



ANÁLISIS DE LA POLÍTICA PETROLERA EN MATERIA DE EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS IMPLEMENTADA CON LA EXPEDICIÓN
DEL DECRETO LEY 1760 DE 2003

Trabajo de Aplicación

Augusto Roa Piedrahita

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga, 11-05-2023



ANÁLISIS DE LA POLÍTICA PETROLERA EN MATERIA DE EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS IMPLEMENTADA CON LA EXPEDICIÓN
DEL DECRETO LEY 1760 DE 2003

Augusto Roa Piedrahita

Trabajo de Grado para optar al título de
Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas
Énfasis en Gerencia y Economía de los Hidrocarburos

DIRECTORA

Dra. Alexandra Cortés Aguilar

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga, 18-02-2023



Nota de Aceptación

Firma del Evaluador

Firma del Director



DEDICATORIA

A Dios por permitirme terminar esta maestría, por darme la sabiduría, la paciencia, el entendimiento para afrontar todas y cada una de las dificultades en el desarrollo de este programa.

A mis padres y a cada una de las personas de mi familia, por todos los sacrificios vividos para obtener este logro. Por recibir siempre su cariño, y su apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTOS

A la Dra. Alexandra Cortés Aguilar por su paciencia y constancia por todos sus aportes siempre útiles. Por sus palabras de aliento en las horas difíciles cuando más necesite en esas horas de trabajo. Gracias por su orientación y sacrificio.

A todo el equipo docente y de apoyo académico de la Escuela de Petróleos gracias por su paciencia y su apoyo por compartir sus conocimientos de manera generosa y profesional por su dedicación en todo lo que hacen.



TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN.....	9
ABSTRACT	10
INTRODUCCIÓN.....	11
1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN.....	13
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	13
1.2. JUSTIFICACIÓN	16
1.3. OBJETIVOS	17
1.3.1. OBJETIVO GENERAL.....	17
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
2. MARCO REFERENCIAL	18
2.1. MARCO TEÓRICO.....	18
2.2. MARCO CONCEPTUAL	31
2.3. MARCO LEGAL	33
3. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	39
4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	40
5. RESULTADOS	48
6. CONCLUSIONES.....	78
7. RECOMENDACIONES.....	81
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83
9. ANEXOS.....	90



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. <i>Producción de petróleo en Colombia</i>	29
Figura 2. <i>Institucionalidad regulatoria del sector hidrocarburos en Colombia</i>	34
Figura 3. <i>Jerarquía Normativa del sector hidrocarburos en Colombia</i>	35
Figura 4. <i>Modelos de contratación mundial para el sector hidrocarburos</i>	40
Figura 5. <i>Representación participación Gobierno-Inversionista en los Contratos de asociación</i>	42
Figura 6. <i>Evolución del Contrato de Asociación en Colombia</i>	45
Figura 7. <i>Nueva estructura institucional a partir del año 2003</i>	46
Figura 8. <i>Representación participación Gobierno-Inversionista en los Contratos de asociación</i>	56
Figura 9. <i>Renta petrolera y Government Take nueva concesión en yacimientos convencionales</i>	57
Figura 10. <i>Renta petrolera y Government Take nueva concesión en YNC</i>	58
Figura 11. <i>Government Take antes de ajuste del año 1999</i>	59
Figura 12. <i>Government Take después de los ajustes del año 1999 y la reforma a las regalías del año 2002</i>	61
Figura 13. <i>Government Take para el modelo Concesionario moderno</i>	62
Figura 14. <i>Government Take para el modelo Concesionario tradicional</i>	63
Figura 15. <i>Government Take para el modelo Concesionario moderno con prebendas tributarias</i>	64
Figura 16. <i>Government Take de los convenios de explotación de ECP</i>	65
Figura 17. <i>Government Take de los 40 contratos de asociación vigentes de ECP (incluidos los extendidos), con prebendas tributarias</i>	66
Figura 18. <i>Evolución de la tasa de regalías en porcentajes de acuerdo a la producción de los campos (KBPD)</i>	74
Figura 19. <i>Tasa promedio de regalías de los 360 “campos” nuevos, descubiertos bajo el contrato de concesión de la ANH</i>	75
Figura 20. <i>Tasas de regalías para YNC</i>	76
Figura 21. <i>Regalías para gas y crudo para algunas compañías del 2do trimestre del 2020</i>	76
Figura 22. <i>Porcentaje de regalías de ECP a junio de 2019</i>	77



LISTA DE TABLAS

Tabla 1. <i>Pozos perforados en el Valle Inferior del Magdalena y la cuenca del Cesar - Ranchería entre 1900 y 1917.</i>	21
Tabla 2. <i>Normatividad aplicada en el sector de hidrocarburos.</i>	36



LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Government take promedio del país incluyendo todos los tipos de Contrato

ANEXO B. Inversiones pendientes por ejecutar para contratos E&P

ANEXO C. Reservas probadas y producción del año 2000 al 2018 de crudo de campos maduros

Anexo D. Reservas probadas y producción del año 2000 al 2018 de gas de campos maduros

Anexo E. Reservas probadas de gas al cierre del 2019 en contratos E&P

Anexo F. Participación promedio producción ANH en contratos E&P

Anexo G. Contratos para YNC con participación en la ANH

Anexo H. Participación promedio en la producción para la ANH en los 13 contratos

Anexo I. El valor recaudo por derechos económicos por participación en la producción a diciembre 31 de 2018

Anexo J. Transferencias de excedentes o utilidades en monto o fecha que la ANH al año 2020

Anexo K. Producción de gas fiscalizado por tipo de contrato, que provienen de 40 contratos de asociación vigentes al cierre del año 2020

Anexo L. Tasa de regalías promedio que paga Ecopetrol S.A.

Anexo M. Devolución del IVA de la DIAN al año 2020

Anexo N. Los beneficios tributarios del sector extractivo (minería e hidrocarburos)

Anexo O. Recaudo de impuestos para Ecopetrol del año 2014 al 2018

Anexo P. Los impuestos más dividendos de Ecopetrol



RESUMEN

Título: ANÁLISIS DE LA POLÍTICA PETROLERA EN MATERIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS IMPLEMENTADA CON LA EXPEDICIÓN DEL DECRETO LEY 1760 DE 2003 - Trabajo de Aplicación

Autor: AUGUSTO ROA PIEDRAHITA

Palabras clave: EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS, GOVERNMENT TAKE, POLÍTICA PETROLERA, REGALÍAS, RESERVAS PROBADAS.

