB	Demanda de bienes y servicios internos			
	Inflación	Poder adquisitivo de la Nación			
	Deuda Externa	Préstamos a bancos internacionales			
	Balanza de Pagos	Flujo financiero internacional			
	Reservas Monetarias	Tenencia de moneda			
	Expropiación	Adquisición de bienes de propiedad privada			
Comercial	Repatriación de Capital	Entrada de capital proveniente del extranjero			
	Estabilidad Legal	Estabilidad legal de los contratos			
	Política de Precios	Precios de venta de hidrocarburos			
	Suministro Interno	Suministros internos para refinerías			
	Restricción Producción	Restricción en la producción diaria de hidrocarburos			
	Financiación	Financiación de proyectos de exploración y explotación			
De la Industria	Acceso a la Información	Información brindada por la industria			
	Negociación y Términos Contractuales	Negociación de contratos y términos contractuales de exploración y explotación			
	Geológico	Probabilidades de hallazgos			
	Operacional	Autonomía operacional de los contratistas			

	Requerimiento Logístico	Facilidad de infraestructura para la realización de actividades de exploración y de explotación.			
	Social	Relación entre la comunidad y la industria.			

*Nota.* Esta matriz selecciona los riesgos contemplados por la industria petrolera internacional, dando una breve descripción del objetivo de su evaluación.

### 3.1 Riesgo Político

En el análisis del riesgo político se tuvieron en cuenta seis elementos dentro de la categoría: la estabilidad política que encierra la unidad en la dirección política del país; la disputa fronteriza y la soberanía del país sobre el territorio contractual; el papel del sindicalismo, las huelgas y las luchas obreras; el medio ambiente y los tramites de las licencias ambientales; el terrorismo y los atentados a la infraestructura y al personal relacionado con la industria petrolera; y, las guerras y los posibles conflictos bélicos entre países.

#### 3.1.1 Estabilidad

Al referirnos a esta temática debemos tener en cuenta todos los cambios que se presentan a nivel político y que pueden afectar o no directamente la estabilidad social y económica de un país. Cuando el ejercicio político no es estable se comienzan a presentar conflictos entre los que encontramos la polarización (o aislamiento) en el parlamento sobre una tendencia o partido político determinado, problemas en los ejercicios de coalición y unidad, desconfianza en los mecanismos de elección, la inconstancia administrativa, el desorden en el calendario electoral y los radicalismos ideológicos que pueden convertir la inestabilidad política en un ejercicio dictatorial. Estos cambios constantes a nivel administrativo y legislativo alteran de igual forma el ejercicio económico al crear inflación o recesión de la economía, descontrol en los mercados y graves crisis generales (Estrada, et al., 2013).

Para evaluar la estabilidad política, es necesario tener en cuenta dos indicadores fundamentales: el primer indicador la persistencia y la durabilidad del gobierno y el segundo lo relacionado a los eventos de movilización interna del país y los de naturaleza violenta (Torrico, 2009, p. 39).

El primer indicador donde se analiza la persistencia y la durabilidad del gobierno, se debe medir en años o meses de permanencia, en el caso colombiano la estabilidad democrática. Sumado al tiempo de estabilidad es necesario conocer las características propias de cada régimen de gobierno (su tendencia política), el tipo de autoridad gubernamental y las funciones y división entre poderes establecida (Torrico, 2009, pp. 39-40).

En el segundo indicador, lo relacionado a los eventos de movilización, para tener una medida más precisa es necesario conocer la frecuencia de acontecimientos como disturbios, revoluciones, acciones armadas, huelgas, manifestaciones, entre otras que permitan construir variables del grado de estabilidad. Es importante que la frecuencia de estas variables de acontecimientos y movilizaciones no se asuma como el proceso de estabilidad, sino que sirva como punto de partida en la toma de decisiones (Torrico, 2009, pp. 39-40).

### ***3.1.2 Disputa de Fronteras***

La disputa de fronteras en el caso latinoamericano ha sido un elemento muy marcado de debate a nivel geopolítico y estratégico en la inversión de los mercados en estos territorios. Principalmente estas disputas fronterizas se han catalogado como numerosas y que evolucionan hacia la guerra (Cario y Lois, 2014, p. 40). Desde el siglo XIX hasta 1990 se han presentado en todo el continente un total de 42 disputas territoriales entre países que ya han sido resueltas, de las cuales Colombia ha participado en 7 de estas siendo la última a mediados de los años 30 (Cario y

Lois, 2014, p. 51), lo que generaba estabilidad para el proceso de inversión extranjera en el territorio nacional en las fechas estudiadas.

### **3.1.3 Sindicalismo**

En Colombia el ejercicio sindical se comenzó a gestar desde inicios del siglo XX con la aparición de la Sociedad Unión Obrera y las primeras huelgas que exigían mejores condiciones de trabajo en los años 20 del siglo pasado (Vargas, 1992, p. 51). En 1934, la Sociedad Unión Obrera desaparece para dar paso a la conocida hoy como Unión Sindical Obrera USO, que aglomeraba distintos sindicatos de empresas petroleras en el país (Vargas, 1992, p. 83).

A lo largo del siglo se presentaron diversos levantamientos y huelgas de la USO y los sindicatos frente a las políticas empresariales, entre ellos la huelga de las bananeras que terminó convertida en una masacre de los sindicalistas, la huelga de 5000 trabajadores que cesaron su actividad en 1935 exigiendo mejores condiciones laborales a la empresa *Tropical Oil Company*, las huelgas obreras del 48 por el despido masivo de trabajadores, las huelgas de la USO en 1963 que comienzan a relacionar a este accionar con los nacientes movimientos revolucionarios, y un número constante de levantamientos sindicales en los años venideros que enmarcaban la actividad de explotación de hidrocarburos con graves violaciones laborales y girar en un sentido opuesto del desarrollo social (Vargas, 1992, pp. 83-84, 103, 168).

En los años 90 la lucha sindical de la USO se trasladó al orden internacional al buscar frenar que el presidente Andrés Pastrana (1998-2002) incluyeran al país en las exigencias de los organismos del capital financiero internacional (Fondo Monetario Internacional), que buscaban desde gobiernos anteriores como el del presidente Ernesto Samper (1994-1998), una apertura total de las políticas de explotación de los hidrocarburos nacionales (Triana, 2009).

A inicios del periodo estudiado, para noviembre de 2002 se presentaron nuevas huelgas y pliegos de cargos de la USO frente a Ecopetrol en materia laboral, conflicto que escaló hasta la reforma e implementación del Decreto Ley 1760 de 2003 que llevó un año más tarde a una nueva huelga que ocasionó el despido de más de 300 trabajadores que posteriormente debieron ser reintegrados por orden de un tribunal de justicia (Orjuela, 2020).

El Cinep como centro de pensamiento y de estudios políticos al analizar desde 1975 hasta el año 2000, determinó que existían siete grandes motivos de las luchas laborales en el país: la violación de pactos laborales 42.1%; las condiciones laborales 39%; los derechos de los obreros 10.3%; la crítica actuación de las autoridades 2.8%; las políticas de la compañía 2.7%; la solidaridad con otras causas 1.6%; y, los servicios sociales 1.5% (Delgado, 2002, p. 64).

Tanto la historia de lucha sindical que ha llevado a cabo la USO desde su creación hasta el periodo estudiado (2002-2006), como los distintos análisis de los motivos de esa lucha que plantea el Cinep, determinaron en nuestra matriz el nivel de riesgo que debían tomar las empresas frente a al sindicalismo, y las medidas *a priori* en la contratación de los trabajadores a la hora de licitar un contrato.

### **3.1.4 Medio Ambiente**

El tema del medio ambiente comenzó a tomar importancia mundial a inicios de los años 70 con la promulgación del “día mundial del medio ambiente” que se celebró por primera vez el 5 de junio de 1972 (Fundación Terram, 2016). Desde esa época se abrieron las agendas mundiales a tener en cuenta el medio ambiente en todas las actividades humanas principalmente en la industria y el desarrollo industrial.

En el caso colombiano, el tema del medio ambiente a mediados de los años 90, se convirtió en un factor de importancia al momento de firmar contratos de exploración y explotación petrolera,

debido a la necesidad de expedir una licencia ambiental en cada proyecto de hidrocarburos que se otorgaba. Las licencias ambientales reguladas por la Ley 99 de 1993, se expedían por medio de las autoridades ambientales (principalmente el Ministerio de Ambiente) y permitía o no la ejecución de los proyectos que obligaba al beneficiario en el cumplimiento de requisitos y obligaciones sobre el manejo de los efectos ambientales vinculados a los proyectos a ejecutar (Ley 99, 1993, art. 50).

Antes del final de su periodo presidencial, el presidente Andrés Pastrana (1998-2002) realizó cambios en la Ley 99 de 1993 principalmente en el tema del Título VIII, sobre las licencias ambientales, donde a través del Decreto 1728 de 2002 creó un plan de manejo ambiental para generar acciones de transformación y cuidado del medio ambiente en los proyectos, principalmente, del sector de los hidrocarburos (Decreto 1728, 2002, art. 1).

A la llegada del presidente Álvaro Uribe, la normativa cambió una vez más derogándose el Decreto 1728 de 2002 por medio del Decreto 1180 de 2003. El objetivo del gobierno de Uribe era facilitar el proceso de las licencias ambientales y crear una licencia ambiental global, que otorgara la autorización para el desarrollo de todas las obras en la etapa de explotación petrolera bajo la misma licencia (Decreto 1180, 2003, art. 4). El tiempo de expedición de la licencia también cambió de 2 años a 6 meses como forma de agilizar la exploración y explotación de hidrocarburos por parte de los nuevos contratos.

Esta flexibilidad del manejo del medio ambiente y la globalidad de la licencia ambiental convirtieron a este elemento de la categoría política en un riesgo que se podía solventar fácilmente, al eliminar los tiempos de espera muy largos para comenzar a operar por parte de las empresas extranjeras, mejorando la evaluación del país en materia medioambiental desde el punto de vista normativo.

### *3.1.5 Terrorismo y Violencia*

La violencia y el conflicto en Colombia ha sido una constante desde el proceso independentista. A lo largo del siglo XIX se presentaron en el país innumerables guerras civiles que marcaron la pauta en la administración del Estado por parte de las elites bipartidistas, la iglesia y los sectores populares hasta final de siglo con llegada de la Regeneración (Palacios, 1995, p.15).

En el siglo XX, la guerra y el terrorismo tanto estatal como de agrupaciones insurgentes y paramilitares no cesaba. Distintos acontecimientos como el surgimiento de las guerrillas liberales y la pacificación de la República Liberal en los años 30, la muerte de Gaitán y el inicio de la época denominada La Violencia en Colombia, la dictadura militar de Rojas Pinilla y el inicio del Frente Nacional, el nacimiento de las nuevas guerrillas con tendencias socialista y la creación del paramilitarismo moderno (Palacios, 1995), creaban una encrucijada en Colombia entre la legitimidad y la violencia, por lo que se hacía poco atractivo el territorio nacional a la inversión extranjera.

En los años ochenta en todo el territorio nacional, la violencia parecía no tener fin. Las guerrillas avanzaban en su accionar diario; los paramilitares aterraban la población con todas las formas de violencia; la fuerza pública, a pesar de ser la defensa de la nación golpeaba al campesinado en medio de las acciones de retoma de los territorios; los narcotraficantes llenaban de terror ciudades y campos y en la dirección política del país primaba la corrupción (Arias, 2013, pp. 156-166).

El gobierno nacional preocupado por los hechos de violencia que seguían en crecimiento en los años 80 como la toma del palacio de justicia por parte del M-19 y el asesinato de líderes sociales comenzó a buscar los primeros pasos hacía prácticas de paz. El primero de estos fue llamar al diálogo nacional entre sectores políticos, sociedad civil e insurgencia que culminó con la

creación de la Unión Patriótica y la desmovilización de la mayoría de guerrillas menos el ELN y las FARC-EP (CNMH, 2014, p. 120-126).

Sin embargo, las políticas de paz no fueron fructíferas, la Unión patriótica fue exterminada por los grupos paramilitares entre finales de los años 80 y comienzos de los años 90 y de manera recurrente asesinaron a candidatos presidenciales de todos los partidos políticos, principalmente de izquierda que se disputaban las elecciones de los años 90 (CNMH, 2014, p. 126-129).

A inicios de los 90, el presidente Cesar Gaviria (1990-1994) convocó una Asamblea Nacional Constituyente que reconfigurara el camino político y económico del país y trajera consigo nuevas expectativas de paz (CNMH, 2013, p. 218-223). Creada la nueva constitución, la guerra no cesó como se proponía, y aunque el país logró frenar el avance de los carteles de la droga con la muerte de Escobar y la extradición de hermanos Orejuela, Colombia seguía sumida en la una historia violenta que ahuyentaba las inversiones extranjeras.

El presidente Pastrana (1998-2002) volvió a intentar nuevos diálogos de paz con la insurgencia de las FARC en el Caguán, creando una zona de despeje que no generó sino la reorganización de la guerrilla sin ninguna perspectiva de pacificación (Arias, 2013, pp. 179-185). A la llegada del presidente Uribe (2002), los ataques a la infraestructura petrolera por parte de la insurgencia y el crecimiento del paramilitarismo eran la realidad de la época por lo que el presidente optó porque el gobierno desistiera de cualquier negociación de paz y se recuperara el país con “mano dura” para derrotar militarmente a los grupos armados (Arias, 2013, p. 186).

Desde el análisis de la matriz propuesta, la actitud tomada por el gobierno nacional de frenar la violencia desde lo militar podía traer un doble panorama: por un lado, dar tranquilidad a las empresas extranjeras en su inversión porque quizá en poco tiempo los grupos terroristas serían

eliminados; por otro lado, crear un clima de guerra podía entorpecer la inversión extranjera hasta que esta no viera los resultados óptimos para invertir en el territorio nacional.

### **3.1.6 Guerras**

A nivel de conflictos bélicos entre países, Colombia no disputaba militarmente un enfrentamiento desde 1932-1933 que se llevó a cabo la guerra colombo-peruana. Esta guerra inició por la toma del Municipio de Leticia por parte de Perú en septiembre de 1932 y vio su fin en el Acuerdo de Río de Janeiro el 19 de junio de 1934 que le devolvería la administración del puerto amazónico a Colombia (Atehortúa, 2007).

El ejército colombiano ha participado con el apoyo de unidades armadas a ejércitos aliados en la Segunda Guerra Mundial y con el Batallón Colombia en la Guerra de Corea entre los años de 1950-1953 (Atehortúa, 2008). En el tiempo estudiado, Colombia no mostraba intención alguna beligerante hacía ningún país por lo que creaba un clima de paz internacional por parte del país brindando en el análisis de la matriz seguridad para ser evaluada en este aspecto por las empresas extranjeras.

### **3.2 Riesgo Económico**

Para el estudio de la categoría riesgo económico de la matriz de riesgos analizada, se tuvieron en cuenta seis elementos: El crecimiento del PIB y las proyecciones del mismo desde la demanda de bienes y servicios; la inflación y el poder adquisitivo de la Nación; la deuda externa y la capacidad de endeudamiento de Colombia; la balanza de pagos y el flujo financiero internacional; las reservas monetarias y la tenencia de la moneda; y, finalmente la expropiación y la adquisición de bienes de naturaleza privada.

### ***3.2.1 Crecimiento del PIB***

La medición del Producto Interno Bruto PIB es fundamental a la hora de la toma de decisiones por parte de las empresas para invertir en un sector o país determinado. En Colombia, entre los años de 1994 a 1998 (gobierno de Ernesto Samper), el valor del PIB tuvo una tendencia a la baja, donde su porcentaje pasó del 5.6% al 0.6% (Jaramillo, 1997). Los estudiosos del tema consideran que el fracaso económico en la administración de Samper se da por su política denominada “el salto social”, y su financiamiento obtenido de un 10% del PIB entre 1991 y 1994, y un 13.5% del PIB al final de 1998 (Jaramillo, 1997). La crisis que generó la caída del PIB llevó al país a una nueva emergencia económica, un recorte financiero en los programas sociales, aumento del desempleo, el incumplimiento en las metas de inflación y un aumento significativo en los índices de pobreza Jaramillo, 1997).

Para el año de 1998 el presidente Andrés Pastrana (1998-2002), recibe al país en una crisis económica con un crecimiento del PIB de apenas el 0.6%. Un año más tarde (1999) el problema no mejoraría y el PIB se mostró de manera negativa en -5.2% (Expansión, 2006). Las políticas económicas del gobierno de Pastrana lograron incrementar para el final del mandato solamente un 2.5% de crecimiento del PIB, lo que significaba una muy lenta recuperación de la economía (Expansión, 2006).