Descripción: El presente proyecto de grado de maestría en modalidad de Propuesta Trabajo de Aplicación pretende realizar un análisis de la política petrolera, en materia de exploración y producción de hidrocarburos, implementada con la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003. En el presente documento se realizó una descripción e interpretación de la situación en la cual la política petrolera en Colombia se ha desarrollado a lo largo de la historia, abarcándolo desde diferentes frentes tales como percepciones, experiencias y creencias. Con base en lo anterior, se efectuó un estudio a profundidad de las políticas petroleras precedidas y posteriores al Decreto Ley 1760 de 2003, identificando su contribución al desarrollo económico del país, teniendo en cuenta el descenso continuo, no solo en la producción si no también en las reservas de hidrocarburos, desde comienzos de la primera década del siglo XXI. Dentro de la cual, Colombia ha alcanzado una mejor perspectiva para la inversión extranjera y mantenido la autosuficiencia encaminada al crecimiento (Echeverry et al., 2009). Finalmente, este trabajo de grado efectúa un estudio y análisis de la política petrolera anterior y actual, determinando en ésta última las condiciones que se presentan debido a la aplicación del Contrato de Concesión moderna principalmente en términos de recaudo de regalías. Con este estudio se pudo observar el avance que ha tenido Colombia en materia de hidrocarburos desde el comienzo del siglo XXI con la implementación del Decreto 1760 de 2003, autorizado por la Ley 790 de 2002, buscando ser más llamativo para las inversiones extranjeras. De igual forma se demostró que el contrato E&P por concesión moderna trajo avances en temas de exploración y explotación de recursos naturales no renovables. Al realizar la comparación del Government Take del nuevo modelo concesionario con una concesión tradicional se observó un desfavorecimiento para el Estado, retrocediendo para los intereses de la Nación, debido a que éste pasó a recibir prácticamente el mismo Government Take de hace 100 años sin ningún tipo de avance productivo para el país. También se determinó que durante los últimos 11 años el promedio anual de transferencias o giros a la nación por parte de la ANH fue de 359 mil millones de pesos equivalente a 0,36 billones, valor bastante bajo debido a que al ser comparado por el presupuesto anual de una universidad estatal este es significativamente menor.



ABSTRACT

Title: ANALYSIS OF THE OIL POLICY ON EXPLORATION AND PRODUCTION OF HYDROCARBONS IMPLEMENTED WITH THE ISSUANCE OF DECREE LAW 1760 OF 2003 - Application Work

Author: AUGUSTO ROA PIEDRAHITA

Keywords: HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION, GOVERNMENT TAKE, OIL POLICY, ROYALTIES, PROVEN RESERVES

Description: This master's degree project in the modality of Proposal Application Work aims to perform an analysis of the oil policy, in terms of exploration and production of hydrocarbons, implemented with the issuance of Decree Law 1760 of 2003. In this document a description and interpretation of the situation in which the oil policy in Colombia has been developed throughout history was made, covering it from different fronts such as perceptions, experiences and beliefs. Based on the above, an in-depth study of oil policies preceding and following Decree Law 1760 of 2003 was carried out, identifying their contribution to the economic development of the country, taking into account the continuous decrease, not only in production but also in hydrocarbon reserves, since the beginning of the first decade of the 21st century. Within which, Colombia has reached a better perspective for foreign investment and maintained self-sufficiency towards growth (Echeverry et al., 2009). Finally, this degree work carries out a study and analysis of the previous and current oil policy, determining in the latter the conditions that are presented due to the application of the modern Concession Contract mainly in terms of royalty collection. With this study, it was possible to observe the progress that Colombia has had in hydrocarbons since the beginning of the XXI century with the implementation of Decree 1760 of 2003, authorized by Law 790 of 2002, seeking to be more attractive for foreign investments. Likewise, it was demonstrated that the E&P contract by modern concession brought advances in exploration and exploitation of non-renewable natural resources. When comparing the Government Take of the new concessionary model with a traditional concession, a disadvantage for the State was observed, going backwards for the interests of the Nation, due to the fact that the latter started to receive practically the same Government Take of 100 years ago without any type of productive progress for the country. It was also determined that during the last 11 years the annual average of transfers or drafts to the nation by the ANH was 359 billion pesos equivalent to 0.36 trillion, a rather low value because when compared to the annual budget of a state university it is significantly lower.



INTRODUCCIÓN

El presente proyecto de grado pretende diagnosticar el estado actual de la industria petrolera en Colombia, así como también los resultados referentes a contratos, reservas, inversiones, aportes al gobierno y a la economía del país mediante la ejecución de los derechos económicos, los cuales llevaron a no solo a la implementación del Decreto Ley 1760 de 2003 si no de igual forma al cambio de contrato de Exploración por parte del Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Es importante resaltar que la información que fue tomada como insumo proviene de la ANH, el Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol S.A. y la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN).

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), reconocida como la entidad encargada de la administración de los hidrocarburos de Colombia, en el año 2010 propuso como meta para el Estado alcanzar una reserva de seis mil millones de barriles y una producción superior a un millón de barriles diarios para el 2020 (ANH, 2010 y EL PAÍS, 2010). Sin embargo, tres años posteriores a esta fecha máxima establecida para su cumplimiento se reportó el no cumplimiento de esta meta para las condiciones de producción.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, el presente proyecto de grado identifica y describe con detalle los parámetros, términos y condiciones de los diferentes modelos de contratación que se han implementado en Colombia durante el periodo de 1974 a la actualidad, realizando una cuantificación a la renta petrolera y los derechos económicos para el Gobierno Nacional (Government Take). También se llevó a cabo la evaluación de los resultados de la política petrolera respecto a la exploración y producción de hidrocarburos, la cual fue implementada por primera vez por la ANH para el año 2004 hasta la actualidad, resaltando las condiciones de nuevos contratos en materia de exploración y producción (E&P), inversión,



nuevas reservas, producción, regalías e impuestos.

Para ello, inicialmente se presenta en este documento la evolución histórica del sector de hidrocarburos en Colombia, describiendo los cuatro periodos desde el inicio de la industria petrolera hasta el último cambio, comenzando con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la implementación del nuevo modelo concesionario (Decreto Ley 1760 de 2003). Posteriormente se hace una explicación de los términos más relevantes como Exploración y Producción de Hidrocarburos, Government Take, Política Petrolera, Regalías, Reservas Probadas y Sistema General de Regalías.

Los resultados obtenidos mostraran las diferentes modalidades de contratación petrolera a nivel mundial y sus características, así como un análisis comparativo del Government Take por período. Finalmente, se exhibirán las ventajas de tipo de Contrato Exploración y Producción (E&P) realizando una comparación de cada uno de ellos.



1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El nacimiento jurídico de la industria petrolera en Colombia se produce inmerso dentro de la normatividad minera determinada con un decreto expedido por el libertador Simón Bolívar en el año de 1829. Sin embargo, después de cerca de un siglo y con la primera ley específica para el sector de hidrocarburos, establecida como la Ley 120 de 1919, esta industria queda enmarcada en las políticas claras en cuanto a sus actividades técnicas, renta económica, utilidad pública, propiedad y administración del subsuelo.

A lo largo de la historia estas normas han tenido evidentes cambios, los cuales han provocado la división de la evolución de la política petrolera en cuatro fases o periodos, estando estos claramente definidos respecto al concepto de participación del país en la renta petrolera (Government Take ó State Take), el cumplimiento de algunos principios básicos sobre la inversión privada, la autosuficiencia energética, el medio ambiente y la responsabilidad social.

La creación de la Empresa Colombiana de Petróleos, establecida bajo la Ley 165 de 1948 y el Decreto 030 de 1951 así como la expedición del Código del Petróleo mediante el Decreto 1056 de 1953, dan por terminado el primer periodo de la política petrolera en Colombia. Esta reforma obedeció a circunstancias políticas y sindicales, las cuales se presentaron al tiempo en el que un convulsionado país se encontraba envuelto en una guerra civil producto del asesinato del líder político de aquel tiempo Jorge Eliecer Gaitán. Sin embargo, es valioso resaltar que este cambio no modificó el modelo contractual para Exploración y Producción (E&P).

La terminación del segundo periodo es provocada con la expedición del Decreto Ley 2310 de 1974 en el cual se le delega a la Junta Directiva de la empresa Ecopetrol S.A. la administración del subsuelo, modificando el modelo contractual para la exploración y producción, eliminando el modelo concesionario y a su vez implementando el Joint Venture o contrato de Asociación. Esta reforma se da en



medio de unas circunstancias enmarcadas dentro del contexto mundial, producto de la nacionalización del petróleo en la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) así como el embargo petrolero mundial que adelantaron los miembros de la Liga Árabe en 1973.

La ola de nacionalización y las crisis petroleras de la década de los años setenta del siglo pasado, cambiaron no solo el control de las reservas mundiales de petróleo sino de igual forma su producción, poniendo en riesgo el suministro para los países industrializados. Esto llevó, durante las dos décadas siguientes, a la implementación de estrategias geopolíticas neoliberales en cuanto a inversión por parte de las trasnacionales petroleras, así como a cambios en el negocio y la comercialización mundial del petróleo, provocando la perestroika y la implosión de la Unión Soviética. Estas variaciones del entorno mundial petrolero afectaron la inversión extranjera directa en Colombia en este sector, produciendo a su vez continuas reformas del contrato de asociación.

La última reforma significativa de la política petrolera en Colombia se da con la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003, producto de los fracasados cambios del modelo contractual de Asociación los cuales no atraieron la inversión extranjera esperada, así como la intromisión internacional neoliberal en los asuntos internos de control y operación de los activos minero energéticos, y el riesgo de perder la autosuficiencia petrolera por la caída en la producción nacional y la casi nula exploración en la búsqueda de nuevas reservas. Este decreto llevó a la escisión de Ecopetrol S.A., a su transformación como empresa de economía mixta y por acciones, y a la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) actuando como nuevo ente responsable de la administración del subsuelo por parte del poder Ejecutivo. Dentro de sus funciones quedó plasmada la implementación de un nuevo modelo contractual, quedando expedido en los Acuerdos 08 y 10 de 2004, por parte del Consejo Directivo. Todo esto llevó a la erogación del Contrato de Asociación y la aplicación nuevamente del Contrato de Concesión, con algunas modificaciones respecto al antiguo modelo concesionario minero heredado de la época colonialista,



el cual fue prohibido por el presidente de ese momento Alfonso López Michelsen mediante el Decreto Ley 2310 en 1974.

El retorno al modelo Concesionario (Concesión Moderna o Contrato I/R) llevó al desprendimiento de casi la totalidad de la intervención en la producción a cambio de otros derechos económicos a favor de la Nación, entre ellos la participación por precios altos y los derechos de uso del subsuelo. Todo esto, sumado a la transferencia de tecnología (los cuales ya estaban en los contratos de asociación), la liquidación de regalías que para ese momento se habían sido modificadas con la Ley 756 de 2002 (pasando de una tarifa del 20% a un modelo escalonado de acuerdo con la producción por campo) y a las prebendas para el sector minero energético (aprobadas en las reformas tributarias de los años 2006, 2008, 2010 y 2012) cambiaron la matriz de repartición de la renta petrolera a favor de los inversionistas (Government Take).

El objetivo establecido de esta investigación es el análisis de este último cambio en la política petrolera colombiana (Decreto Ley 1760 de 2003) después de casi 20 años de funcionamiento de la ANH, basado en los resultados, en cuanto a la firma de nuevos contratos para Exploración y Producción (E&P), la robustez de las empresas operadoras o contratistas, el monto de las inversiones efectivas y pactadas, el descubrimiento de nuevas reservas, el aporte al fisco nacional y la participación del país en la renta petrolera (Government Take).

Este proyecto de grado formula la siguiente pregunta de investigación a resolverse con el desarrollo de este:

¿Fue el Decreto Ley 1760 de 2003, que escinde a Ecopetrol S.A. y crea la ANH, un acierto para garantizar el suministro interno de hidrocarburos y mejorar los ingresos de la nación para jalonar el desarrollo económico y social?



1.2. JUSTIFICACIÓN

Después de 20 años de implementación de la actual política petrolera en Colombia, a través de la ANH, y establecida con el Decreto Ley 1760 de 2003, así como su reglamentación mediante Decretos gubernamentales y Acuerdos de su Consejo Directivo, es importante y necesario analizar y cuantificar sus resultados dentro de las variables, parámetros y principios básicos fijados por el Estado como propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables (Art. 332 de la Constitución Política de 1991). Esto incluye analizar la participación de la inversión privada (número de contratos, inversión efectiva), el autoabastecimiento de hidrocarburos a precio preferencial (nuevas reservas y política de precios para el suministro interno), la protección al medio ambiente (buenas prácticas), y la responsabilidad social (impuestos y programas en beneficio de las comunidades del área de influencia directa). Sin embargo, por la complejidad propia del tema, esta investigación no analizará ni evaluará las variables ambiental ni social que merecen un trabajo de investigación con este objetivo específico.

Es importante tener en cuenta que 16 años después de implementada la política petrolera anterior (Decreto Ley 2310 de 1974), el país había logrado la autosuficiencia petrolera volviendo a ser exportador neto de petróleo, con grandes descubrimientos como Chuchupa, Caño Limón, Cusiana, Cupiagua, Castilla, Rubiales, Guando, Pauto y Floreña, entre otros campos de menor importancia, los cuales a la fecha representan más del 60% de la producción nacional de petróleo y gas.



1.3. OBJETIVOS

1.3.1. *Objetivo general*

Analizar la política petrolera, en materia de exploración y producción de hidrocarburos, implementada con la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003.

1.3.2. *Objetivos específicos*

- Describir los parámetros, términos y condiciones de los diferentes modelos de contratación mundial, para la exploración y producción de hidrocarburos.
- Identificar y cuantificar la renta petrolera y los derechos económicos para el gobierno (Government Take), en los diferentes modelos contractuales que se han aplicado históricamente en Colombia.
- Evaluar los resultados de la política petrolera en materia de exploración y producción de hidrocarburos, implementada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos desde 2004, en términos de nuevos contratos para E&P, inversión, nuevas reservas, producción, regalías e impuestos.



2. MARCO REFERENCIAL

2.1. MARCO TEÓRICO

2.1.1. Evolución histórica del sector de hidrocarburos en Colombia.

El marco de referencia para el análisis de cualquier política petrolera tiene una orientación histórica, pues su contexto es comparativo, basado en resultados en cuanto a la firma de nuevos contratos, inversiones, descubrimiento de nuevas reservas y aporte de recursos para el desarrollo económico y social de país. Por ello, es considerable describir los cuatro periodos desde el inicio de la industria petrolera hasta el último cambio, con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la implementación del nuevo modelo concesionario (Decreto Ley 1760 de 2003).

2.1.1.1 *Modelo Concesionario*

El proceso de evolución del sector de hidrocarburos en Colombia se divide en cinco períodos.