En los años estudiados, las nuevas políticas de inversión del presidente Uribe generaron el crecimiento del PIB de un 2.5% a un 6.7% con una tasa de inversión representada en un 16.5% del valor del PIB (El Colombiano, 2010). Sin embargo, en el análisis de la matriz, para las empresas extranjeras apenas iniciaba un clima de confianza en la estabilización económica de Colombia que iniciaba con las nuevas políticas en materia de hidrocarburos.

### ***3.2.2 Inflación***

En la década de los 90 la inflación en Colombia había alcanzado valores de más del 30%, lo que significaba hacer un cambio en las políticas económicas de manera urgente en el país. El presidente elegido ese año Cesar Gaviria (1990-1994) implantó tres políticas a nivel económico para disminuir urgentemente los índices de inflación y atraer a inversores externos al país: la primera política fue un proceso de apertura económica, pasando de ser un país proteccionista a un país abierto a la inversión; la segunda política era la transparencia en relaciones internacionales que generara confianza en el inversor; y, la tercer apuesta de Gaviria fue la lucha implacable contra la inflación (Ochoa y Martínez, 2005).

Para 1994 en el Gobierno de Ernesto Samper (1994-1998), la inflación había bajado a un poco menos del 20% lo que demostró que las políticas económicas del país iban por buen camino. A la llegada del gobierno de Andrés Pastrana (1998-2002), los valores de la inflación descendieron notoriamente a un valor de 9.30%, cifras que seguirían descendiendo en el primer gobierno de Álvaro Uribe (2002-2006) llegando a un valor histórico de solo el 4.70% de inflación (Ochoa y Martínez, 2005).

Para el análisis de la matriz propuesta, la reducción de la inflación desde los años 90 significaba para los inversores un símbolo de estabilidad económica que podría permitir una inversión a largo plazo en uno de los sectores de mayor crecimiento como los hidrocarburos, lo que apuntaba a un bajo riesgo en la inversión.

### ***3.2.3 Deuda Externa***

El papel de la deuda externa es reflejar internacionalmente la capacidad de endeudamiento de los países. De acuerdo con las cifras del Banco de la República, para el año de 1998, ya finalizando el gobierno del presidente Ernesto Samper (1994-1998), la deuda externa ascendía a

36.606 millones de dólares, un 37.2% del PIB (El Tiempo, 2002). Al finalizar el periodo presidencia siguiente en el 2002, la deuda creció a un preocupante 45.2% del PIB, lo que generaba un riesgo en la capacidad de endeudamiento del país para grandes proyectos (El Tiempo, 2002).

En el primer periodo presidencial de Álvaro Uribe (2002-2006), la deuda externa se mantuvo en valores entre 38.4 y 38.7 millones de dólares hasta 2005, y disminuyó a 32.35 millones en el 2006 (El Tiempo, 2002). Marcando un panorama atractivo en la matriz de inversión analizada en este trabajo, porque las empresas extranjeras les representaba la posibilidad de pedir préstamos ante la banca internacional.

### ***3.2.4 Balanza de Pagos y Reservas Monetarias***

La balanza de pagos de Colombia registra los flujos reales y financieros que el país intercambia con el resto de las economías del mundo, como lo define el Manual de Balanza de Pagos y Posición de Inversión Internacional del FMI (2009). En esta balanza se definen tanto los activos financieros compuestos por oro en lingotes, participación capital en fondos de inversión de los países y los derivados financieros, así como los pasivos enmarcados en la deuda pública (Fondo Monetario Internacional, 2009, pp. 83-86).

Esta balanza de pagos se refleja en la matriz en la importancia de los pagos a la deuda, entre mayor capacidad de pago y tendencia positiva, será menor el riesgo y mayor el interés de inversión, diferente si esta balanza se comporta de manera negativa, porque la moneda de la nación se devalúa creando un riesgo económico para el inversionista extranjero al momento de obtener utilidades y rentabilidad en su negocio.

En el caso colombiano, a finales del año 2003, la balanza de pagos marcaba un déficit del 1.8% del PIB, lo que significaba una disminución con respecto al porcentaje del año 2002 (Banco de la República, 2004). El saldo de las reservas internacionales colombianos disminuyó en el 2003

en US\$184 millones, y se dio como resultado de las “ventas de divisas por US\$238 millones, ejercicio de las opciones de acumulación (US\$106 m) y des acumulación de reservas (US\$344 m), así como por el traslado de utilidades al Gobierno por US\$250 m” (Banco de la República, 2004). Para un inversor en la evaluación de la matriz esto podría significar un riesgo importante, sin embargo, el gobierno nacional intentó compensar este déficit con el rendimiento neto del portafolio de inversión de las reservas internacionales que generó ingresos de divisas por US\$464 millones de dólares (Banco de la república, 2004).

### ***3.2.5 Expropiación***

El papel de la expropiación siempre ha marcado un temor para la industria internacional y los privados particulares. En el caso colombiano, a inicios de los años 90, la Ley 9 de 1989 y su posterior modificación la Ley 2 de 1991 reglamentaban esta figura y autorizaban la expropiación a las empresas internacionales o privados y sus bienes cuando la utilidad pública o el interés social fuera superior al de los particulares (Ley 9, 1989; Ley 2; 1991).

A solicitud del gremio inversor privado, el presidente Ernesto Samper (1994-1998) modificó las leyes de expropiación y creó la Ley 388 de 1997 para regular y garantizar la propiedad privada y los derechos adquiridos sobre la misma en el país (Ley 388, 1997). Esta apuesta de salvaguardar la propiedad privada en el análisis de la matriz creaba un clima de seguridad y marcaba un bajo riesgo en que esta figura fuera a afectar las inversiones en el área de hidrocarburos por parte de los entres privados.

El análisis de la categoría económica de la matriz permite comprender cómo se abrió el país desde los años 90 hasta el periodo estudiado (2002-2006) a nivel económico para crear un clima de estabilidad financiera e incentivar la inversión disminuyendo el riesgo de la misma y aumentando los índices de ganancia en las empresas inversoras.

### **3.3 Riesgo Comercial**

La categoría de riesgo comercial permitió desde la matriz analizar la rentabilidad o no que tuvieron las inversiones de los privados en la exploración y explotación de hidrocarburos. Para comprender esta categoría se analizaron los siguientes elementos: la repatriación del capital proveniente del extranjero en capital nacional; la estabilidad legal de la contratación; la política de estabilidad en los precios de venta de los hidrocarburos; el suministro interno necesario para la refinación del hidrocarburo; las restricciones de producción o no de los hidrocarburos; y, la financiación de proyectos de exploración y explotación.

#### ***3.3.1 Repatriación de Capital***

En la década de los 90 frente a la repatriación de capitales extranjeros a suelo colombiano, estos no podían exceder en el año el valor del capital invertido inicialmente. Si esto sucedía, se debía pagar una tasa del 25% como impuesto sobre el capital que excedía los límites y solicitar al Banco de la República un permiso de transferencia del capital (El Tiempo, 1992).

Esta repatriación de capitales se reglamentó bajo la Ley 49 de 1990, donde se estimulaba y reglamentaba en materia tributaria este proceso y se estipulaban las distintas excepciones al impuesto (Ley 49, 1990). Sin embargo, sobre los años estudiados 2002-2006, la ley no tuvo variación y se seguía cobrando un impuesto a la repatriación de capitales, lo que alertó a las inversiones extranjeras, materia de análisis en esta matriz sobre el riesgo medio que podía traer este tipo de tributación a los capitales de inversión, solamente hasta el 2009 se comenzó el proceso de reforma tributaria que eliminó completamente este impuesto.

#### ***3.3.2 Estabilidad Legal***

La estabilidad legal de un país asegura el grado de inversión de las empresas extranjeras y la responsabilidad contractual que se adquiere por parte de las administraciones nacionales frente

a los contratos. En la matriz planteada la estabilidad genera seguridad a las empresas extranjeras y reduce el riesgo en la celebración de contratos. Desde los años 90, el país ganó un corpus en materia administrativa, creando leyes en distintas esferas que regularan y condicionaran los aspectos socioeconómicos, los derechos de las partes en las contrataciones internacionales, el cumplimiento de los objetivos definidos en los contratos sin que se estos fueran alterados por situaciones políticas o legales imprevistas en el contrato. Sin embargo, eran normas independientes que podían modificarse y no garantizaban la estabilidad jurídica como disminución de riesgo en la inversión.

Para el año 2005, la estabilidad jurídica buscada por las empresas de forma totalizante, fue materializada en Ley 963 de 2005, ley de estabilidad jurídica. El fin principal de su promulgación era generar una mayor confianza en la inversión y beneficio en los contratos por parte de los extranjeros. La ley garantizaba al inversionista durante la vigencia contractual, la permanencia de leyes vigentes en el contrato que se modificaran en la ejecución del mismo y ocasionaran pérdidas en la ganancia o la inversión realizada en el territorio nacional (Ley 963, 2005, art. 1).

### ***3.3.3 Política de Precios***

La política de precios como principio económico determina el valor de un producto ofrecido a la venta por una determinada empresa sin importar el carácter de la misma. En el caso de la industria de hidrocarburos colombiana, las empresas extranjeras fijaban los precios con el estado para la venta del crudo en el territorio nacional. En algunos casos a manera de incentivo, el precio del barril bajaba con respecto al precio del barril internacional (Decreto Ley 1760, 2003, art. 5.14). El proceso de precios se reguló con la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003 donde se creó la ANH y se le asignó como la entidad encargada del proceso de la regulación de los precios.

El consejo directivo de la ANH en su función de incentivar a los inversionistas extranjeros decidió fijar el precio del petróleo crudo de concesión, que tenía como destino la refinación interna o su utilización en el país a un precio internacional de exportación, para no exigir a estas empresas precios especiales para el país por la compra del crudo nacional. Estas garantías disminuyen el riesgo en la inversión analizado en la matriz, al saber que el precio del petróleo se regulaba por estándares internacionales sin concesiones especiales para el mercado nacional interno.

#### ***3.3.4 Suministro Interno***

El suministro interno de petróleo son los barriles necesarios para suplir la demanda de hidrocarburos en el país. En los años 90, se les exigía a las empresas extranjeras que explotaban hidrocarburos en la nación atender de manera preferencial antes que su venta al exterior, las necesidades de crudo en Colombia. Con la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003 y la creación de la ANH, las empresas extranjeras pasaron a tener total autonomía en la venta de su producto, sin tener en cuenta los requerimientos del mercado nacional (Decreto Ley 1760, 2003).

Eliminar el requisito de disponibilidad del material extraído para el mercado nacional disminuía notablemente los niveles de riesgo en el análisis de esta categoría en la matriz empresarial que evaluaba la contratación con el país.

#### ***3.3.5 Restricción de Producción***

En la industria petrolera los grandes países productores del petróleo que pertenecían a la OPEP en la época estudiada (2002-2006) tenían restricciones en la producción. La OPEP fijaba a estos países cuotas en la producción que debían cumplirse, lo que esto restringía a cada empresa petrolera privada por separado. En el caso colombiano, no existían restricciones de producción y las nuevas modalidades de contratación permitieron que los contratos se extendieran hasta agotar

el recurso. Esta apuesta de incentivo del país hacía muy bajo el riesgo con lo referente a la restricción de producción.

### **3.3.6 Financiación**

La industria petrolera necesita de grandes cantidades de dinero para su financiación, los bancos internacionales ayudan generalmente en este proceso tanto en los proyectos de exploración como en las fases de explotación. No obstante, no todos los proyectos presentados a los bancos internacionales son financiados, debido a que existen altos índices de riesgos de fracaso en esta industria, por lo que las empresas contratistas deben recurrir a acuerdos con el país en el que contratan frente a esta materia.

En los años 90, antes de la creación de la ANH, Ecopetrol se encargaba de contratar con las empresas extranjeras para la exploración y explotación de hidrocarburos en el país. Ecopetrol impedía que los proyectos fueran financiados por bancos internacionales como forma de reducir el nivel de riesgo y deuda de la empresa nacional frente a los bancos internacionales. Esta política disminuía notablemente los portafolios presentados por las empresas, debido a que no todas contaban con el capital requerido para los contratos y preferían desistir del proceso.

A la llegada de la ANH en el 2003, como apertura para atraer nuevas empresas extranjeras, la modalidad de contratación cambió, permitiendo que los contratantes tuvieran vía libre para que realizar préstamos a bancos internacionales y financiar de esta manera sus proyectos cuando su capital no fuera suficiente.

A nivel comercial, en la matriz de riesgo, esta categoría parece ser la más atractiva que tenían las empresas a la hora de definir su inversión o no en el territorio nacional. La jurisprudencia de la época restringía muy poco creando un ejercicio de apertura a estas empresas para invertir en el suelo colombiano en la industria de hidrocarburos.

### **3.4 Riesgos de la Industria Petrolera**

Finalmente, la cuarta categoría en la matriz de análisis del portafolio de las empresas extranjeras en la inversión en Colombia, son los riesgos propios de la industria petrolera. Para comprender estos riesgos se analizaron seis elementos determinados así: acceso a la información principalmente brindada por la industria en lo referente al desarrollo del ejercicio contractual; la negociación y los términos contractuales de la misma en los contratos de exploración y de explotación; el tema geológico y las probabilidades de hallazgos; el proceso operacional y la autonomía contractual; el requerimiento logístico y la facilidad de infraestructura en las actividades contractuales; y, finalmente lo social y la relación con la comunidad.

#### ***3.4.1 Acceso a la Información***

La información previa en todo proyecto es esencial, es por eso que se constituyó como una característica de la categoría de los riesgos de la industria petrolera. Al iniciar un proyecto de exploración o explotación, esta información es una guía que facilita cada uno de los procedimientos. La información le permitía al inversionista tener claridad al momento de perforar pozos, donde se abarque la litología, las cuencas sedimentarias, la sísmica, la geotérmica, las columnas estratigráficas, entre otras, que permitan tener una idea de la estructura y componentes del subsuelo en el cual las empresas petroleras pretendían la búsqueda de hidrocarburos.

Antes de la creación de la ANH, no existía reglamentación para que Ecopetrol compartiera información con las empresas petroleras acerca del subsuelo donde se realizaban los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos. Esta falta de flujo de información se consideraba como un riesgo mayor en la inversión y provocaba que se ralentizaba el proceso de búsqueda y explotación.

Con la creación de la ANH, se creó la Litoteca Nacional, donde se puso a disposición toda la información geológica de las zonas de interés para la exploración y explotación de hidrocarburos para cualquier empresa que las solicite. Esta medida permitió que se redujera el riesgo en el desconocimiento del suelo a contratar.

### ***3.4.2 Negociación y Términos Contractuales***

Antes de la creación de la ANH, Ecopetrol era el encargado de negociar los contratos con las empresas extranjeras, lo que dificultaba el proceso de contratación ya que estos eran por asociación como se ha explicado anteriormente. El giro en la política contractual petrolera con la creación de la ANH se dio con el fin de encargar a esta entidad de toda la contratación que se requiriera (Decreto Ley 1760, art. 5).

Los términos contractuales son los acuerdos pactados entre las partes, al momento de firmar un contrato. Para el caso colombiano, la ANH rediseñó por completo los términos contractuales especificando tres puntos esenciales así:

**3.4.2.1 Extensión del área contratada:** esta es una de las cláusulas del contrato que varía dependiendo lo acordado. Antes de la ANH, el área se delimitaba en un máximo de 1 millón de hectáreas a explorar y explotar, límite que eliminó la Agencia al crear requisitos de no contratación por si el área era parte de una zona de reserva, no se operaba en ella o se abandonaba por fuera de los límites contractuales (Castro y Rey, 2004, pp. 113-115).

**3.4.2.2 Términos de la exploración:** el período de exploración enmarcado por Ecopetrol en el área contratada era de tres años, y podía ser prorrogado por tres años más, solo si la empresa contratista cumplió con sus obligaciones a pie de contrato. Las actualizaciones de la contratación de la ANH fueron primero extender el tiempo de exploración a seis años desde la firma del

contrato. La prórroga de la exploración podía proponerla el contratista hasta que se generara la culminación de los pozos que dieran inicio con la explotación (Castro y Rey, 2004, pp. 115-116).

**3.4.2.3 Términos de la explotación:** el término que planteó la ANH para la explotación de un contrato petrolero fue de máximo 24 años, un término medio a diferencia de los tiempos de contratación de Ecopetrol en asociación que iban a 22 años, o los anteriores de concesión que se extendían a 30 años (Castro y Rey, 2004, p. 119).