I. Antes de la creación de Ecopetrol S.A. (Decreto 030 de 1951).

Una de las principales discusiones suscitadas en Colombia desde el inicio de la industria de los hidrocarburos fue la relación con su propiedad; es decir, sobre la propiedad del subsuelo, y con él, el de los recursos naturales existentes y en los derechos económicos que sobre los mismos se reserva la Nación.

El libertador Simón Bolívar, bajo el Decreto Orgánico expedido en Quito – Ecuador el 24 de octubre de 1829, señaló que las minas eran propiedad de la República y que ésta podía cederlas o darlas en posesión a particulares. El Decreto estableció en ese momento que mientras se expedía una Ordenanza propia sobre el tema se seguiría aplicando la Ordenanza de minas de la Nueva España, del 22 de mayo de 1783. Sin embargo, en las constituciones políticas de los años 1830,



1832, 1843 y 1853 no se trató el asunto de minas, pues se centraron en la organización del poder político (García, 2019).

Solo hasta la Constitución Federal Granadina del año 1858 se estableció que las minas de esmeraldas y gemas de sal estuvieran o no en tierras baldías, serían de propiedad de la Federación, mientras que las demás minas eran competencia de los Estados, posesión ratificada en la Constitución de 1863. Posteriormente, con la Ley 13 de 1868 las minas y depósitos de carbón del Estado del Magdalena, estuvieran o no en tierras baldías o a menos de 50 kilómetros de las costas marinas o ríos navegables, pasaron a ser propiedad de la Nación. Sin embargo, años después con la Ley 29 de 1873 se extendió esta norma a todas las minas de carbón que residieran en tierras baldías, a lo largo y ancho del país (García, 2019).

La Ley 106 de 1873 (código fiscal), en el artículo 1102 señaló que las minas de piedras preciosas que no hubiesen sido adjudicadas le pertenecían a la Nación, al igual que las reservas de los demás minerales (artículos 1116 y 1126). Sin embargo, este artículo fue derogado tres años después, manteniéndose la propiedad de la Nación sobre los demás minerales. Esto llevó a principios del siglo XX, a la discusión sobre la propiedad del petróleo el cual fue catalogado como un mineral (Ley 110 de 1912), hasta la expedición del Decreto 1056 de 1953 (Código del Petróleos). Un fallo de la Corte Suprema de Justicia en 1921 dejó claro que las reservas de petróleo eran propiedad de la Nación desde la expedición del código fiscal de 1873 (artículos 939 y 1126), reafirmado en la Ley 30 de 1903, y ratificado en la Ley 59 de 1909. La Constitución Política de 1886, en su artículo 202, trasladó a favor de la Nación todas las minas y baldíos que eran propiedad de los Estados Soberanos, sin perjuicio de los derechos adquiridos a favor de terceros (García, 2019).

Una definición contemporánea y aplicable al Estado democrático de Colombia se encuentra en el artículo 332 de la Constitución Política de 1991: “*El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin*



perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes”.

Toda la descripción anterior demuestra que el Estado es el legítimo dueño de los recursos del subsuelo, facultándolo con el derecho exclusivo de generar regalías sobre el recurso extraído. Tal concepto se aplica en los primeros contratos de extracción de petróleo de finales del siglo XIX y principios del siglo XX, donde las regalías oscilaban entre el 6% y el 15% (Tye, 2013).

Es significativo aclarar que quienes adquirieron titulación de tierras baldías en la época de la colonia (cédula real); o antes de la expedición del código fiscal de 1873, durante la República; o la vigencia de la Ley 110 de 1912, son propietarios del subsuelo y de los hidrocarburos contenidos en él (propiedad privada), siempre y cuando su descubrimiento se hiciera antes de entrada en vigor la Ley 20 de 1969 (concepto aclarado con la Ley 97 de 1993). Es así como en Colombia existen dos campos petroleros privados: Tubará (inactivo) y Velásquez (activo) ([Oleoducto Velásquez - Galán - Mansarovar Energy](#)).

En el año de 1883, en el campo Tubará (propiedad privada) se perforó el primer pozo en el país para posteriormente ser perforados 5 pozos mediante percusión. Años después, en 1886 se adjudicó la primera concesión por parte de la Nación a Jorge Isaacs, para la explotación de petróleo y carbón en el litoral caribe, desde La Guajira hasta el Golfo de Urabá (no se adelantaron trabajos). En 1896 se adjudicó la concesión Armella – De Mares, sobre el mismo territorio litoral Caribe adjudicado a Jorge Isaacs 10 años antes. Bajo esta concesión se perforaron 19 pozos en el Valle Inferior del Magdalena y la cuenca Cesar – Ranchería, entre el periodo de 1900 y 1917, como se presenta en la **Tabla 1**. Todos estos pozos fueron abandonados, aunque algunos de ellos dieron producción de petróleo y gas no comerciales.



Tabla 1. Pozos perforados en el Valle Inferior del Magdalena y la cuenca del Cesar - Ranchería entre 1900 y 1917.

Pozo	Año
Apa 1 – Las Llaves 1	1900
Las Perdices 1	1906
Turbaco – Carmen 1 y 2	1908
Turbaco 2	1910
Turbaco 3 y 6	1911
Turbaco 4 – Perdices 6 – Lobo 1, 2 y 3	1912
Cirbarco 1	1914
Santa Susana 1 – Baranoa 1 – San Sebastián 1 y 2	1915
Las Perdices 7	1917

Fuente: Orozco – Repsol (2014).

La Concesión de mares y Concesión Barco en el año 1905 fueron los primeros contratos que forjaron el cimiento de la industria petrolera y la economía local, significando de esta forma la totalidad de la producción de hidrocarburos del país entre 1921 y 1941 (Santiago, 1986). A pesar de que ambas concesiones obtuvieron alta resistencia por parte del gobierno una vez realizado el contrato, la Concesión de Mares comenzó como una propiedad privada del coronel Roberto de Mares, tratando de ceder su contrato a Tropical Oil Company (TROCO) en 1919 dado su gran valorización para la época. No obstante, el gobierno de turno liderado por Rafael Reyes quiso reducir la tierra del contrato en un 80%, así como también disminuir las regalías del petróleo refinado bruto del 15% al 10%, pidiendo además la construcción de la refinería de Barrancabermeja - Santander (Durán, 2011), que efectivamente se cumplió. Por otro lado, la concesión Barco se finalizó en 1926 por “Incumplimientos”, siendo inicialmente comprada por la empresa Gulf Oil. Sin embargo, fue restaurada en 1931 con dos condiciones: las regalías al 6% y la construcción del oleoducto que conduciría a Coveñas, en la costa norte, con una distancia total de 263 millas, a lo cual Gulf Oil accedió (Durán, 2011).



En noviembre de 1903 se vivió un evento significativo para el país, el cual fue la separación de Panamá de la República de Colombia (Beluche, 2006), y como se menciona en el párrafo precedente, las concesiones iniciaron en 1905, cuando aún el gobierno estaba en desacuerdo con la participación de Estados Unidos en la secesión, intensificado con la inauguración del canal de Panamá en 1914. Por tal motivo, los gobernantes del momento querían asegurarse de que el país norteamericano no se aprovechara del Estado colombiano, por tal razón hubo una alta resistencia en las concesiones de Mares y Barco. Esto también explica la obligación de la construcción del gran oleoducto a Coveñas y la refinería de Barrancabermeja por parte de Gulf Oil y Tropical Oil Company, respectivamente, estableciéndose que esas construcciones deberían culminar antes de terminar la concesión, lo cual se logró de forma satisfactoria (Tye, 2013).

Aún con el recelo del gobierno con la industria petrolera esta fue creciendo paulatinamente. Sin embargo, tiempo después que Tropical Oil Company adquiriera la concesión de Mares se descubre el campo La Cira, el cual posteriormente se une al Infantas debido a que se comprobó que era un único yacimiento, causándose de esta manera un aumento considerable de producción de petróleo para el año 1929 (Durán, 2011). La fructífera relación de Tropical Oil Company con el petróleo colombiano se puede resumir en 1949, cuando el 94% de los pozos perforados por la compañía extranjera en Colombia estaban en funcionamiento normal y producían el 77% del hidrocarburo del país.

Para la década de los 40's se presentó una preocupación del Estado colombiano y la Unión Sindical Obrera (USO) por la definición de las acciones a tomar cuando finalizara la concesión De Mares. Por ende, el Congreso de la República, por presión de la USO, mediante la Ley 165 de 1948 autorizó al gobierno nacional a crear una empresa petrolera estatal o de economía mixta, la cual se encargaría de recibir y operar los activos de la concesión de De Mares cuando ésta revirtiera. Es así como el gobierno expide el Decreto 030 de 1951, creando un ente



nacional y estatal que se encargara de ello, conocido como ECOPETROL S.A. (Tye, 2013).

II. Periodo 1951-1974.

Para el año de 1948 se produjo un duro golpe al bienestar colombiano que repercutió en toda la historia moderna del país a causa del magnicidio del candidato presidencial Jorge Eliecer Gaitán Ayala, el cual conllevó a una serie de disturbios conocidos como el Bogotazo y a un periodo de guerra civil denominado “La Violencia”, manteniéndose por varios años hasta la implementación del frente Nacional en 1957. Lo anterior constata que la creación de Ecopetrol S.A. se originó en un momento histórico de mucha tensión en el Estado Nacional, lo que redujo de manera significativa la inversión extranjera directa a la industria. Sin embargo, esta situación empeoró teniendo una mayor preocupación con la caída del gobierno de Gustavo Rojas Pinilla en 1957, cuando la junta militar del momento toma el poder obligando la destitución del máximo jefe de las fuerzas militares (Aguilera, 1999). Por lo mencionado anteriormente y en pro de no aumentar el malestar social que se estaba viviendo, tal como lo afirma Urrutia (2004), entre 1974 y 1985 el estado incentivo a que Ecopetrol S.A. subsidiara el precio del combustible, utilizándolo también como herramienta económica (Caballero y Amaya, 2011).

Según Caballero y Amaya (2011), Ecopetrol S.A. inicialmente tenía como objetivo solo la administración las concesiones que se vencían, sin embargo, en 1956 empieza a expandirse a otros roles como recaudación por concepto de regalías y operaciones Downstream (refinación y destilación), las cuales eran menos lucrativas.

A finales de la década de 1970 Ecopetrol S.A. administraba tres refinerías claves: El complejo de Barrancabermeja, Reficar en Cartagena y la ubicada en Orito (construida en 1972) (Caballero y Amaya, 2011). Durante ese tiempo las empresas extranjeras consultaban a Ecopetrol S.A. sobre algún tema técnico de la industria petrolera con la intención de asociarse, generando así un gran beneficio a la



empresa estatal, de tal modo que para 1974 Ecopetrol S.A. quería expandir su portafolio.

Para el año 1973 el consumo de petróleo nacional aumentó de manera significativa a tal punto de frenarse la exportación de hidrocarburos (García y Llamas, 1998). Sin embargo, con la llegada de la llamada crisis del 73, el cual conllevó al aumento de los precios del petróleo se comprobó lo perjudicial que fue para el Estado depender de importaciones de hidrocarburos para suplir la demanda interna, generando así un desequilibrio económico impositivo para Colombia.

Un año después, en 1974 se llega al fin del pacto político conocido a modo del Frente Nacional, eligiéndose a Alfonso López Michelsen como presidente de Colombia. Este presidente liberal planteó como objetivo aumentar la producción de petróleo en el territorio nacional, buscando ser un país exportador, para aumentar de esta forma las ganancias para el gobierno nacional.

III. Contratos por asociación.

Para el año de 1974 se expide el decreto legislativo 2310 *“por el cual se dictan normas sobre abolición del régimen de concesiones en materia de hidrocarburos”*. Este decreto le confiere a Ecopetrol S.A. la facultad de explorar y explotar hidrocarburos (Upstream), ya sea en forma directa o mediante contratos de asociación con empresas locales, extranjeras, personas naturales o jurídicas. Un año después, el 21 de febrero de 1975 se implementa el Decreto 0743, el cual a su vez reglamenta el Decreto 2310 confiriéndole a la empresa estatal reglamentar los términos del contrato por asociación, así como medio de convocatoria o citación para las partes que llegan a estar interesadas.

Debido a la puesta en marcha del decreto 2310 de 1974, el país entró en una situación económica y política preocupante, razón por la cual le permitió al Estado nacional resaltar a Ecopetrol S.A. como compañía petrolera local. Además de las regalías que esta empresa estatal recibía, también tenía derecho exclusivo a la exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia (Echeverry et al., 2008),



obligando a las demás empresas a asociarse para logra participar en la cadena de valor.

Entre los años de 1974 a 1988, los términos del contrato constaban de dos partes claramente diferenciadas: (1) exploración y (2) explotación. La primera fase podría durar hasta 6 años y el coste total corría por parte de la empresa no estatal interesada en el petróleo. Si se realizaba un descubrimiento comercial, la empresa pagaba el 20% de regalías a Ecopetrol S.A. con base en el petróleo producido.

En el momento del descubrimiento comercial, al iniciar la fase de explotación, Ecopetrol S.A. también asumiría el 50% de la producción del pozo y el 50% de las inversiones adicionales realizadas en el pozo por un período adicional de 22 años. Hasta que la producción del petróleo no cubriera el 50% del costo de exploración, Ecopetrol S.A. no participaba en la segunda parte del contrato (Echeverry et al., 2008).

Teniendo en cuenta esas condiciones el contrato era muy beneficioso para Ecopetrol S.A. en términos de porcentaje de ganancia; sin embargo, no era atractivo para el inversor extranjero debido a que consecuentemente asumiría todo el riesgo económico y debía dividir la ganancia a la mitad con Ecopetrol S.A. Es por lo que para el año 1980 la producción cae a 131.000 Barriles de petróleo por día (Bpd) en contraposición a los 226.000 Bpd en 1970 bajo el sistema de concesión (Echeverry et al., 2008). No obstante, en 1983 hubo un gran descubrimiento por Occidental en Colombia, conocido como el Campo Caño Limón (Caballero & Amaya, 2011), el cual duplicó las reservas probadas en el territorio nacional y generó falsas expectativas sobre el uso beneficioso de contratos por asociación para el incentivo de la inversión extranjera. Esto explicaría el aumento de este tipo de contratos, pues se pasó de 9 que se tenían en 1970 a 21 en 1989 (Echeverry et al., 2008).