El contratista podía prorrogar el contrato de explotación por 10 años más según la necesidad del mismo hasta un total de 34 años, para esto debía cumplir lo siguiente: primero, solicitar a la ANH la extensión antes del último año de contrato y no antes de los 4 últimos años de la contratación; segundo, el área de explotación debía producir hidrocarburos de manera regular como se estipulaba en el contrato; tercero, el contratista debía demostrar el mantenimiento y la perforación de nuevos pozos constantes, cuatro años antes de solicitar esta prórroga. Si se cumplían con estos requisitos, la ANH prorrogaba el contrato (Castro y Rey, 2004, pp. 119-1120).

El nuevo proceso contractual liderado por la ANH abrió aún más el proceso de contratación para exploración y explotación de los hidrocarburos a empresas extranjeras, lo que redujo los riesgos de la matriz de análisis de portafolio de los contratistas al tener mayores libertades y tiempos de explotación contractual con menores requisitos. Un ejemplo de estos primeros contratos liderados por la ANH es el contratado con la Unión Temporal Omega Energy sobre la zona operacional de Bellavista y que aplica a cabalidad lo mencionado en este trabajo comenzando con la transformación contractual en el sector de hidrocarburos (ANH, 2004).

### **3.4.3 Geológico**

El riesgo geológico de la industria petrolera en Colombia, está centrado principalmente en la calidad de las zonas ofrecidas como prospectos en la contratación de la exploración y

explotación de hidrocarburos. La calidad se mide por el porcentaje de probabilidad de encontrar yacimientos con grandes reservas de petróleo o gas natural. Estos elementos hacen de lo geológico un punto importante a la hora de determinar el riesgo en la matriz para las contrataciones, debido a que muchas exploraciones resultan con un potencial muy bajo en términos de explotación del mineral.

Informes internos de Ecopetrol muestran las probabilidades que tienen las empresas extranjeras de encontrar hidrocarburos, datos utilizados por la creada ANH desde el 2004, para valorar el territorio ofrecido en concesión. Según Ecopetrol, la probabilidad en estudios de encontrar petróleo en un contrato es apenas del 11%. En caso de ser encontrado, la probabilidad que se puedan extraer más de mil millones de barriles es solo del 2.72%, lo que hace que el riesgo para las empresas contratistas en esta materia sea muy alto.

#### ***3.4.4 Operacional***

En la industria de los hidrocarburos en Colombia, la operación de los campos explorados ha estado a cargo de la empresa asociada o el concesionario. Esta libertad puede ser riesgosa o no si se evalúa a tiempo los posibles riesgos dentro del portafolio de inversión. Sin embargo, este proceso operacional se rige según la ANH por dos principios fundamentales, la autonomía y la responsabilidad (Castro y Rey, 2004, p. 122).

Frente a la autonomía, el contratista tiene el control total de las operaciones para la exploración y explotación del sitio asignado, por lo que son sus propios medios los que debe utilizar para una correcta planeación y ejecución (Castro y Rey, 2004, p. 122).

En cuanto a la responsabilidad como principio operacional, todos los daños o pérdidas que ocasione el contratista o se generen por la naturaleza serán de su responsabilidad, asumidos en su

totalidad y mitigados por la empresa contratista, salvo que estos sean cometidos por terceros en los actos terroristas (Castro y Rey, 2004, pp. 122-123).

### ***3.4.5 Requerimiento Logístico***

Las empresas petroleras que llegan a un nuevo país en busca de explotar hidrocarburos evalúan dentro de sus riesgos de inversión todo lo que requieren con respecto a la infraestructura que facilite las actividades contractuales exploratorias y de explotación. Entre estas infraestructuras están principalmente las vías de acceso a los territorios, la red de oleoductos, red de gasoductos, puertos marítimos y aeropuertos mercantiles, los servicios públicos entre otros.

Desde los años 50 el país ya construía los primeros oleoductos que facilitarían el transporte del crudo a los sitios de abastecimiento y comercio. Con la creación de la ANH, se planeó la mejora en la infraestructura vial, el acceso a las zonas de interés para la exploración y explotación de hidrocarburos, el incremento de la red de oleoductos, gasoductos y poliductos a lo largo del territorio colombiano. En la fecha estudiada este riesgo era alto, porque las mejoras estaban en diseño y aún las condiciones de la explotación no eran las mejores.

### ***3.4.6 Social***

Las comunidades del territorio colombiano ocupan un lugar importante en los procesos llevados a cabo en la industria de los hidrocarburos en el país. En algunos casos pueden ser afectadas directamente con las operaciones que realizan las empresas en la búsqueda y explotación de hidrocarburos. Esta afectación puede darse por la contaminación o por la deforestación de las zonas licitadas (Bravo, 2007, p. 2).

En cuanto a la contaminación, esta se da de manera química, por la producción de agentes químicos propios de la industria petrolera; sonora, por las constantes detonaciones en la excavación y lumínica, por la quema de gas constante (Bravo, 2007, p. 2). En la afectación por

deforestación también se encuentran tres tipos de la misma: clarear el bosque por la infraestructura, la construcción de campamentos para el trabajo, y, el impacto del transporte pesado (Bravo, 2007, p. 2).

Es entonces el portafolio analizado con cada categoría de la matriz de riesgos lo que determina la inversión de las empresas extranjeras a la hora de presentarse para la celebración de un contrato por la explotación y exploración de una zona del territorio nacional. Sumado el análisis de la matriz de riesgos y el estudio de la política petrolera, se han recogido los insumos suficientes para llevar a cabo el proceso evaluativo de dicha política, lo que lleva a preguntarnos ¿cuál es el proceso evaluativo más acertado y cuáles son las características con respecto a la política petrolera entre los años 2002 y 2006?

#### **4. Evaluación de la Política Petrolera del Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006.**

El proceso de evaluación de la política petrolera del Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006 y el incentivo de la inversión extranjera inició desde el recorrido histórico que se elaboró en el primer capítulo y marcó el desarrollo jurisprudencial del país hasta el PND 2002-2006 y la creación de la ANH. Seguido a esto, se comprendió a partir de una matriz de riesgo planteada como mecanismo de evaluación de inversión de las empresas extranjeras, el proceso global que se tiene en cuenta a la hora de invertir en materia de hidrocarburos en el territorio nacional.

En este capítulo se busca a partir de los elementos trabajados como insumos y de nuevos análisis evaluar la política petrolera del PND 2002-2006, para esto, es necesario preguntarnos ¿cuál es el tipo de evaluación a aplicar y la metodología para esta?

Para comprender este proceso evaluativo, es necesario indicar que esta es una evaluación externa de la política petrolera del PND 2002-2006 que puede servir de modelo a nuevas evaluaciones que se apliquen no solo en materia de hidrocarburos, sino de otros sectores de la economía. Lo externo se da debido a que para esta investigación no se pudo plantear un sistema de metas o temporal y este se reemplazó por un análisis documental expuesto en los capítulos anteriores sumado a que para comprender la política del PND 2002-2006 se debió estudiar los contratos hasta el 2022 para de esta forma comprender la aplicabilidad de la política.

En cuanto a la metodología, esta evaluación contará con tres fases. La primera de ellas analizará los elementos que estructuran la política, comprendiendo las razones tanto económicas como legales que llevaron a la creación de la misma, analizando los principios básicos que rigen la política explicados en la ley, y finalmente, comprendiendo más a fondo los modelos contractuales expuestos en la transformación de la política.

La segunda fase es la de desarrollo, se centra principalmente en el análisis económico de la política petrolera del PND 2002-2006. En esta fase se analizará como primera medida la nueva contratación y los derechos económicos contractuales que tiene la ANH, los cambios regresivos en la tasa de regalías, los balances de inversión asociados en la explotación, los balances de recaudos por derechos económicos, y finalmente, la renta petrolera en los contratos de asociación.

La fase III, o fase de resultados, es el proceso final de la evaluación. En esta fase se compararán los modelos de políticas petroleras actuales con el anterior al PND del 2002-2006 cuando no existía la ANH, buscando así comprender los cambios estructurales entre políticas.

#### **4.1 Fase I. Identificación Estructural de la Política Petrolera**

En esta fase se identificarán los elementos estructurales de la política petrolera. Se iniciará por comprender las razones del gobierno nacional en el cambio de política, analizar los principios

planteados en la nueva política y estudiar las modalidades de contratación que trajo la creación del ANH.

#### ***4.1.1 Razones Económicas y Legales que el Gobierno Nacional Utilizó Para Cambiar el Modelo de Contratación de Asociación a Concesión***

##### **Figura 1.**

*Razones económicas y legales para cambiar el modelo de contrato (Parte A)*

En primer lugar, es importante traer a colación apartes de la exposición de motivos de la Ley 1118 de 2006, en la que se hizo referencia a las consideraciones que se tuvieron en cuenta en la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003, cuando se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos:

*“...En el año 2003 el Gobierno Nacional emprendió la que sería una de las más profundas reformas institucionales del sector de hidrocarburos, a fin de asegurar mayor claridad en las funciones y objetivos de la política petrolera y los objetivos empresariales. De esta forma se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, para asumir las funciones de administrador y regulador que Ecopetrol venía ejerciendo desde su creación. Y a Ecopetrol se le transformó su naturaleza jurídica por la de una sociedad constituida por acciones (...) A la empresa le fueron, por virtud del decreto-ley, asignados objetivos exclusivamente empresariales y comerciales. (...)*

*La reforma del sector fue acompañada de una serie de medidas adoptadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, para incentivar la inversión nacional y extranjera en la exploración y explotación. Entre tales medidas se encuentran la mejora en los términos contractuales...<sup>1</sup>*

*Nota:* tomado de las respuestas del Ministerio de Minas y Energía al cuestionario para debate de control político en la proposición N° 39 de 2020 (Documento de trabajo interno del Congreso de la República).

La necesidad de reducir urgentemente, como ya se expuso en capítulos anteriores la pérdida de las reservas petroleras llevó a la formulación de una nueva ley de hidrocarburos que como lo expone el Ministerio de Minas en el Congreso de la República (Figura 1), le asignó a Ecopetrol funciones comerciales y creó la ANH como mecanismo de incentivo de inversión que necesitaba el sector. Es necesario entonces preguntarse si ¿el proceso de transformación de la política de hidrocarburos y la creación de la ANH generó un crecimiento económico?

Para comenzar a responder la pregunta planteada, en cifras, desde el año 2004 hasta enero de 2022, la inversión pactada para exploración en el país atrajo a más de 60 nuevas empresas inversoras en 552 contratos (ANH, 2022). Económicamente, la inversión en bruto se dio en 16.883 millones de dólares, donde lo ejecutada sumó un total de 6.133 millones de dólares (36,33%), en promedio por año 340 millones de dólares (ANH, 2022). A diferencia de las áreas reservadas por Ecopetrol, la cual invierte más de 500 millones de dólares al año con la autoridad que le dio el Decreto Ley 1760 de 2003.

## Figura 2.

### *Razones económicas y legales para cambiar el modelo de contrato (Parte B)*

Con el nuevo modelo de contratación petrolera en Colombia, se buscaba que el país fuera más competitivo a nivel mundial en materia de hidrocarburos, atrayendo nuevos inversionistas, estimulando la exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos propiedad de la Nación y aumentando las reservas.

Así las cosas, en el nuevo modelo de contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, entre sus aspectos más relevantes, se destacan los siguientes:

- a. El inversionista asume la operación del contrato a su propia cuenta y riesgo. Esto hace que el Estado no deba realizar ninguna inversión y sea el encargado de hacer seguimiento a la ejecución del contrato, recaudar las regalías y los derechos económicos derivados de la producción.
- b. Con la incorporación de nuevos derechos económicos a pagar por parte de las compañías operadoras al Estado, tales como porcentaje de participación sobre la producción, precios altos y transferencia de tecnología, hacen que no solo se incremente la remuneración que recibe el Estado, sino que también permite a la Nación mejorar la prospectividad y la inversión en áreas inexploradas.
- c. Con la realización de nuevos estudios, adquisición de sísmica y perforación de pozos, la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha podido generar conocimiento del subsuelo e identificar nuevas áreas con prospectividad, para las cuales, se crean estrategias de promoción e inversión de nuevos actores en la industria petrolera.

*Nota:* tomado de las respuestas del Ministerio de Minas y Energía al cuestionario para debate de control político en la proposición N° 39 de 2020 (Documento de trabajo interno del Congreso de la República).

Las transformaciones en la política petrolera parecían mostrar al inversionista como el único que asumiría los riesgos trazados, sin embargo, entraba en juego el papel que tomaría Ecopetrol al entrar a formar parte de los contratos una vez finalizada la exploración.

Preocupa el promedio de participación de la nación que en la contratación se redujo a un 3,6% del 50-50 del gobierno anterior (1998-2002), sin embargo, para el Estado el riesgo era cero. En un análisis económico de crecimiento hay que preguntarnos si ¿la ganancia sin riesgo fija y promedio es comparable con el ejercicio de asumir riesgos en un sector pujante de la economía cómo los hidrocarburos?

Frente al tema final del descubrimiento de nuevas reservas propuesto por el Ministerio de Minas (Figura 2), que garantizaba el suministro interno, debe aclararse que las reservas se clasifican en 5 tipos principalmente: las originales descubiertas abajo (POES y GOES); las probadas (desarrolladas); las posibles, probables y las remanentes (descubiertas, sin desarrollo ni extracción). En cuanto a las probadas son las que se certifican internacionalmente para su licitación, y frente a estas si son de petróleo, debe existir ya realizado los pozos, las líneas de flujo, las baterías, los oleoductos y las estaciones de bombeo.

En cuanto al gas que no se habló en la entrevista citada, las reservas son probadas, si existe ya un ejercicio comercial frente a este. Lo que significa que las reservas probadas tienen un porcentaje muy alto de seguridad de ser entregadas al cliente.

## **Tabla 2.**

*Reservas POES agregadas desde 2004*

<b>Petróleo</b>			
<b>Tipo de Contrato</b>	<b>Número de contratos*</b>	<b>Reservas probadas (1p)</b>	<b>POES**</b>
		<b>(Mbl) a 31-dic-2020</b>	<b>(Mbl) a 31-dic-2020</b>
Convenio E&P	2	86,62	

Convenio E&E	3	3,7	1.051,9
Convenio de explotación	42	1.117,9	40.459,2
Contrato E&P	41	414,7	9.801,5
Contrato E&E	16	124,4	2.501,9
Total	104	1,746,8	53.814,5

\* Corresponde al número de estos contratos que reportan reservas en el IRR 2021

\*\* Información de POES del IRR2020. Para IRR 2021 se encuentra en revisión.

Mbl: Millones de barriles

*Nota:* tomado de (ANH, Respuesta solicitud de información, 1 de septiembre de 2022).

De acuerdo con la Tabla 2 presentada en las respuestas presentadas por la ANH frente al Congreso de la República, el petróleo original en sitio (POES) descubierto en el país desde 2004, a 31 de diciembre de 2020, es de 53.814 Mbl. Como lo refleja la tabla, la mayor cantidad de petróleo (POES) aportado proviene de convenios de explotación, es decir, de los campos antiguos operados por Ecopetrol antes del 2004 y no de nuevos y descubiertos en vigencia de la autoridad de la ANH.

**Tabla 3.**

*Consumo e incorporación de Reservas Probadas de Petróleo*

Año	CRUDO a 31 de diciembre					
	Reservas Probadas (1P) cierre año anterior (Mbl)	Producción o consumo anual (Mbl)	Incorporación Total (Mbl)	Nuevas Incorporaciones (Descubrimientos) (Mbl)	Revaluaciones (Mbl)	Reservas Probadas (1P) cierre año (Mbl)
	Columna A	Columna B	Columna C	Columna D	Columna E	Columna F
2002	1.842	211	1	*	*	1.632
2003	1.632	198	108	15	93	1.542
2004	1.542	193	128	*	*	1.478
2005	1.478	192	168	*	*	1.453
2006	1.453	193	249	*	*	1.510
2007	1.510	194	42	12	30	1.358
2008	1.358	215	524	99	425	1.668
2009	1.668	245	565	7	558	2.058
2010	1.988	287	357	45	312	2.058
2011	2.058	334	535	29	512	2.259
2012	2.259	346	464	152	312	2.377
2013	2.377	368	436	168	268	2.445
2014	2.445	361	224	32	192	2.308
2015	2.308	367	61	100	-39	2.002

<b>2016</b>	2.002	324	-13	53	-66	1.665
<b>2017</b>	1.665	312	429	48	381	1.782
<b>2018</b>	1.782	316	492	42	450	1.958
<b>2019</b>	1.958	323	406	6	400	2.041
<b>2020</b>	2.041	286	61	5	56	1.816
<b>2021</b>	1.816	269	492	28	464	2.039

\* Información no disponible

Mbl: Millones de barriles

*Nota:* tomado de (ANH, Respuesta solicitud de información, 1 de septiembre de 2022).