El descubrimiento del Campo Caño Limón en 1983 atrajo la inversión extranjera, sin embargo, el bajo precio del petróleo en la década de los 80's dificultó que el Estado nacional aprovechara el boom de la inversión extranjera en ese lustro.



Inicialmente, los contratos por asociación no tenían en cuenta el tamaño del campo ni la producción de este, ya que Ecopetrol S.A. asumiría el 50% de la producción una vez iniciara su producción comercial, indistintamente de la capacidad futura del campo. Efectivamente, esto indicaba que la mitad del petróleo era de Ecopetrol S.A. y el resto de la multinacional asociada.

En 1990 la ministra de Minas y Energía, Margarita Quevedo, introdujo el concepto de escala móvil, el cual aumenta 5 puntos porcentuales por cada 30 mil barriles de petróleo por encima de 60 millones de barriles de petróleo por contrato. Sin embargo, esto no repercutió para campos que produjeran menos de 60 millones barriles, pero en caso contrario, significaría que Ecopetrol S.A. controlaría el 55% del petróleo bruto total producido. Adicionalmente se creó un contrato tipo B, el cual contempla que, al superar los 150.000 barriles, se aumentaría de un 55 a 70% del control por parte del Ecopetrol S.A del petróleo bruto total producido.

En la Constitución de 1991 se estableció que las regiones en las cuales se realizaran actividades de exploración y explotación de hidrocarburos deberían tener mayor pago de regalías. Teniendo en cuenta esto, para el año de 1992 al descubrirse el Campo Cusiana, el cual al igual que el Campo Caño Limón era operado por British Petroleum, ayudó a alcanzar una producción de 838.000 bpd en 1999, aumentando las reservas a 1.359 millones de barriles en 1998 (Tye, 2013). Es por ello que los términos del contrato de asociación se cambiaron para reflejar el aumento en la producción.

En 1994, Ecopetrol S.A. en busca de asociarse con empresas extranjeras bajo el concepto de escala móvil, estableciendo que su porcentaje de participación ahora estaría determinado por la rentabilidad del pozo, teniendo en cuenta la inversión total y los precios estipulados para ese año del petróleo. Según el nuevo contrato Tipo C, la rentabilidad se determinaría utilizando un "factor R", el cual se calculó mediante una fórmula que considera tanto insumos, como la inversión acumulada, los ingresos totales, los costos de exploración y los reembolsados por



el gobierno, una vez establecido el descubrimiento comercial. (Caballero & Amaya, 2011).

IV. *Ecopetrol S.A.*

En el año 2003, durante el gobierno de Álvaro Uribe Vélez se expidió el Decreto Ley 1760 quitándole a Ecopetrol S.A. su rol como ente regulador en la industria petrolera dejándolo como una empresa más que debe competir por la exploración y la explotación. Esta decisión trajo consigo una crisis al interior de la empresa, la cual, al ser estatal y dado su dificultad económica, debía luchar por aportes del gobierno para subsistir, los cuales se orientaban en mayor medida a otros programas gubernamentales. Adicionándole otra problemática como era la imposibilidad de Ecopetrol S.A. para emitir bonos o venta de acciones por la deuda del Estado en el 2003, que para el momento era del 55% del PIB (Tye, 2013).

Sin duda, Ecopetrol S.A. para ese tiempo estaba afrontando la que podría ser su mayor crisis financiera. Sin embargo, y en busca de una solución en el año 2006 con la Ley 1118 se autorizó la venta del 20% de las acciones de Ecopetrol S.A. en una Oferta Pública Inicial (OPI), lo que le permitió obtener recursos para salir de la crisis financiera que aún afrontaba. La OPI recaudó 2.800 millones de pesos, asintiendo en Ecopetrol S.A. dos acciones fundamentales: (1) Liberarse de la deuda y cuentas fiscales y (2) definir sus propias inversiones (Tye, 2013). Además, esta venta trajo consigo dos ventajas desde un punto de vista estatal, primero se ayudó a Ecopetrol S.A. a ser autosuficiente y en segunda instancia, se logró la participación de la población en general en la compra y venta de acciones, fundamento del capitalismo y el comercio a nivel corporativo.

Una manera de visualizar el éxito de Ecopetrol S.A. fue mediante la participación en la Bolsa de Valores, la cual, para el caso de Colombia requería a la fecha al menos un patrimonio neto superior a 7.000 millones de pesos. Sin embargo, para el crecimiento mismo de la organización, esta también participó en la Bolsa de Valores de Nueva York (una de las más importante del mundo) (Ecopetrol S.A.,



2021) y desde el 2010 hasta 2016 en la Bolsa de Valores de Toronto de Canadá y de Lima (RCN, 2016). Por otra parte, para el año 2018, obtuvo una utilidad consolidada de 4.178 millones de dólares, considerada la más alta hasta ese momento desde su fundación, superando para el año 2019 como organización a las gigantes Petrobras y Pemex en inversión (Lozano, 2019). Ese mismo año se consolidó como la segunda empresa estatal de América Latina más rentable, solo superada por Petrobras (La República, 2020).

Cabe aclarar que Ecopetrol S.A. para el término del segundo trimestre del 2021 ya tenía establecidos tres segmentos de negocios bien definidos: (1) Exploración y Producción, (2) Transporte y Logística y (3) Refinación (Ecopetrol S.A., 2021a).

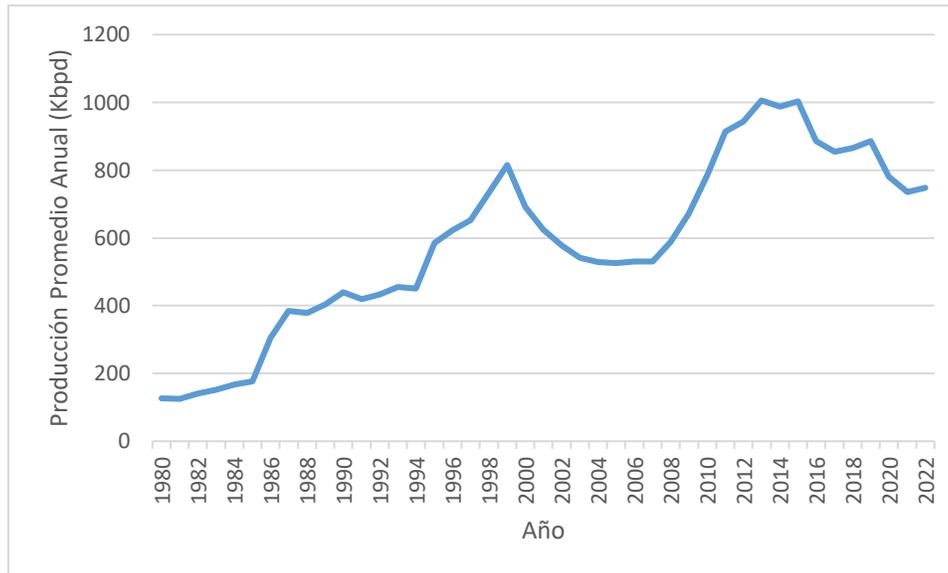
Al término del primer semestre del 2021 la producción bruta de petróleo de Ecopetrol S.A. fue de 479.7 mil barriles equivalentes de petróleo por día (Kbped), mientras que de gas natural fue de 124 Kbped, obteniendo una utilidad neta consolidada de 105.000 millones de pesos colombianos. Para el transporte y logística el volumen movido fue de 814,6 kpd de crudo y 216,7 kpd de productos derivados, el cual tuvo un costo de transporte promedio de 2,97 USD/Barril, obteniéndose una utilidad neta consolidada de 3.146.000 millones de pesos. Para el caso puntual de la refinación, la utilidad neta consolidada fue de 1.234.000 millones de pesos (Ecopetrol S.A., 2021a).