En la tabla 3 entregada por la ANH, las reservas probadas que se presentan desde el año 2002 oscilan en un valor de 1500 a 2000 millones de barriles en 20 años, lo que preocupa si de verdad se están ingresando nuevas reservas de petróleo al país o es solo una cifra reemplazable que se modifica cada que se descubren nuevas y las ya establecidas van llegando a su fin de producción.

La tabla 3 nos muestra que en los últimos 20 años se produjeron 5534 millones de barriles de petróleo. Se incorporaron 5729 millones, de los que 841 millones provenían de nuevos descubrimientos y 4888 de revaluaciones de campos maduros o viejos campos. Estas cifras nos permiten preguntarnos si ¿las cifras entregadas por la ANH cumplen con lo propuesto en el plan de desarrollo de la nueva política petrolera, o se debía mantener la anterior con cambios estructurales y renovaciones?

#### Tabla 4.

*Reservas GOES agregadas desde 2004*

Gas Natural			
Tipo de Contrato	Número de contratos*	Reservas probadas (1p) (Gpc) a 31-dic-2020	GOES** (Gpc) a 31-dic-2020
Convenio E&P	2	1.204,3	
Convenio E&E	1	123,2	490,4
Convenio de explotación	16	126,7	2.029,3
Contrato E&P	8	465,3	3.430,2
Contrato E&E	5	131,1	2.944,5
Total	32	2.050,6	8.894,4

\* Corresponde al número de estos contratos que reportan reservas en el IRR 2021

\*\* Información de GOES IRR2020. Para IRR 2021 se encuentra en revisión

Gpc: Giga pies cúbicos

*Nota:* tomado de (ANH, Respuesta solicitud de información, 1 de septiembre de 2022).

En cuanto a lo referente del gas natural, desde 2004 al 31 de diciembre de 2021, el volumen original en sitio (GOES) descubierto es de 8.894 Gpc como lo muestra la Tabla 4. Sin embargo, la mayoría del gas aportado proviene los contratos E&P e E&E de los campos nuevos, aun así, estas incorporaciones no son suficientes para cumplir con la demanda de gas, como se muestra a continuación en la Tabla 5.

**Tabla 52.**

*Consumo e incorporación de Reservas Probadas de Gas*

Año	Gas a 31 de diciembre					
	Reservas Probadas (1P) cierre año anterior (Gpc)	Producción comercializada anual (Gpc)	Incorporación Total (Gpc)	Nuevas Incorporaciones (Descubrimientos) (Gpc)	Revaluaciones (Gpc)	Reservas Probadas (1P) cierre año (Gpc)
	Columna A	Columna B	Columna C	Columna D	Columna E	Columna F
2002	4.150	218	-82	0	-82	3.850
2003	3.850	214	-288	0	-288	3.348
2004	3.348	224	748	0	748	3.872
2005	3.872	236	552	0	552	4.188
2006	4.188	248	70	0	70	4.010
2007	4.010	266	2	0	2	3.746
2008	3.746	319	957	401	556	4.384
2009	4.384	371	724	0	724	4.737
2010	4.737	398	1.066	52	1.014	5.405
2011	5.405	392	450	0	450	5.463
2012	5.463	427	691	0	691	5.727
2013	5.727	456	237	0	237	5.508
2014	5.508	421	-328	0	-328	4.759
2015	4.759	417	19	15	4	4.361
2016	4.361	389	52	10	42	4.024
2017	4.024	359	231	34	197	3.896
2018	3.896	386	272	34	238	3.782
2019	3.782	391	-228	0	-228	3.163
2020	3.163	381	167	18	149	2.949
2021	2.949	395	610	80	530	3.164

\* Información no disponible

Gpc: Giga pies cúbicos

*Nota:* tomado de (ANH, Respuesta solicitud de información, 1 de septiembre de 2022).

En cuanto a las reservas probadas de gas, en el año 2002 el país contaba con 4.150 Gpc y al año 2021 finalizamos con 2.949 Gpc. Una real deficiencia en las reservas de gas, con un consumo y/o comercialización durante el periodo que marca la gráfica de 6908 Gpc y una reincorporación de 5922 Gpc, de las cuales, solo 644 Gpc provinieron de nuevos descubrimientos, mientras que 5278 Gpc provinieron de campos maduros descubiertos bajo el modelo de contrato de asociación.

En conclusión, la incorporación de nuevas reservas probadas año a año, provienen en cuanto al crudo, en un 85% del desarrollo de reservas remanentes de campos maduros; y, en cuanto al gas, en un 88% del desarrollo y comercialización de reservas remanentes de campos maduros. Lo que nos lleva a evaluar que, si bien políticamente y a nivel administrativo si se necesitaba una reforma a las políticas nacionales de los hidrocarburos, la realizada aquí a groso modo no cumpliría con las expectativas que se plantearon en el año 2004 cuando se puso en marcha la ANH. Sin embargo, es prematuro dar una evaluación sin tener en cuenta todos los elementos propuestos en este capítulo.

#### ***4.1.2 Principios Básicos de la Política Petrolera Colombiana***

Los principios básicos de la nueva política en materia de hidrocarburos comienzan desde la misma promulgación del Código del petróleo, donde se definió al Estado como el propietario de todos los recursos naturales no renovables del subsuelo, se permitió la participación privada y con ella el costo de la responsabilidad social que llevaba la extracción del mineral de la tierra (Decreto 1056, 1953).

La Constitución Política del país reguló a su vez lo reafirmado por las leyes. En el artículo 332 confirmó que no solamente es el estado propietario del subsuelo y de los recursos naturales no

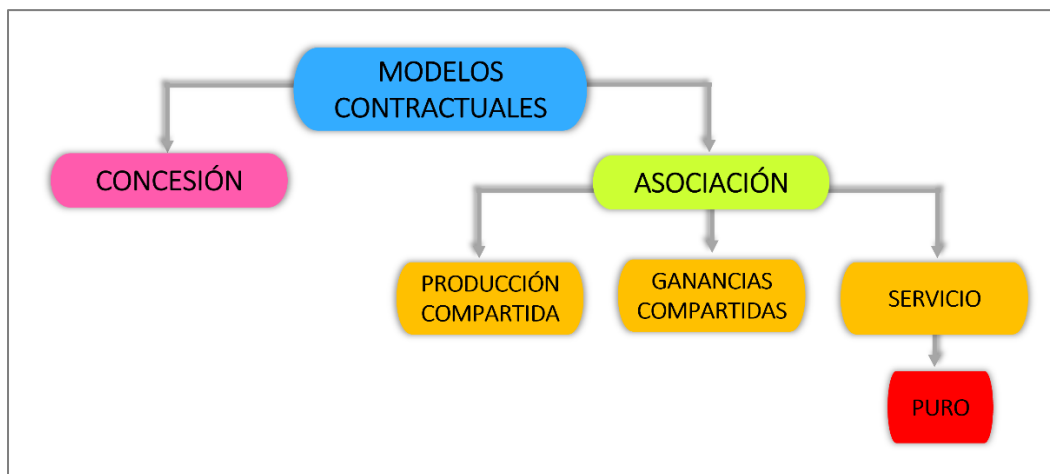
renovables, sino que ninguna ley puede violar este concepto. De igual forma, el artículo 360 de la carta magna, aclaró el principio de regalía en favor del país por la explotación de los recursos de su subsuelo.

Finalmente, los principios propios de la política se terminaron de definir en las funciones asignadas a la ANH en el Decreto Ley 1760 de 2003, donde se le atribuyeron las funciones esenciales para modificar el proceso contractual y administrar los recursos económicos de la explotación de hidrocarburos en el país (Decreto Ley 1760, 2003, art. 5). Estos principios se han mantenido a lo largo de los años y no se han presentado obstáculos que no puedan ser resueltos a nivel judicial sin mayores perjuicios para la nación.

#### 4.1.3 Modalidades de Contratación Petrolera en Colombia según la ANH

**Figura 3.**

*Esquema de modelo de contratación*



*Nota.* Se muestra un esquema de los modelos contractuales de la industria petrolera colombiana.

El contrato de asociación *Joint Ventures*, propone que cada parte contratante adquiera derechos y obligaciones en el contrato, según la proporción a sus intereses, para conformar o no, una nueva entidad jurídica. Este modelo de contrato se utiliza para diversificar el riesgo y optimizar el portafolio de inversiones a las empresas extranjeras contratantes. Cada Parte contribuye en las

inversiones y participa de las utilidades en proporción a sus intereses. En algunos casos donde participa la empresa estatal (como fue caso de Ecopetrol en todos sus contratos), ésta solo contribuye a partir del descubrimiento (el país nunca asume el riesgo), no del ejercicio exploratorio.

Para el caso de contratos por concesión, consisten en transferir al concesionario o empresa contratista todos los derechos sobre los hidrocarburos producidos, a cambio de recibir para el Estado un porcentaje de la producción a título de regalía. Actualmente, las concesiones modernas en el mundo no transfieren la propiedad de las reservas al inversionista, sino que el recurso extraído es entregado al Estado, como el caso argentino y ecuatoriano. Otra de las características de nuestro modelo de concesión, es que el inversionista es responsable de adelantar, por su cuenta y riesgo, todas las operaciones en el área, sin intervención directa del Estado. En algunos modelos del mundo se establece la obligación de satisfacer la demanda local antes de cualquier exportación del crudo.

Este análisis de los modelos de contratación y su variación da por finalizada la primera fase de la evaluación del modelo económico que permite ver las transformaciones entre los modelos y principios pero que proyectado en el tiempo no cumple a grosso modo con el crecimiento esperado en el 2004 al inicio de la nueva política.

## **4.2 Fase II. Fase de Desarrollo**

### ***4.2.1 Análisis de los Contratos de Concesión Firmados por la ANH Desde 2004***

La ANH ha firmado 552 contratos de concesión desde el 2004 hasta el año 2022 (ANH, 2022), los cuales presentan inconsistencias en el cumplimiento de la política petrolera colombiana y de las funciones que le deroga el de Decreto Ley 1760 de 2003.

En clausula 14 de los contratos de concesión firmados por la ANH (ANH, 2004), queda en evidencia un posible incumplimiento al Decreto Ley 1760 de 2003. El punto 14.2 que habla sobre la disponibilidad de los hidrocarburos extraídos dice que: “A partir del punto de entrega, y sin perjuicio de disposiciones legales que regulen la materia, el contratista tendrá la libertad de vender en el país o de exportar los hidrocarburos que le correspondan” (ANH, 2004). Es decir, el contratista no está obligado a abastecer la demanda nacional de hidrocarburos, derivados y productos como lo dictamina la Ley.

La ANH posiblemente incumple su función de fijar los precios de venta del crudo utilizado para refinación. El Decreto Ley 1760 de 2003 exige la fijación de precios preferenciales a los contratistas para el abastecimiento interno de la nación (Decreto Ley 1760, 2003). En cambio, la cláusula 16 en el punto 16.5 (precios para abastecimiento interno) de los contratos (ANH, 2004) promulga que cuando el contratista venda su crudo, los precios se deben calcular en base al precio internacional, en la forma establecida según la Resolución N° 18-1709 del 23 de diciembre del 2003. Esta resolución resuelve que el crudo proveniente de los contratos E&P que se destinen para abastecimiento interno, que se pagaran tomando como base el precio internacional de exportación de crudos en términos FOB (puerto colombiano), lo que hace que el precio varíe dependiendo de su configuración química (ASSAY).

En cuanto a las regalías, la ANH solamente recibe liquidaciones por regalías en forma monetaria, a pesar que la cláusula 12 de los contratos de concesión se habla de recaudo en especie (ANH, 2004). Actualmente, la ANH no posee equipos necesarios para recibir regalías en volumen de hidrocarburos, a diferencia de Ecopetrol que es una empresa operadora.

En el punto 12.5 de la cláusula 12 de los contratos de concesión (ANH, 2004), se habla de la comercialización de volúmenes de regalías, y dice que cuando la ANH lo considere conveniente,

el contratista a nombre de la ANH hará su mayor esfuerzo por facilitar la comercialización de la porción de producción que corresponde a las regalías y entregar a la ANH el dinero proveniente de las ventas (ANH, 2004). El contratista debe promulgar su mayor esfuerzo para comercializar dicha producción al precio más alto en los mercados disponibles que tengan demanda. Sumando a esto, la ANH le reconocerá al contratista los costos directos por transporte, almacenamiento y trasiego a los buques petroleros y se les otorga un margen razonable de comercialización (ANH, 2004). Es decir, la ANH no obliga al contratista a vender el crudo correspondiente a regalías a precio internacional, que es el precio al que la nación compra el crudo para abastecimiento interno de refinerías, si no que les da un margen que le permite comprar su propio crudo para posteriormente venderlo a precio internacional.

#### ***4.2.2 Derechos Económicos Contractuales de la ANH***

##### **Figura 4.**

*Derechos por uso de subsuelo (Cláusula 16)*

**CLÁUSULA 16 – DERECHOS ECONÓMICOS CONTRACTUALES DE LA ANH**

**16.1. Derechos por el uso del subsuelo:** El uso del subsuelo por parte de EL CONTRATISTA causará a favor de la ANH los siguientes derechos:

**16.1.1. Áreas en Exploración:** A partir de la segunda fase del Periodo de Exploración y por cada fase, EL CONTRATISTA reconocerá y pagará a la ANH un derecho cuyo monto económico, nominado en dólares de los Estados Unidos de América, será el que resulte de multiplicar el número de hectáreas y fracción de hectárea del Área Contratada, excluidas las Áreas de Explotación, por el valor que se presenta en la siguiente tabla. Este pago se hará dentro del Mes siguiente al inicio de la respectiva fase.

Valor por fase en US\$ / Hectárea

Tamaño de área	Por las primeras 100.000 Has.		Por cada hectárea adicional a 100.000 Has.	
	≤12 meses	> 12 meses	≤12 meses	> 12 meses
En polígonos A y B	0.75	1.0	1.0	1.5
Fuera de los Polígonos	0.5	0.75	0.75	1.0
Áreas costa afuera	0.25			

-ORIGINAL-

*Nota:* tomado de ANH, 2004.

En este canon contractual (Figura 4), el uso del subsuelo se paga anualmente durante el periodo exploratorio y equivale en promedio a un dólar por hectárea. El área promedio de los bloques continentales adjudicados es de 65 mil has., esto significa que, en promedio, durante el periodo exploratorio, se recibirán 65 mil USD\$ anuales por contrato.

Para áreas de evaluación y explotación, el contratista reconocerá y pagará a la ANH un derecho monetario en dólares que resulta de multiplicar la producción de hidrocarburos que le corresponde al contratista, por diez centavos de dólar (USD 0.10) por barril de hidrocarburos líquidos. Para el gas natural, el monto será de 1 centavo de dólar (USD 0.01) por cada 1000 pies cúbicos.

**Figura 5.**

*Derechos por transferencia de Tecnología (Cláusula 23)*

**23.5. Transferencia de Tecnología:** EL CONTRATISTA se obliga a costear o realizar a su cargo programas de capacitación para profesionales o mediante el patrocinio de proyectos de investigación, que designe la ANH, en áreas relacionadas con el desarrollo de este Contrato y durante su vigencia. La capacitación estará relacionada con la industria del petróleo, como son áreas técnicas, ambientales, comerciales, legales, entre otras. La capacitación se podrá llevar a cabo mediante la integración de los profesionales que sean designados por la ANH, al grupo de trabajo que EL CONTRATISTA organice para el Área Contratada o para otras actividades afines. Todos los costos de la capacitación, con excepción de los laborales que se causen a favor de los profesionales que la reciban, que tengan lugar con ocasión del cumplimiento de las obligaciones de EL CONTRATISTA en virtud de esta Cláusula, serán asumidos en un ciento por ciento (100%) por EL CONTRATISTA. En ningún caso, EL CONTRATISTA asumirá costo alguno derivado de la relación laboral de los beneficiarios de la capacitación. Para dar cumplimiento a las obligaciones de Transferencia de Tecnología de acuerdo con lo previsto en esta cláusula, en cada una de las fases del Período de Exploración y sus prórrogas EL CONTRATISTA se compromete a adelantar programas de transferencia de tecnología hasta por un valor del veinticinco por ciento (25%) del monto que resulte de multiplicar el número de hectáreas y fracción de hectárea del área contratada, por el valor que se presenta en la tabla definida en la Cláusula 16 (numeral 16.1.1) y este cálculo se hará al inicio de cada fase, incluida la primera. Respecto de las Áreas de Explotación, la transferencia de tecnología será hasta por un valor del diez por ciento (10%) del monto del derecho por el uso del subsuelo de que trata la cláusula 16 (numeral 16.1.2), por cada Año Calendario. En ningún caso, a EL CONTRATISTA se le exigirá que el valor total de la Transferencia de Tecnología exceda de cien mil dólares de los Estados Unidos de América (US\$100.000) por fase o por Año Calendario, según corresponda.

*Nota:* tomado de ANH, 2004.

El derecho de transferencia de tecnología de la figura 5, es el 25% como máximo de lo pagado por el derecho de uso del subsuelo. Esto significa que, en promedio se reciben 16.250 USD\$ anuales por contrato. Además, en ningún caso se le exigirá al contratista que el valor total de transferencia de tecnología exceda los 100.000 USD\$.

**Figura 6.**

*Derechos por precios altos (Cláusula 16)*

**16.2. Derecho por Precios Altos:**

**Para Hidrocarburos Líquidos:** a partir de cuando la producción acumulada de cada Área de Explotación incluyendo el volumen de regalías, supere los cinco (5) millones de Barriles de Hidrocarburos Líquidos, y en el evento de que el precio del crudo marcador "West Texas Intermediate" (WTI) supere el Precio Base  $P_o$ , EL CONTRATISTA pagará a la ANH, un valor nominado en dólares de los Estados Unidos y pagadero por Mes calendario vencido, dentro de los treinta (30) Días calendario siguientes a cada vencimiento.

**Para Gas Natural:** cinco (5) años después del inicio de explotación del campo, que consta en la resolución de aprobación expedida por la autoridad competente, y en el evento de que el precio del Gas Natural marcador "U.S. Gulf Coast Henry Hub" supere el Precio Base  $P_o$ , EL CONTRATISTA pagará a la ANH, un valor nominado en dólares de los Estados Unidos y pagadero por Mes calendario vencido, dentro de los treinta (30) Días calendario siguientes a cada vencimiento.

El valor a pagar por este derecho por cada Área de Explotación será el que resulte de la aplicación de la siguiente fórmula:

*Nota:* tomado de ANH, 2004.

Para tener derecho a recibir participación por precios altos (Figura 6), la producción acumulada por "campo" (no por contrato), debe superar los 5 millones de barriles, y, el precio del barril debe estar por encima del precio base ( $p_o$ ) que se acuerda en el contrato, como lo indica la Figura 7.

Figura 7.

Cálculo de derechos por precios altos

Gravedad API de los Hidrocarburos Líquidos producidos	Po(USD \$/BI) (Año 2007)
>15 y ≤22	\$30.43
>22 y ≤29	\$29.34
>29	\$28.25
Descubrimientos localizados a más de 300 metros de profundidad de agua	\$34.77
Gas Natural producido exportado-distancia en línea recta entre punto de entrega y punto de recibo en país de destino, en kilómetros	Po USD \$/MMBTU
>0 y ≤500	\$6.52
>500 y ≤1000	\$7.60
>1000 o planta de LNG	\$8.69

Pago a la ANH =  $\left( \text{Valor de los Hidrocarburos en el Punto de Entrega} \right) \times \left( \text{Volumen de Hidrocarburos Del Contratista} \right) \times \left( \frac{P - P_o}{P} \right) \times 30\%$

Este precio base Po se ajustará anualmente a partir del primero (1°) de enero de cada Año, según la siguiente fórmula:

$$P_o = P_{o(n-1)} \times (1 + I_{(n-2)})$$

n: Es el año calendario que comienza y para el cual se hace el cálculo  
n-1: Es el año calendario inmediatamente anterior al año que comienza  
n-2: Es el año calendario inmediatamente anterior al año n-1  
Po: Es el Po que rige para el nuevo año como resultado de la fórmula, aproximando a dos decimales.  
Po(n-1): Es el valor de Po del Año calendario inmediatamente anterior (n-1).  
I(n-2): Es la variación anual, expresada en fracción, del índice de precios al productor de los Estados Unidos de América publicado por el Departamento del Trabajo de ese país - PPI Finished Goods WPUSOP 3000 - entre el final del año calendario n-2, y el índice correspondiente al final del año inmediatamente anterior al mismo año n-2 aproximado a cuatro (4) decimales.

Nota: tomado de ANH, 2004.

Teniendo en cuenta la figura 7, el 50% de los campos descubiertos en Colombia tienen reservas originales (OOIP) inferiores a 5 millones de barriles, es decir, que están exentos de pagar derechos por precios altos. Según el análisis a la tabla de reservas incorporadas brindada por la ANH, el factor de recobro es del 8%, por lo tanto, para campos con 50 millones de barriles (OOIP) solo se recuperarán 4 millones de barriles.

En la revisión de los distintos tipos de derechos económicos que tendría la ANH, son las empresas contratistas las que mayor rentabilidad y beneficios tienen en la explotación y generación de capital a partir de la venta del crudo. Esta repartición económica lleva a preguntarnos si ¿es suficiente los ingresos para el país estipulados en los tipos de derechos, para evaluar de manera positiva la política de hidrocarburos en función del desarrollo?

**4.2.2.1 Participación en la Producción para la ANH.** Los contratos de concesión de la ANH tienen un factor X% que mide el porcentaje de participación en la producción de

hidrocarburos que le corresponde a la ANH. Por lo general, estos porcentajes son muy bajos debido a que la ANH no es una empresa operadora y esto se ve reflejado en las siguientes figuras:

**Tabla 6.**

*Participación en la Producción (X) contratos TEA*

<b>Participación en la Producción</b>		
Tipo de contrato	Número de contratos	Porcentaje de participación
TEA	100	0 %
TEA	4	1 %
<b>Total</b>	<b>104</b>	<b>0,04 %</b>

*Nota:* tomado de ANH, 2022.

A corte del 18 de enero de 2022, la ANH había adjudicado 104 “contratos TEA” con una participación promedio en la producción para la ANH (la nación) de 0,04% como lo indica la tabla 6.

**Tabla 7.**

*Participación en la Producción (X) contratos E&P, E&E mediante rondas*

<b>Participación en la Producción Rondas</b>		
Tipo de contrato	Número de contratos	Porcentaje de participación
E&E, E&P	123	1 %
E&E, E&P	64	1 % - 5 %
E&E, E&P	16	5 % - 10 %
E&E, E&P	40	10 % - 20 %
E&E, E&P	28	20 % - 50 %
<b>Total</b>	<b>271</b>	<b>6,7 %</b>

*Nota:* Tomado de ANH, 2022.

A corte del 18 de enero de 2022, la ANH había adjudicado 271 contratos mediante rondas, para E&P, con una participación promedio en la producción para la ANH (la nación) de 6.7% como lo muestra la tabla 7. La ANH ofrece los bloques por medio de licitaciones, y los adjudica a quien le ofrezca un mayor porcentaje X (participación en la producción). En la tabla 7 queda demostrado que existe una tendencia por parte de los contratistas, a ofrecer porcentajes del 1%

(123 contratos), lo que podría evidenciar acuerdos entre las mismas para la obtención de las áreas de interés.

**Tabla 8.**

*Participación en la Producción (X) contratos E&P, E&E mediante contratación directa*

<b>Participación en la Producción Contratación Directa</b>		
Tipo de contrato	Número de contratos	Porcentaje de participación
E&E, E&P	177	0 %
Total	177	0 %

*Nota:* Tomado de ANH, 2022.

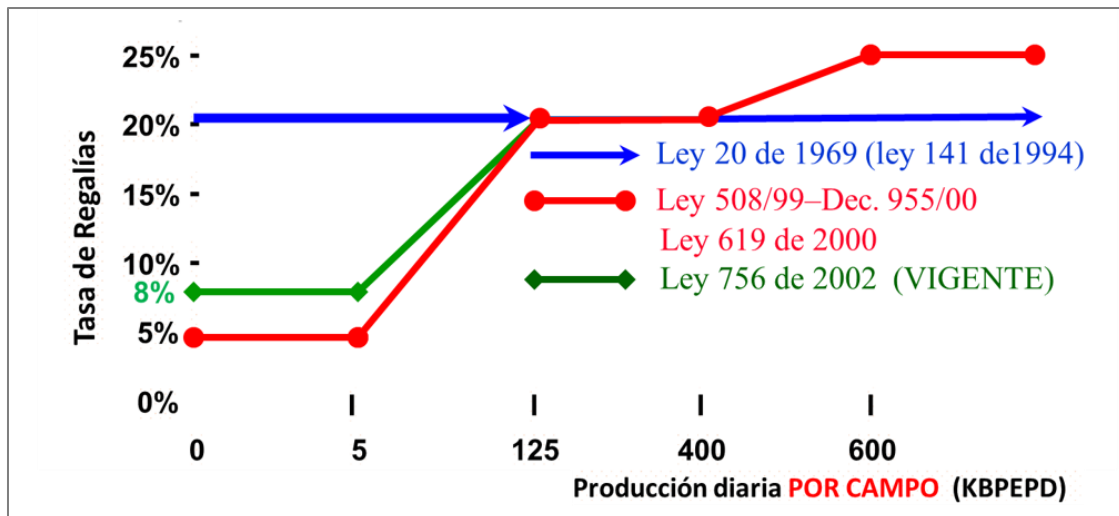
A corte del 18 de enero 2022, la ANH había adjudicado 177 contratos mediante asignación directa, con 0% de participación en la producción para la ANH según lo muestra la tabla 8. En 20 años, un total de 552 contratos la participación promedio para la nación fue de tan solo 3,27% de los mismos.

#### **4.2.3 Cambios Regresivos en la Tasa de Liquidación de Regalías**

La Ley 20 de 1969 implementó la liquidación de regalías para la nación en la producción de hidrocarburos con un porcentaje de 20% independiente de la producción del campo (Ley 20, 1969). Este porcentaje de regalías fue ratificado por la Ley 141 de 1994 que creó el Fondo Nacional de Regalías para la administración y centralización de las mismas (Ley 141, 1994).

**Figura 8.**

*Cambios regresivos en la tasa de liquidación de regalías*



*Nota.* El esquema representa la clasificación de los modelos contractuales de la industria petrolera.

Elaborado a partir de las leyes de regalías.

En el gobierno del presidente Andrés Pastrana, se expide el Plan Nacional de Desarrollo (1998-2002), donde se buscó mejorar las condiciones de competitividad del sector petrolero y se inició una flexibilización al régimen de regalías. En 1999 se expidió la Ley 508 de 1999 donde se modificó el porcentaje de regalías de un 20% a fijo a un 5% para los campos con una producción menor a 5 mil barriles por día, a partir de ahí, el porcentaje aumentaba hasta llegar a un 20% cuando la producción giraba entre los 125 mil y 400 mil barriles por día. De 400 mil a 600 mil barriles por día el porcentaje de regalías podía llegar a un 25% (Ley 508, 1999).

El Plan de Desarrollo del gobierno de Pastrana fue declarado inconstitucional por la Corte Constitucional, lo que llevó al presidente a expedir el Decreto 955 de 2000, declarado nuevamente inconstitucional por la corte argumentando que estos decretos violaban la jerarquía jurídica y no podían reemplazar la Ley de regalías. Debido a estos inconvenientes en la jurisprudencia, el gobierno nacional creó la Ley 619 del 2000, como mecanismo de ajuste a la Ley de regalías, pero esta nueva Ley fue demandada ante la corte por no cumplir con la tramitología adecuada y fue declarada inconstitucional. En un último intento, el presidente Pastrana crea la Ley 756 de 2002 y

modifica el porcentaje de regalías inicial de un 5% a un 8% para la producción individual de los campos petroleros (Ley 756, 2002).

La aprobación de esta Ley generó el beneficio en algunos campos de explotación con descuentos en la liquidación de regalías, por ejemplo: descuentos del 25% para crudo menor a 15 °API, 20% para gas continental, 40% para gas costa afuera y yacimientos no convencionales (Ley 756, 2002).

Lo que nos muestra entonces la figura 8, es una regresión estructural en las regalías por explotación de los hidrocarburos. Pasamos de captar el 20% fijo de estas desde los años 60 hasta los 90 sin importar la cantidad de crudo explotado a una reducción significativa entre el 5 y 8% que crecía solamente según el volumen de explotación de la misma. Ahora es necesario analizar ¿cómo funcionó el sistema de regalías en los campos concesionados por la ANH?

**4.2.3.1 ¿Que Tasa de Regalías Pagan los Campos Concesionados por la ANH?** Desde la creación de la Ley 756 de 2002, el sistema de liquidación de regalías se maneja en un porcentaje escalonado dependiendo de la producción individual de cada campo. Este sistema no es regulado de manera adecuada por la ANH, debido a que los contratistas aprovechan estos porcentajes por producción individual para dividir los yacimientos en campos pequeños, lo que limita la producción por campo a menos de 5 mil barriles por día, y los lleva a pagar una tasa mínima de regalías del 8% para crudo y del 6,45% para gas.

**Tabla 9.**

*Evidencia de manipulación en la tasa de regalías*

CONTRATO	CAMPO	EMPRESA	%PROMEDIO REGALÍAS CRUDO
LLA 34	ARUCO	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	7,38%
LLA 34	Chachalaca	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	8,00%
LLA 34	CHIRICOCA	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	8,00%
LLA 34	CHIRICOCA	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	6,49%
LLA 34	GUACO	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	8,00%
LLA 34	JACAMAR	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	6,00%

LLA 34	jacana	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	9,53%
LLA 34	MAX	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	6,00%
LLA 34	MAX	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	6,07%
LLA 34	TARO TARO	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	6,00%
LLA 34	TAROTARO	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	6,01%
LLA 34	TIGANA	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	7,21%
LLA 34	TIGANA	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	8,12%
LLA 34	TIGAN NORTE	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	6,60%
LLA 34	TIGANA SUR	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	6,39%
LLA 34	TILO	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	6,00%
LLA 34	TUA	GEOPARK COLOMBIA S.A.S	8,10%
Total			7,49%

*Nota.* Elaborado a partir de ANH, 2022.

Como se evidencia en la tabla 9, el contrato LLA 34 se divide en 16 campos diferentes, operados por la misma empresa (GEOPARK COLOMBIA S.A.S). En este caso en particular, con una producción global del contrato de 80 mil barriles por día, la tasa de regalías sería del 15,5% como lo dice la ley (Ley 756, 2002). Sin embargo, al liquidarse de acuerdo a la producción por campo como la hace la empresa, fraccionan el yacimiento en varios campos para reducir la tasa promedio a solo 7,49%.

A nivel evaluativo, es preocupante el problema del fraccionamiento de los yacimientos y puede ser probable la malinterpretación en la definición de campo por parte del ANH. De acuerdo a la Ley 756 de 2002, un campo es la proyección a superficie de un yacimiento o yacimientos ubicados en la misma área (Ley 756, 2002). Por lo que permitir y afirmar que un yacimiento puede tener varios campos iría en contra de lo estipulado en la ley. Lo que si promulga la jurisprudencia es lo opuesto a lo planteado por la ANH, un campo de hidrocarburos puede estar conformado por uno o más yacimientos agrupados o relacionados con la misma característica estructural geológica y/o condición estratigráfica (Ley 756, 2002), lo que llevaría a que se revise de manera urgente las prácticas de división de yacimientos y la captación de regalías de los mismos.

#### ***4.2.4 Balance de Inversiones Asociadas a Exploración Para Contratos E&E, E&P Y TEA***

**Tabla 10.**

*Inversiones pactadas y ejecutadas, asociadas a exploración.*

<b>Año de firma de contratos</b>	<b>Cantidad de contratos</b>	<b>Inversión pactada en millones USD</b>	<b>Inversión ejecutada en millones USD</b>	<b>% inversión por ejecutar</b>
2004	28	\$ 662.699.373	\$ 545.200.373	17.73
2005	59	\$ 655.614.752	\$ 484.610.986	26.08
2006	44	\$ 728.702.602	\$ 638.070.665	12.43
2007	55	\$ 828.920.278	\$ 632.169.836	23.73
2008	58	\$ 1.715.289.575	\$ 1.193.521.097	30.41
2009	64	\$ 1.572.702.463	\$ 956.651.282	39.17
2010	8	\$ 115.928.400	\$ 35.710.900	69.19
2011	76	\$ 1.551.468.731	\$ 513.584.656	66.89
2012	54	\$ 2.817.330.854	\$ 622.883.917	77.89
2013	2	\$ 85.674.224	\$ 0	100
2014	26	\$ 1.255.803.312	\$ 395.020.623	68.64
2015	1	\$ 88.000.000	\$ 7.000.000	92.04
2016	4	\$ 150.131.179	\$ 0	100
2017	2	\$ 106.460.000	\$ 0	100
2019	31	\$ 2.751.707.432	\$ 99.473.742	96.38
2020	4	\$ 47.731.780	\$ 9.294.305	80.52
2021	4	\$ 1.586.213.254	\$ 0	100
2022	32	\$ 163.339.192	\$ 0	100
<b>TOTAL</b>	<b>552</b>	<b>\$ 16.883.717.401</b>	<b>\$ 6.133.192.382</b>	<b>63,67</b>

*Nota:* Reconstruido a partir de ANH, 2022.