Lo anterior indica que Ecopetrol S.A. es una empresa económicamente estable y competitiva, además de participar en proyectos de fracking en Estados Unidos y la investigación en energías renovables (Ecopetrol S.A., 2021a). Con base en todo lo expuesto, se podría indicar que Ecopetrol S.A. fue altamente beneficiado con el Decreto Ley 1760 del 2003 y, como se observa en la **Figura 1**, fue después de vender acciones a finales del 2006 y principios del 2007 que aumentó la producción de petróleo en Colombia, acompañado del incremento del precio del barril de petróleo, lo que mantuvo el aumento en la producción hasta el gran bajonazo del precio BRENT en el año 2015. Todo esto ha permitido concluir que la



creación de la ANH ha favorecido la autosuficiencia petrolera y la producción de hidrocarburos en el país.

Figura 1. *Producción de petróleo en Colombia.*



Fuente: Datosmacro (2022)

V. **Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).**

Con el fin de comprender la idea y posterior creación de la ANH, es necesario analizar el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2002-2006 llevado a cabo en el gobierno de Álvaro Uribe Vélez, el cual se dividió en 5 grandes capítulos: (1) brindar seguridad democrática; (2) impulsar el crecimiento económico sostenible y la generación de empleo; (3) construir equidad social; (4) incrementar la transparencia y eficiencia del estado y, (5) entorno macroeconómico. El capítulo 2 del PND 2002-2006, específicamente en su subcapítulo 2 denominado “*Impulso a la exploración y explotación de hidrocarburos*”, se resume que el hidrocarburo en reserva para el año 2002 no alcanzaría más de 5 años, lo que obligaría al Estado a importar, hecho que genera mayores gastos en comparación que la autosostenibilidad y/o exportación. Tan delicada era el escenario en Colombia en ese momento, que según el PND 2002-2006, se pasó de 73 pozos perforados por año en 1988 a solo



14 pozos en 2001, situación ocasionada principalmente por el esquema contractual y fiscal del momento, así como también ataques a las infraestructuras.

Aunque el Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006 no señala a la ANH en ningún párrafo, si alude a un cambio en el esquema contractual al mencionar que *“Se estudiará nuevos esquemas contractuales en materia de hidrocarburos y se dará mayor importancia y celeridad a los contratos de producción incremental”*. Así mismo, menciona que Ecopetrol S.A. mantiene un monopolio en el sector hidrocarburos, algo que no es provechoso para el libre mercado. Este ente ahora se encargaría de los contratos de regalías, derechos e impuestos, modificando el antiguo contrato por asociación. Por todo lo mencionado en el subcapítulo, queda clara la intención de crear la ANH, por lo que ahora es imperativo explicar las funciones de esta.

Al revisar la página web de la ANH se mencionan 23 funciones específicas, no obstante, en el decreto original (Decreto Ley 1760 de 2003) se indican solo 15, lo que detalla que las modificaciones le han adjudicado mayores funciones, empero, se mantienen las originales, es decir, se han agregado. Entre las funciones más relevantes para la política petrolera asignadas a la ANH están:

- “Diseñar, evaluar y promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos” (ANH, 2021).
- “Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación” (ANH, 2021). Esta sección es la que genera el cambio contractual.
- “Asignar las áreas para exploración y/o explotación con sujeción a las modalidades y tipos de contratación que la Agencia Nacional de Hidrocarburos” (ANH, 2021).
- “Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos” (ANH, 2021).



2.2. MARCO CONCEPTUAL

Para la correcta comprensión de los aspectos analizados y el desarrollo presentado en este trabajo, se contempla la explicación de los términos que se usaran a lo largo del documento como Exploración y Producción de Hidrocarburos, Government Take, Política Petrolera, Regalías, Reservas Probadas y Sistema General de Regalías.

2.2.1. Exploración y producción de hidrocarburos.

Las primeras actividades por efectuar en la cadena del sector petrolero son la exploración y explotación de hidrocarburos. La primera de ellas consiste en la realización de estudios geológicos especializados de la localidad, en el cual se utilizan técnicas y equipos avanzados con el fin de identificar la ubicación de los yacimientos objetivos para la producción de petróleo o de gas natural.

Posteriormente, determinada la ubicación, si los resultados obtenidos son favorables respecto a los estudios realizados en el cual se evidencia una alta posibilidad de presencia de hidrocarburos, se efectúa en primera instancia un primer pozo exploratorio con el objeto de comprobar la presencia del petróleo o del gas natural en la región.

Seguidamente, una vez se comprueba la presencia de hidrocarburos, continúa la etapa del cálculo de reservas perforando varios pozos confirmatorios, con el objeto de determinar las dimensiones del yacimiento productor y estimar el volumen de reservas de hidrocarburos del yacimiento. Posteriormente se da vía libre para iniciar la etapa de producción en la obtención de petróleo, gas natural o la mezcla de hidrocarburos.



2.2.2. Government Take.

El *Government Take* es un concepto usado especialmente en la industria petrolera para efectuar el cálculo en términos de impuestos del valor que debe pagar una determinada compañía por ejecutar un proyecto de producción de hidrocarburos, en el cual se realiza un cálculo particular de las empresas a manera de simulación que para el caso de Colombia va a depender del tipo de Proyecto.

2.2.3. Política petrolera.

La política petrolera de una nación está delimitada por elementos externos e internos, así como también la evolución permanente del mercado internacional y la capacidad administrativa de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Esta política busca expandir su oferta al ritmo de la demanda y mantener su capacidad de manejar el mercado de hidrocarburos en el contexto nacional con autosuficiencia, así como de manera internacional con la exportación de hidrocarburos.

2.2.4. Regalías.

Las regalías son consideradas como el pago que debe efectuarse a cambio del uso de la propiedad intelectual que pertenece a un tercero. Para el sector de hidrocarburos, es el derecho a una compensación a cobrar por parte del dueño debido a la explotación del producto gas, petróleo o carbón. Este pago lo efectúan las compañías petroleras productoras y mineras al Gobierno nacional, debido a la explotación de yacimientos de recursos no renovables.

2.2.5. Reservas probadas.

Las reservas probadas son volúmenes de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas conocidas como condiciones estándar. Estas son calculadas con alta incertidumbre mediante la implementación de análisis de estudios geológicos y de ingeniería las cuales se consideran que



serán recuperables comercialmente a partir de la etapa de producción dada proveniente de yacimientos conocidos.