Desde el año 2004, hasta el 18 de enero de 2022, la inversión pactada para exploración (Tabla 10), por más de 60 empresas en 552 contratos, fue de 16.883 millones de dólares, y la efectivamente ejecutada fue de 6.133 millones de dólares (el 36,33%). Quiere decir, solo la irrisoria cifra de 340 millones de dólares por año, en promedio. Ecopetrol, solo en las áreas que se reservó, con la potestad que le dio el Decreto Ley 1760 de 2003, invierte más de 500 millones de dólares al año, en exploración.

La mayoría de estos contratos se encuentran liquidados o en trámite de liquidación, lo que significa que no se obtendrá más dinero referente a las inversiones pactadas en estos. Existen contratos en ejecución que tienen más de 10 años de haber sido firmados y aun no completan el

100% de la inversión pactada, teniendo en cuenta que el tiempo de la etapa de exploración es máximo de 6 años según el contrato de concesión de la ANH. En términos evaluativos no solamente se presenta un problema estructural a nivel de regalías, sino de contratos y de inversión planteada en los mismos como se muestra en este análisis.

#### ***4.2.5 Balance de Recaudos por Derechos Económicos de la ANH***

El contrato de concesión de la ANH añadió nuevos derechos económicos que no se encontraban en el contrato de asociación de Ecopetrol lo que supone una mejora a los mismos a nivel de recaudo monetario. La tabla 11 muestra los desembolsos por derechos económicos desde 2004 al 31 de diciembre de 2018 donde no se refleja lo proyectado en la nueva política petrolera del país.

**Tabla 11.**

*Recaudos por derechos económicos*

<b>VALOR RECAUDADO POR CONCEPTO DE DERECHOS ECONÓMICOS</b>					
<b>Cifras en COP</b>					
<b>A 31 DE DICIEMBRE DE 2018</b>					
<b>AÑO</b>	<b>USO DE SUBSUELO</b>	<b>TRANSFERENCIA DE TECNOLOGIA</b>	<b>PRECIOS ALTOS</b>	<b>PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN</b>	<b>TOTAL</b>
2004	817.782.966	885.536.881	-	-	1.703.319.847
2005	3.729.810.301	996.724.767	-	-	4.726.535.068
2006	7.255.611.322	1.930.138.815	-	-	9.185.750.138
2007	5.610.623.352	2.452.757.819	-	-	8.063.381.171
2008	180.656.484.847	5.157.134.912	-	-	185.813.619.759
2009	143.644.653.351	6.839.933.764	52.613.493.184	-	203.098.080.298
2010	90.928.371.892	6.700.251.852	282.981.355.748	-	380.609.979.492
2011	148.617.292.503	5.025.374.499	404.066.741.160	-	557.709.408.162
2012	140.710.086.520	3.080.743.642	550.936.468.238	5.572.820.076	700.300.118.476
2013	42.166.774.392	17.826.346.111	598.505.849.062	188.924.217.064	847.423.186.629
2014	30.947.044.102	5.097.274.916	522.746.521.889	258.127.602.297	816.918.443.204
2015	54.271.947.672	4.205.493.529	234.762.128.970	202.892.190.413	496.131.760.584
2016	48.023.166.076	3.792.140.735	77.088.538.321	104.119.935.068	233.023.780.200
2017	36.809.066.478	3.907.315.953	236.657.504.466	163.018.466.522	440.392.353.419
2018	32.182.628.702	3.027.076.834	676.447.292.529	296.355.808.012	1.008.012.806.077

<b>Total</b>	<b>\$ 966.371.344.476</b>	<b>\$ 70.924.245.029</b>	<b>\$ 3.636.805.893.567</b>	<b>\$ 1.219.011.039.452</b>	<b>\$ 5.893.112.522.524</b>
--------------	---------------------------	--------------------------	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------

*Nota:* tomado de las respuestas del Ministerio de Minas y Energía al cuestionario para debate de control político en la proposición N° 39 de 2020 (Documento de trabajo interno del Congreso de la República).

Según la tabla 11, el uso del subsuelo y la transferencia de tecnología representa el 4,9% de la inversión ejecutada en exploración, la transferencia de tecnología representa el 7,3% del uso del subsuelo, esto se traduce en que el dinero recibido por precios altos, triplica la participación en la producción.

En las respuestas al cuestionario del Congreso de la República, la ANH para revisar la rentabilidad de los contratos en los últimos 15 años, manifestó que los gastos de funcionamiento fueron de 0,67 billones de pesos, la inversión en calentado de áreas fue de 2,21 billones de pesos, dando un total de gastos de 2,88 billones y una utilidad neta de 3,01 billones, es decir 200.000 millones de pesos anuales en promedio en los derechos económicos recaudados por el Estado.

En la tabla 12, se muestran los recursos económicos que la ANH ha girado a la nación desde 2004 a 2020.

**Tabla 12.**

*Giros o transferencias a la nación por parte de la ANH*

<b>Fecha de Transferencia</b>	<b>Valor COP</b>
2004	-
2005	-
2006	-
2007	-
2008	-
2009	-
2010	\$ 688.109.366.400
2011	\$ 588.997.037.758
2012	-

2013	\$ 52.090.000.000
2014	\$ 170.190.000.000
2015	\$ 477.042.347.000
2016	\$ 258.000.000.000
2017	\$ 370.689.000.000
2018	\$ 270.000.000.000
2019	\$ 298.062.900.000
2020	\$ 773.575.800.000

*Nota:* tomado de ANH, 2022.

Las transferencias o giros a la nación por parte de la ANH (tabla 12) suman un total de 3.95 billones de pesos en 17 años. En promedio 232 mil millones anuales (el presupuesto de una ciudad petrolera como Yopal en el departamento de Casanare). Sí solo se tiene en cuenta los últimos 11 años, el promedio anual es de 0,36 billones de pesos. Siendo esto una cifra muy baja para la alta producción de crudo en el país lo que demostraría que, aunque la nueva política de hidrocarburos si permitió la entrada de nuevos inversores generando inversión, las ganancias del Estado en materia de hidrocarburos no han sido las adecuadas.

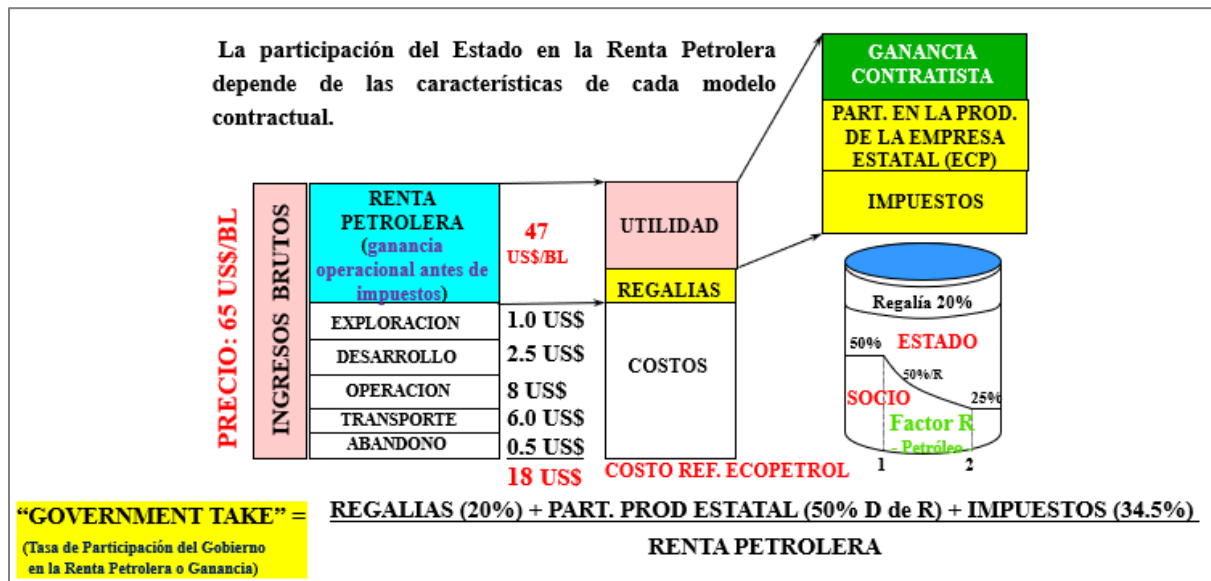
#### **4.2.6 Renta petrolera y Government Take**

Este acápite es el último de la fase II de la evaluación de la política petrolera del PND 2002-2006. En esta parte de la evaluación finalizaremos con el estudio evaluativo de la renta petrolera y el denominado *Government Take*.

**4.2.6.1 Renta Petrolera y Government Take del Contrato de Asociación.** Debido a que el precio del petróleo crudo varia en el mercado nacional e internación, para este acápite se tomará un precio base de 65 US\$/BL (precio promedio en la época de la evaluación en el último trimestre de 2022).

**Figura 1.**

*Cálculo de renta petrolera y Government Take (Contrato de Asociación)*



*Nota.* Grafica de los cambios en la tasa de liquidación de regalías por producción de petróleo crudo.

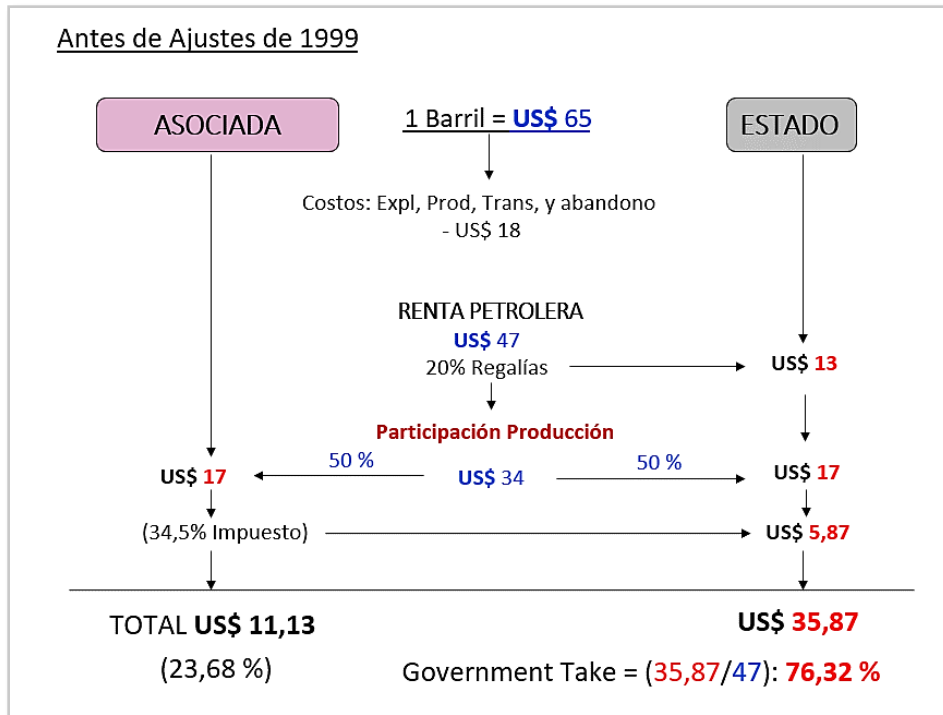
En la figura 9, se aprecia el ingreso bruto para el Estado en la renta en lo referente a la exploración, desarrollo, operación, transporte y/o abandono. En promedio por barril se ganan 18 dólares, quedando un porcentaje económico al que se le extraen las regalías y el restante se divide entre el inversor y la empresa estatal.

**4.2.6.2 Government Take Contrato de Asociación Estándar.** Los ingresos más significativos para el estado en materia de hidrocarburos son los contratos de asociación vigentes que generan regalías desde la asociación con Ecopetrol. Los impuestos, sin descuentos tributarios representaban solo el 16 % de los ingresos del estado.

A continuación, se presentarán diversas gráficas que permiten ir analizando la variación en los contratos de asociación desde 1999. Cada una de ellas será analizada según el escenario propuesto en las variaciones e ingresos.

**Figura 2.**

*Government take contrato de asociación antes de 1999*



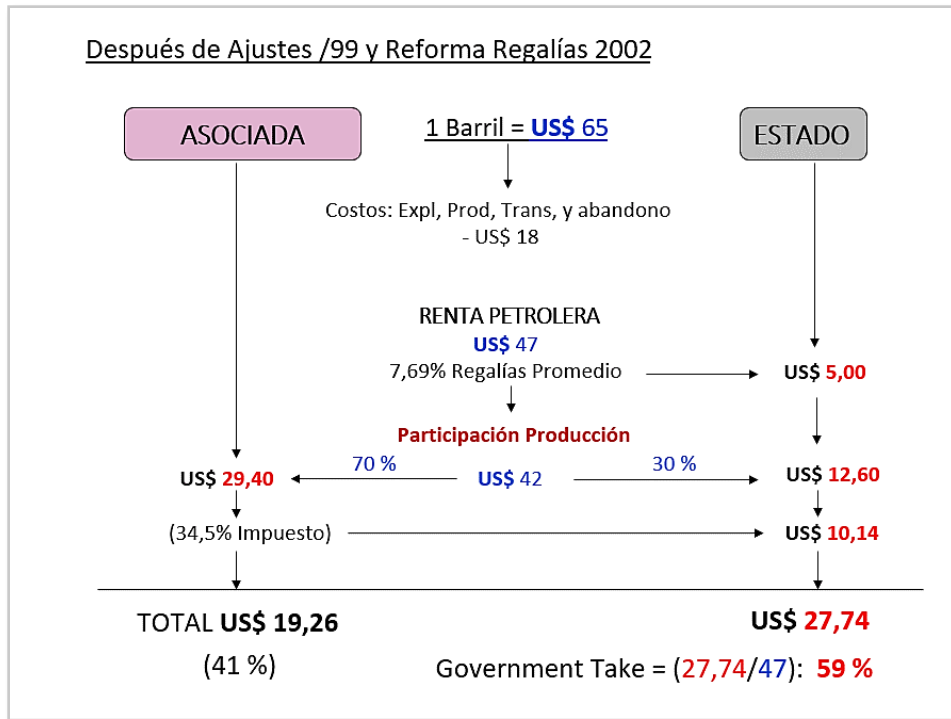
Nota. La figura representa el cálculo del *Government Take* antes del año 1999.

Antes de 1999 las regalías como lo indica la figura 10, por producción de petróleo, las regalías aún eran el 20% de la producción y se contaba con alta participación en la producción, lo que daba un *government take* para el Estado de 76.32% del valor de la explotación.

**4.2.6.3 *Government Take* de los Contratos Firmados Desde la Ronda 2000 Hasta 2003, con el Modelo 70/30.** De los ingresos significativos en los contratos de hidrocarburos para el Estado, solo la producción y los impuestos se convirtieron en rentables. Las regalías bajaron del 20% al 8%. La participación contractual pasó del 50% al 30% lo que significó para el estado la pérdida del 17,32% de la renta petrolera con la nueva política de hidrocarburos como lo deja ver la figura 11.

**Figura 3.**

*Government take contrato de asociación 1999-2002*



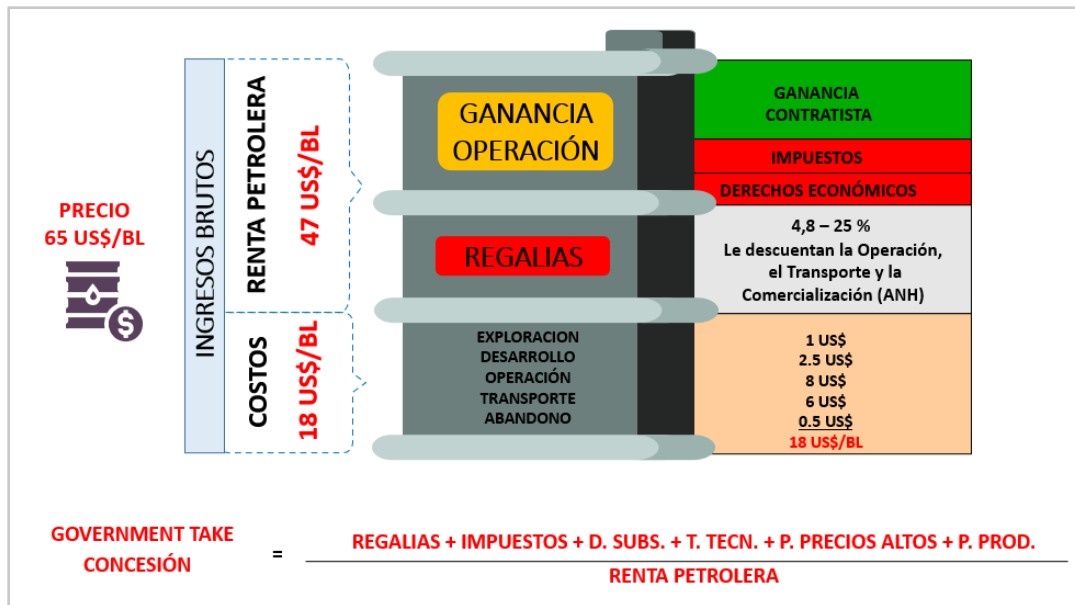
Nota. La figura representa el cálculo del *Government Take* entre año 1999 y 2002

#### 4.2.6.4 Renta Petrolera y *Government Take* Nueva Concesión Yacimientos

Convencionales.

Figura 4.

*Cálculo de renta petrolera y government take contrato de concesión*



Nota. Figura representativa del cálculo de la renta petrolera y *Government Take* del contrato de concesión.

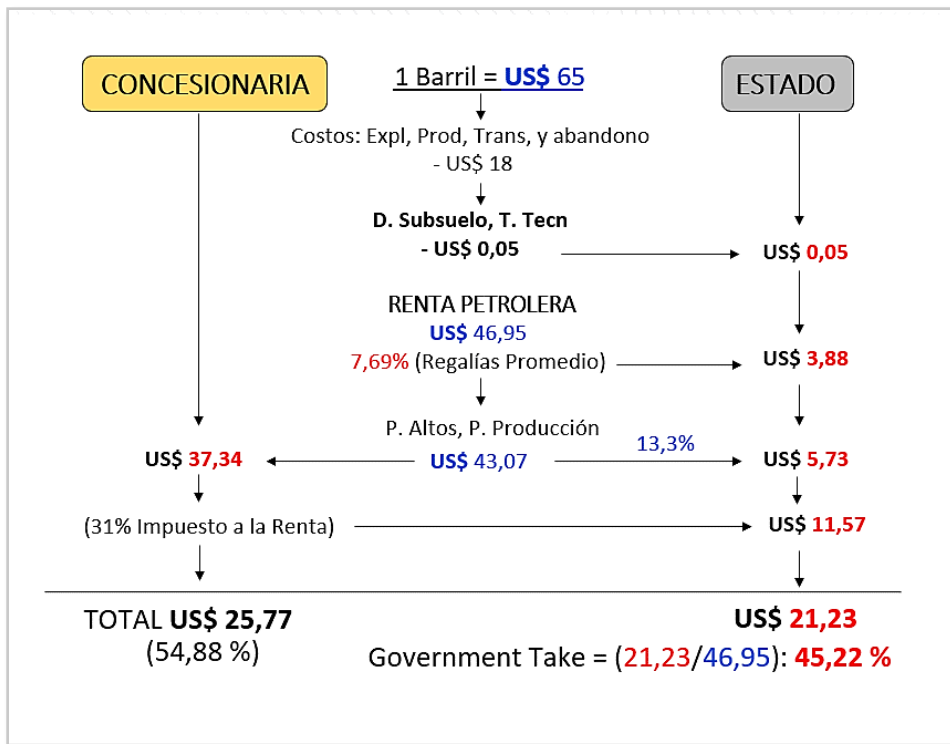
#### 4.2.6.5 Government Take de la Nueva Concesión – ANH Sin Prebendas Tributarias.

El costo exploratorio por barril, según Ecopetrol, es de 1 USD\$, como se muestra en la figura 12. Según lo que la ANH ha recibido históricamente, los derechos de uso del subsuelo más la transferencia de tecnología, representan el 4,9% de la inversión exploratoria; es decir 0,05 USD\$ por barril aproximadamente.

Igualmente, hay que tener en cuenta que la ANH no recibe las regalías en especie, como lo hacía Ecopetrol; y le descuentan los costos de operación, transporte y comercialización, equivalentes a 14.5 USD\$/BL. Es decir, que el precio para liquidar las regalías no es 65 USD\$, sino 50.5 USD\$/BL.

**Figura 5.**

*Government take contrato de concesión sin prenda tributaria*



Nota. La figura representa el cálculo del *Government Take* del contrato de concesión sin prebendas tributarias.

Según los 552 contratos firmados por la ANH, al 18 de enero de 2021 (ANH, 2022), la participación promedio en la producción para el país es del 3.27 %, y lo recibido históricamente por precios altos es casi tres veces lo recibido por participación en la producción, el 10% aproximadamente.

La participación en la producción, más la participación por precios altos, suma el 13.3% se observa (Figura 13) que lo recibido por impuestos es el ingreso más significativo para el Estado. Con este modelo de contrato se perdió otro 13,78% más de participación en la renta petrolera al llegar solo al 45,22% del *Government Take*.

**4.2.6.6 Efecto Sobre el Government Take de las Rentas Exentas, las Deducciones y los Descuentos Tributarios.** La matriz del régimen de los beneficios tributarios que el régimen tributario otorga específicamente a las empresas del sector de hidrocarburos no incluyen los

beneficios de manera general, a los cuales pueden acceder todos los contribuyentes de los impuestos administrativos por la DIAN, siempre que cumplan los requisitos que prevén las disposiciones que los consagran. Veamos la tabla 13 que permite ilustrar lo dicho.

**Tabla 3.**

*Beneficios tributarios del sector de hidrocarburos*

Num.	Descripción Legal	Impuesto/Obligación	Tipo Beneficio	Beneficio tributario/Minoración estructural	Ley	Año de la ley	Artículo de la Ley	Artículo del Estatuto Tributario
1	No causa el impuesto sobre las ventas - IVA la importación temporal de maquinaria pesada para industrias básicas, siempre y cuando dicha maquinaria no se produzca en el país.	IVA	No causación	Minoración estructural	223	1995	6	428 Lit. e
2	Está excluido del impuesto sobre las ventas el petróleo crudo recibido por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos por Concepto de pago de regalías para su respectiva monetización.	IVA	Exclusión	Beneficio tributario	1819	2016	175	424 parágrafo
3	El ingreso al productor en la venta de Gasolina y ACPM se encuentra gravado con el impuesto sobre las ventas a la tarifa del cinco por ciento (5%).	IVA	Tarifa	Beneficio tributario	1955	2019	74	468-1 Num. 4
4	Está exento del impuesto sobre las ventas - IVA el alcohol carburante con destino a la mezcla con gasolina para los vehículos automotores.	IVA	Exención	Beneficio tributario	2010	2019	12	477 Num. 1

5	El Gobierno nacional podrá otorgar, a partir de la entrada en vigencia de la Ley 1819 de 2016, como incentivo al incremento de las inversiones en exploración de hidrocarburos y minería, un certificado de reembolso tributario -CERT, a los contribuyentes que incrementen las inversiones, el cual corresponderá a un porcentaje del valor del incremento. El valor del CERT constituirá un ingreso no constitutivo de renta ni ganancia ocasional para quien lo percibe o adquiere y podrá ser utilizado para el pago de impuestos de carácter nacional administrados por DIAN.	Renta	Ingreso no constitutivo de renta o ganancia ocasional	Beneficio tributario	1819	2016	365
---	---	-------	---	----------------------	------	------	-----

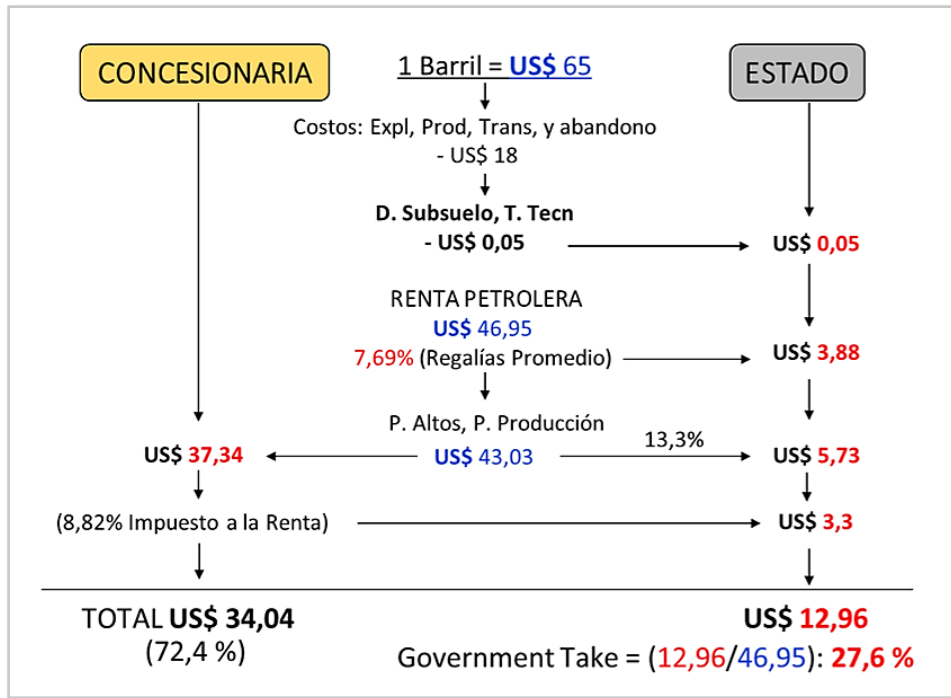
*Nota:* tomado de las respuestas del Ministerio de Minas y Energía al cuestionario para debate de control político en la proposición N° 39 de 2020 (Documento de trabajo interno del Congreso de la República).

En total del 2009 al 2019, los costos fiscales de los beneficios tributarios de los hidrocarburos sumaron un valor de 4.25 billones. A esto se suma que los contratistas extranjeros tienen más beneficios como: el alivio tributario de descontar las regalías como un costo; la devolución del IVA al exportar el crudo (tabla 13); y, girar el 100% de sus utilidades a sus casas matrices sin pagar impuesto de remesa.

#### **4.2.6.7 Government Take de la Nueva Concesión – ANH con Prebendas Tributarias**

#### **Figura 6.**

*Government Take contrato de concesión con prebendas tributarias*



Nota. La figura representa el cálculo del *Government Take* del contrato de concesión con prebendas tributarias.

Como se observa en la figura 14, los beneficios y alivios tributarios hace que se pierda otro 17,62% de participación en la renta petrolera por parte de la nación, siendo esta ahora de tan solo el 27,6%. La participación por precios altos se convierte en el ingreso más significativo de la renta petrolera como lo demuestran las estadísticas de la ANH, pero, crearía perdidas en las épocas de precios bajos, bajando el *government take* a tan solo un 18,4%.

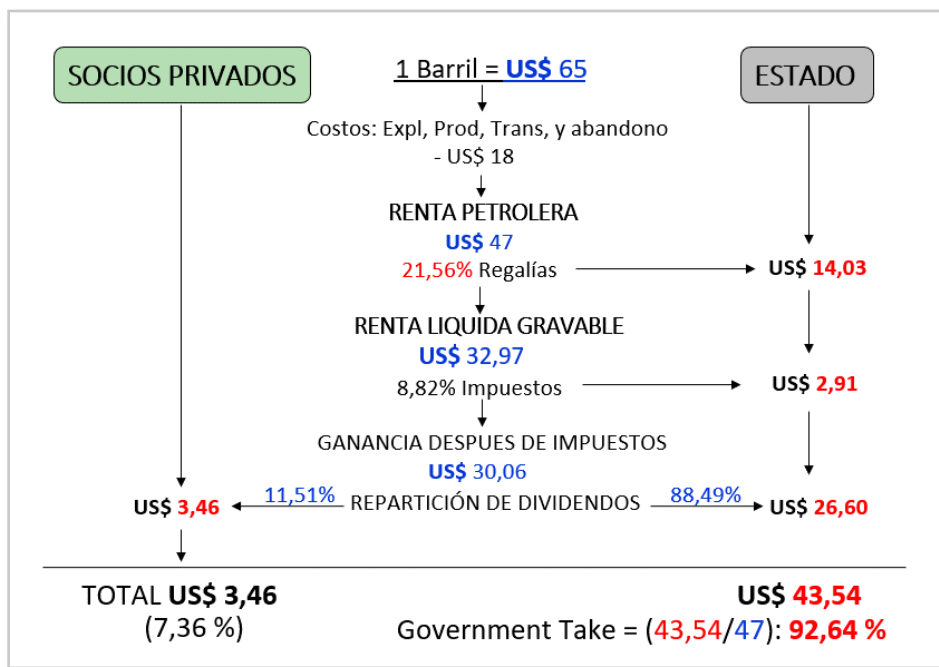
**4.2.6.8 Renta Petrolera y *government take* ECOPETROL.** La Ley 756 de 2002 propone que los campos de los contratos de asociación o concesión que finalicen o reviertan a la Nación, debe ser fijados en un 12% de regalías adicionales sobre la producción básica estipulada del 20%. Estas regalías serán repartidas en un 30% para el municipio productor y un 70% para el departamento productor (Ley 756, 2002, art. 39).

Los campos que Ecopetrol recibió o descubrió antes de 1994 deben pagar regalías del 20%. La producción incremental obtenida mediante recobro mejorado, en cualquier campo, paga regalías escalonadas junto con los campos descubiertos después de expedida la Ley 756 de 2002. La tasa de regalías promedio que paga Ecopetrol es del 21,56% el 70% de la ganancia en la producción total aproximada en los contratos de concesión en la nueva política de hidrocarburos.

**4.2.6.9 Government Take de los Convenios de Explotación (Campos Maduros que Explota Directamente Ecopetrol).**

**Figura 7.**

*Government Take convenio de explotación (campos maduros).*



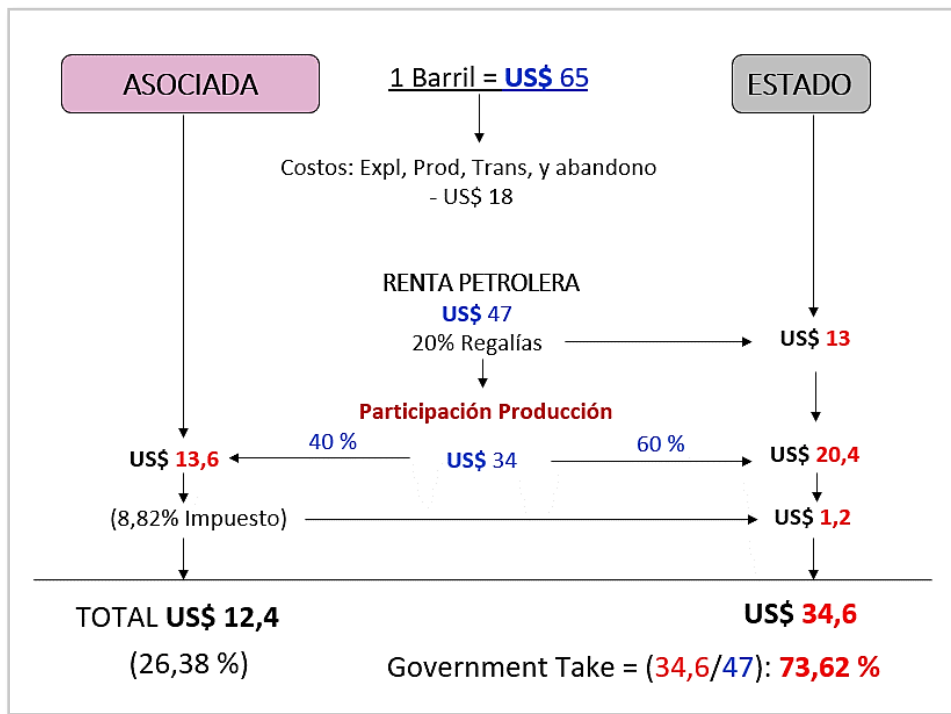
*Nota.* La figura representa el cálculo del *Government Take* de convenios de explotación.

La ganancia representada en la figura 15, es la más amplia que recibe la nación en todos los contratos sobre los hidrocarburos, un total del 92.64% del contrato. En esta modalidad, los socios contractuales obtendrían solo un 3,46% del ingreso por ganancia plena de la explotación.

**4.2.6.10 Government Take de los 40 Contratos de Asociación Vigentes (Incluidos los Extendidos), con Prebendas Tributarias.** En los contratos de asociación extendidos (Figura 16) existe una participación en la producción para Ecopetrol mayor al 50% (condición de la extensión), llegando a ocupar ganancias del 73.62%, mientras que el asociado solo recibe un 26.38%.

**Figura 8.**

*Government take 40 contratos de asociación vigentes, con prebendas tributarias*



*Nota.* La figura representa el cálculo del *Government Take* de los contratos de asociación vigente.

En esta fase II de desarrollo en la evaluación, se logró evidenciar como bajaron las cifras de la participación por contrato de concesión planteados en la nueva política de hidrocarburos. Lo que se venía advirtiendo desde la fase I, en la II se pudo concretar, tomando como referente tanto los contratos por concesión como los dados por asociación antes de la nueva política evaluada en este trabajo.

### 4.3 Fase III. Resultados Comparativos

En esta fase, se pretende comparar a grandes rasgos las diferencias entre los tipos de contratos, tanto los de concesión de la nueva política de hidrocarburos como los de asociación antes de la creación de la ANH.

#### 4.3.1 Comparación Entre Los Dos Modelos Contractuales

**Tabla 14.**

*Comparación entre modelos contractuales*

<b>COMPARACIÓN ENTRE MODELOS CONTRACTUALES</b>	
<u><b>Asociación de Ecopetrol</b></u>	<u><b>Concesión de la ANH</b></u>
Características de análisis principales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regalías del 4,8% al 25% (7% promedio incluyendo el gas).</li> <li>• Derechos:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Porcentaje de participación en la producción: X (3,31%).</li> <li>- Por precios altos</li> <li>- Por el uso del subsuelo: 4,6% de la inversión exploratoria.</li> <li>- Transferencia de Tecnología: 7,3% de derechos por uso del subsuelo.</li> </ul> </li> <li>• Libre disponibilidad de producción por el concesionario, en caso de abastecimiento interno, se vende a Precio internacional para el suministro interno, deduciendo el transporte si es en especie.</li> <li>• Impuestos 8.82%</li> <li>• Terminación hasta el límite económico.</li> <li>• Autonomía administrativa para el concesionario.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regalías 20%</li> <li>• Participación en la producción: 50% o más, 30% o más.</li> <li>• Suministro interno garantizado a precio preferencial.</li> <li>• Impuestos 34.5%</li> <li>• Terminación a los 22 años.</li> <li>• Coadministración</li> </ul>	

*Nota:* Elaborado a partir del análisis de la evaluación presentada en este capítulo.

En juego entonces los dos modelos de contratación en la tabla 14. Por un lado, el nivel de regalías que refleja el proceso de contratación por asociación marca una constante del 20%, mientras que la concesión derivada del contrato de la ANH refleja una ganancia en regalías escalonada del 4.8% al 25% en casos excepcionales. Esto marca como se evaluó anteriormente un ejercicio problemático en la nueva política de hidrocarburos planteada en el PND 2002-2006, porque se sacrificó notoriamente la participación del estado en regalías, incluso como ya se demostró las empresas extranjeras pueden manipular la cantidad de pozos sobre un yacimiento para que las regalías sean menores. Un atraso como política que sacrifica el ingreso per cápita de una actividad productiva por una mayor demanda de capitales.

El detrimento económico más grave lo muestra la participación en la producción porque esta según la tabla 14, en la asociación estaba entre el 30% y 50%, mientras que de manera concesional solamente alcanza un 3,31%. Se podría decir que el Estado entregó la explotación de los hidrocarburos a empresas internacionales a cambio de una reducida ganancia, pero un flujo constante de intercambio de capitales.

Los contratos de concesión como lo refleja la tabla 14, ganaron nuevas prebendas, reduciendo los impuestos y aumentando las ganancias frente a los contratos de asociación, por lo que se dejan preguntas de análisis en esta evaluación. ¿Es beneficioso el sacrificio de la ganancia estatal en la participación de contratos por abrir las puertas a la demanda de empresas de explotación del mineral? ¿Debe Colombia volver a un modelo de asociación donde se aumente significativamente las ganancias de la explotación de hidrocarburos en la transición energética actual?

### Conclusiones

La transformación de la política de hidrocarburos en el país entre el 2002-2006, buscaba solucionar la crisis petrolera que se presentaba desde inicios de los años 90 en Colombia. Para esto buscó incentivar la inversión extranjera en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos por un ejercicio de nueva contratación por concesión planteado por la ANH.

La intención del nuevo modelo era atraer empresas extranjeras a Colombia para salir del periodo de crisis en que estaban los hidrocarburos en el país. Esta apuesta política funcionó parcialmente, el nuevo modelo de contratos desarrollado por el gobierno nacional generó una mayor demanda de inversionistas de mediano o bajo reconocimiento, pero no de los grandes capitales petroleros como Exxon Mobil, Chevron o BP.

En cuanto al nivel de inversión pactado entre la ANH y los nuevos contratistas para exploración de nuevas áreas, solo se ha cumplido un 36% en 20 años de la nueva política. Existen contratos firmados hace más de 10 años, que se encuentran aún en etapa de ejecución, sin que hayan cumplido con la inversión pactada y que el país comience a ganar recursos en la participación.

Las políticas de regalías que maneja la ANH, ha permitido que los contratistas manipulen, como se demostró en la evaluación de la política, el tamaño de los campos explotados para reducir la producción de petróleo a menos de 5 mil barriles por día, lo que evita pagar un alto costo de regalías creando un detrimento económico al país.

Los derechos económicos de la ANH, se crearon con el propósito de beneficiar económicamente a la nación, sin embargo, las transferencias monetarias de la ANH al presupuesto

nacional, no reflejan este beneficio, generando solamente un ingreso minoritario a las arcas nacionales.

Desde la creación de la ANH, se han agregado un aproximado de 11.000 millones de barriles como reservas probadas, de los cuales 800 millones provienen de los campos concesionados por la ANH, es decir que las reservas agregadas durante 19 años de campos nuevos, solo servirían para abastecer a la nación durante 3 años, lo que no refleja tampoco un crecimiento en el nivel de reservas como se propuso al inicio de la nueva política de hidrocarburos.

**Referencias Bibliográficas**

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2004). *Contrato de exploración y explotación Buenavista*.  
BUENAVISTA\_EXPLORACION\_Y\_EXPLOTAION\_081104.pdf (anh.gov.co)
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2022). *Listado de contratos, inversiones, producciones y regalías*. [Documento de trabajo].
- Álvaro Uribe Vélez. (2003). *Se extiende contrato de asociación guajira*. Álvaro Uribe Vélez. SE  
EXTIENDE CONTRATO DE ASOCIACIÓN GUAJIRA – Álvaro Uribe Vélez  
(alvarouribevelez.com.co)
- Arias Trujillo, R. (2013). *Historia de Colombia contemporánea*. Ediciones Uniandes.
- Atehortúa Cruz, A. L. (2007). El conflicto colombo-peruano. Apuntes acerca de su desarrollo e importancia histórica. *Historia y Espacio*, 3(29). Dialnet-  
ElConflictoColomboPeruanoApuntesAcercaDeSuDesarrol-4014994.pdf
- Atehortúa Cruz, A. L. (2008). Colombia en la guerra de Corea. *Folios. Segunda época*, 27. 63-76.  
<http://www.scielo.org.co/pdf/folios/n27/n27a06.pdf>
- Banco de la República de Colombia. (5 de abril de 2004). *Evolución de la Balanza de Pagos de Colombia enero a diciembre de 2003*. Banco de la República.  
<https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/balanza-pagos#:~:text=La%20balanza%20de%20pagos%20de,corriente%20y%20la%20cuenta%20financiera>
- Bravo, E. (2007). *Los impactos de la explotación petrolera en ecosistemas tropicales y la biodiversidad*.

[https://www.inredh.org/archivos/documentos\\_ambiental/impactos\\_explotacion\\_petrolera\\_esp.pdf](https://www.inredh.org/archivos/documentos_ambiental/impactos_explotacion_petrolera_esp.pdf)

Cairo Carou, H. y Lois, M. (2014). Geografía política de las disputas de fronteras: cambios y continuidades en los discursos geopolíticos en América Latina (1990-2013). *Cuadernos de Geografía / Revista Colombiana de Geografía*, 23(2), 45-67.  
<http://www.scielo.org.co/pdf/rcdg/v23n2/v23n2a04.pdf>

Castro Agudelo, C. y Rey Carazo, P. (2004). *Cronología de la contratación petrolera en Colombia* (tesis de pregrado). Universidad de la Sabana, Chía, Colombia.

CNMH. (2013). *¡Basta Ya! Colombia: Memorias de guerra y dignidad*. Imprenta Nacional.

CNMH. (2014). *Guerrilla y población civil: trayectoria de las FARC 1949-2013*. Imprenta Nacional.

Constitución Política de Colombia [Const]. Art. 332, 360. Julio 7 de 1991 (Colombia).

Decreto 1056 de 1953. [Ministerio de Hacienda y Crédito Público]. Por la cual se expide el código de petróleos. Abril 20 de 1953. D.O. N° 28199.

Decreto 1180 de 2003. Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre Licencias Ambientales. Mayo 10 de 2003. D.O. N° 45185.

Decreto 1728 de 2002. Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre la Licencia Ambiental. Agosto 6 de 2002. D.O. N° 44893.

Decreto 1760 de 2003 [con fuerza de ley]. 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. Junio 26 de 2003. D.O. N° 45230.

Decreto 1970 de 1974 [con fuerza de ley]. Por el cual se declara el estado de emergencia económica. Septiembre 24 de 1974. D.O. N° 34170.

Decreto 2310 de 1974 [con fuerza de ley]. Por el cual se dictan normas sobre abolición del régimen de concesiones en materia de hidrocarburos y se adiciona el Artículo 58 del Decreto 2053 de 1974. Octubre 28 de 1974. D.O. N° 34201.

Decreto 2782 de 1989 [Presidencia de la República]. Por el cual se reglamenta parcialmente el Decreto-ley número 2310 de 1974. Noviembre 28 de 1989. D.O. N° 39084.

Delgado, A. (2002). Las luchas laborales. En M. Archila (Comp.), *25 años de luchas sociales en Colombia* (pp. 45-70). Cinep.

Departamento Nacional de Planeación. (2003). *Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006. Hacia un Estado Comunitario*. Imprenta Nacional de Colombia.

Documento CONPES 3245 [Consejo Nacional de Política Económica y Social]. Extensión de contratos de asociación. 15 de septiembre de 2003.

Dugarte Rangel, R. A. (2021). Juan Pablo Pérez Alfonzo: pensamiento fundador de la OPEP. *Humana del Sur*. (PDF) Juan Pablo Pérez Alfonzo: pensamiento fundador de la OPEP | Ramón Alonso Dugarte Rangel - Academia.edu

Economía creció 4,3% durante los 8 años de Uribe. (2010). *El Colombiano*. [https://www.elcolombiano.com/historico/economia\\_crecio\\_43\\_durante\\_los\\_8\\_anos\\_de\\_uribe-HVec\\_92342](https://www.elcolombiano.com/historico/economia_crecio_43_durante_los_8_anos_de_uribe-HVec_92342)

EFE. (20 de abril de 1992). Puertas abiertas al capital extranjero. *El Tiempo*. PUERTAS ABIERTAS AL CAPITAL EXTRANJERO - Archivo Digital de Noticias de Colombia y el Mundo desde 1.990 - eltiempo.com

El Escandaloso nivel de la deuda. (5 de agosto de 2002). *El tiempo*.  
<https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1345732>

El PIB subió un 6,7% en Colombia. (2006). *Expansión*.  
<https://datosmacro.expansion.com/pib/colombia?anio=2006>

Estrada, F., Mutascu, M. y Tiwari, A. (2013). Estabilidad Política y Tributación. *Análisis Político*, 26(77). [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0121-47052013000100006](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0121-47052013000100006)

Fedesarrollo. (1974). El impacto de la crisis petrolera mundial. *Coyuntura Económica: Investigación Económica y Social*. 131-42.  
[https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/2795/Co\\_Eco\\_Octubre\\_1974\\_Fedesarrollo.pdf?sequence=2&isAllowed=y](https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/2795/Co_Eco_Octubre_1974_Fedesarrollo.pdf?sequence=2&isAllowed=y)

Fondo Monetario Internacional – FMI. (2009). *Manual de balanza de pagos y posición de inversión internacional*. Fondo Monetario Internacional.

Fundación Terram. (2016). *Historia del día del medio ambiente: desde sus inicios en 1974*. Fundación Terram. <https://www.terram.cl/2016/06/historia-del-dia-del-medio-ambiente-desde-sus-inicios-en-1974/#:~:text=Desde%20sus%20inicios%20en%201974%2C%20el%20D%C3%ADa%20Mundial%20del%20Medioambiente,fauna%20y%20la%20flora%20silvestres>

Jaramillo Londoño, C. (1997). El fracaso de la política social de Samper. *Revista Universidad EAFIT*, 33(107), 109-131. <https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/16466>

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. Junio 28 de 1994. D.O. N° 41414.

Ley 2 de 1991. Por el cual se modifica la Ley 9 de 1989. Enero 15 de 1991. D.O. N° 39631.

Ley 20 de 1969. Por la cual se dictan algunas disposiciones sobre minas e hidrocarburos. Diciembre 22 de 1969. D.O. N° 32964.

Ley 388 de 1997. Por la cual se modifica la Ley 9 de 1989, y la Ley 2 de 1991 y se dictan otras disposiciones. Julio 18 de 1997. D.O. N° 43091.

Ley 49 de 1990. Por la cual se reglamenta la repatriación de capitales, se estimula el mercado accionario, se expiden normas en materia tributaria, aduanera y se dictan otras disposiciones. Diciembre 28 de 1990. D.O. N° 39615.

Ley 508 de 1999. Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo para los años de 1999-2002. Julio 30 de 1999. D.O. N° 43651.

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 25 de 2002. D.O. N° 44878.

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. D.O. N° 45046.

Ley 9 de 1989. Por la cual se dictan normas sobre planes de desarrollo municipal, compraventa y expropiación de bienes y se dictan otras disposiciones. Enero 11 de 1989. D.O. N° 38650.

Ley 963 de 2005. Por la cual se instaure una ley de estabilidad jurídica para los inversionistas en Colombia. Julio 08 de 2005. D.O. N° 45963.

Ley 99 de 1993. Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales

renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones. Diciembre 22 de 1993. D.O. N° 41146.

Mabro, R. (2007). El nacionalismo petrolero, la industria del petróleo y la seguridad energética.

*Área: Economía y Comercio Internacional.* Microsoft Word - ARI114-2007\_Mabro\_nacionalismo\_petrolero (ribei.org)

Melo-Becerra, L. A., Ramos Forero, J. E., Parrado Galvis, L. M. y Zarate-Solano, H. M. (2016).

Bonanzas y crisis de la actividad petrolera y su efecto sobre la economía colombiana.

*Borradores de Economía,* (961), 1-30.

[https://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/archivos/be\\_961.pdf](https://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/archivos/be_961.pdf)

Ministerio de Minas y Energía. (2022). *Balance de contratos de hidrocarburos y recursos*

*disponibles para la transición energética justa.* DIAGNOSTICO GENERAL DE

CONTRATOS DE HIDROCARBUROS V8 -121222.indd (minenergia.gov.co)

Ochoa Díaz, H. y Martínez Montealegre, Á. M. (2005). El comportamiento de la inflación en

Colombia durante el período 1955-2004. *Estud.gerenc.* 21(95). EL COMPORTAMIENTO

DE LA INFLACIÓN EN COLOMBIA DURANTE EL PERÍODO 1955-2004

(scielo.org.co)

Organization of the Petroleum Exporting Countries. (2023). *Brief History.* OPEC.

[https://www.opec.org/opec\\_web/en/about\\_us/24.htm](https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm)

Orjuela Cubides, J. (2020). Huelga de la USO en 2004: el quiebre en la lucha social (Parte II).

*Agencia Prensa Rural.* <https://prensarural.org/spip/spip.php?article25345>

Palacios, M. (1995). *Entre la legitimidad y la violencia Colombia 1875-1994.* Grupo Editorial

Norma.

Presidencia de la República. (2004). *Extensión del Contrato de Asociación Cravo Norte.*

Presidencia de la República.

[http://historico.presidencia.gov.co/prensa\\_new/sne/2004/abril/20/11202004.htm](http://historico.presidencia.gov.co/prensa_new/sne/2004/abril/20/11202004.htm)

Torrco Terán, M. A. (2009). *Factores explicativos y dimensiones de la estabilidad política: un*

*estudio mundial* (tesis de doctorado). FLACSO, México.

<https://repositorio.flacsoandes.edu.ec/bitstream/10469/1777/1/TFLACSO->

2009MATT.pdf

Triana, G. (Julio de 2009). Uribe Vélez impuso una reforma petrolera de corte colonialista.

*Cedetrabajo*. <https://cedetrabajo.org/wp-content/uploads/2012/08/34-6.pdf>

Vargas Velásquez, A. (1992). *Magdalena Medio Santandereano. Colonización y conflicto*

*armado*. Cinep.

Vía libre a inversión extranjera en URSS. (06 de julio de 1991). *El Tiempo*.

<https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-115037>