2.2.6. Sistema General de Regalías (SGR).

El Sistema General de Regalías (SGR) fue constituido por medio del Acto Legislativo de fecha 005 de julio de 2011 teniendo como principal objetivo establecer los principios de igualdad para la distribución de los recursos provenientes de regalías, promoviendo la competitividad y el desarrollo, conllevando al mejoramiento socio económico en la nación. Los recursos del SGR financian los proyectos de inversión que se presentan por parte de gobernaciones y alcaldías al Órganos Colegiados de Administración y Decisión (OCAD), siendo éstos los encargados de determinar la viabilidad, asignación y designación del ejecutor del proyecto gestionado.

2.3. MARCO LEGAL

El marco legal que rige al sector de hidrocarburos en Colombia se encuentra en el marco del Código del Petróleo de 1953, la Constitución Política de Colombia de 1991, siendo el Estado y el Congreso de la República quienes mantienen una permanente regulación, control y vigilancia del sector de hidrocarburos por ser inherente a su sentido de responsabilidad social.

2.3.1 Decreto 1056 de 1953 (Código del Petróleo).

Los principios básicos de la política petrolera que menciona el Decreto 1056 de 1953 (Código del Petróleo), son los siguientes:

- El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables (mencionado en el Art. 332 de la Constitución Política).
- Existe participación de la inversión privada.
- El autoabastecimiento de hidrocarburos se efectúa a precio preferencial, así como el de sus derivados.
- Prevalece la protección al Medio Ambiente.



- Aplicación de la Responsabilidad Social.

En la **Figura 2** se describe la jerarquía institucional regulatoria del sector de hidrocarburos en Colombia.

Figura 2. *Institucionalidad regulatoria del sector hidrocarburos en Colombia*



Fuente: UPME (2019)

Así mismo, en la **Figura 3**, se observa la Jerarquía Normativa del sector hidrocarburos en Colombia en su orden de importancia, iniciando por la Constitución Política Nacional, seguido de los Tratados internacionales de Derechos Humanos (DH), continuando con las leyes expedidas por el Congreso de la República, hasta llegar a los Acuerdos y Decretos municipales.

En la **Tabla 2**, se consolidan las principales leyes, decretos leyes y demás regulaciones aplicadas al sector hidrocarburos.



Figura 3. Jerarquía Normativa del sector hidrocarburos en Colombia



Nota: Elaboración propia.

Según Caballero para el año 2001 un Acuerdo, como los expedidos por el consejo directivo de la ANH (Acuerdos 08 y 10 de 2004, donde se establecieron las condiciones para la explotación de hidrocarburos) viola la Constitución Nacional y la jerarquía jurídica, pues los acuerdos están por debajo de los decretos y la ley. Es decir, la ANH asumió las funciones del Congreso.

Es así como a inicios del nuevo milenio era una obligación del Congreso y una necesidad del país, expedir una ley de hidrocarburos, tal como se hizo con la Ley 685 de 2001 para minería.



Tabla 2. *Normatividad aplicada en el sector de hidrocarburos.*

Norma	Contenido
Ley 110 de 1912	Establece la posibilidad de otorgar concesiones temporales para explotación bajo la autorización previa de congreso.
Ley 120 de 1919	Define el término hidrocarburos estipulando que la industria que explota este bien y la construcción de oleoductos son de utilidad pública fijándose los primeros impuestos para estas actividades.
Ley 37 de 1931	Determina que el petróleo propiedad de la nación solo podrá explotarse en virtud de contratos que se inicien y perfeccionen de conformidad con esa ley. El contrato de concesión genera regalías en favor de la nación y la explotación de petróleo genera impuestos.
Ley 160 de 1936	Fija un nuevo marco normativo para la propiedad, reglamentando la actividad de exploración, explotación y sobre los contratos de concesión celebrados entre el Estado y los particulares.
Ley 165 de 1948	Mediante el cual se promueve la organización de una empresa colombiana de petróleos y se dictan otras disposiciones.
Concesión de Mares 1951	El Estado comenzó su intervención directa en la cadena de producción de petróleo.
Ley 18 de 1952	Establece el código de petróleo el cual reconoce bajo ciertos términos la propiedad privada del petróleo.



Decreto 1056 de
1953

Mediante el cual se expide el Código de Petróleos.

Ley 10 de 1961

Establece mejores condiciones para el estado en los contratos, reducción de la fase exploratoria, la aceleración del retorno de la extensión de terreno involucrada, el mejoramiento en la utilización del gas natural y el aumento de la participación del gobierno en la producción.

Decreto Ley
1974

Encargado de manera privativa de Ecopetrol S.A. de las actividades de exploración y explotación, las cuales se pueden llevar a cabo directamente, con personas naturales o jurídicas nacionales o extranjeras.

Constitución Política
de 1991

Artículo 332. El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes.
Artículo 360. La explotación de un recurso natural no renovable causará, a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte. La ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables.

Ley 141 de 1994

Se crea el Fondo Nacional de Regalías y la Comisión Nacional de Regalías, regulándose el derecho del Estado a percibir regalías por la explotación de recursos naturales no renovables, estableciéndose las reglas para su liquidación y distribución dictando otras disposiciones.



Ley 756 de 2002	Modificó a ley 141 de 1994 estableciendo criterios de distribución y el cálculo de regalías para los diversos productos mineros, así como de los hidrocarburos y sus derivados.
Decreto Ley 1760 de 2003	Por el cual se separó las responsabilidades empresariales y regulatorias que hasta ese momento estaban en cabeza de Ecopetrol. Para tal fin se crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) entidad que a partir de su entrada en funcionamiento asumió las responsabilidades regulatorias que hasta ese momento tenía Ecopetrol S.A.
Ley 1118 de 2006	Autoriza a Ecopetrol S.A. a la emisión de acciones y la convierte en una Sociedad de Economía Mixta de Carácter Comercial, del orden Nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía.
Acto Legislativo 5 de 2011	Por el cual se modifican los artículos 360 y 361 de la Constitución Política dictando otras disposiciones sobre el Régimen de Regalías y Compensaciones.
Ley 1530 de 2012	Se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías.

Nota: Elaboración propia.



3. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

En el desarrollo de este trabajo de grado se realizó un estudio en el cual se emplea una metodología aplicada de análisis descriptiva, que recoge información idónea y especializada la cual se organiza en las siguientes tres fases:

Fase 1. Descripción de los parámetros, términos y condiciones de los diferentes modelos de contratación mundial. Se describen los parámetros, términos y condiciones de los diferentes modelos de contratación aplicados a nivel mundial con relación a la exploración y producción de hidrocarburos.

Fase 2. Identificación y cuantificación de la renta petrolera y los derechos económicos para el gobierno nacional (Government Take). Se pretende identificar y cuantificar la renta petrolera y los derechos económicos para el gobierno (Government Take) en los diferentes modelos contractuales que se han aplicado históricamente en Colombia.

Fase 3. Evaluación de los resultados de la política petrolera en materia de exploración y producción de hidrocarburos, implementada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) desde 2004. Se busca evaluar los resultados de la política petrolera en materia de exploración y producción de hidrocarburos, implementada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) desde el año 2004, en términos de nuevos contratos para la exploración y producción (E&P), inversión, nuevas reservas, producción, regalías e impuestos.

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

La metodología implementada para el desarrollo del trabajo de grado se dividió en tres (3) fases con el objeto de cumplir los objetivos trazados del proyecto.

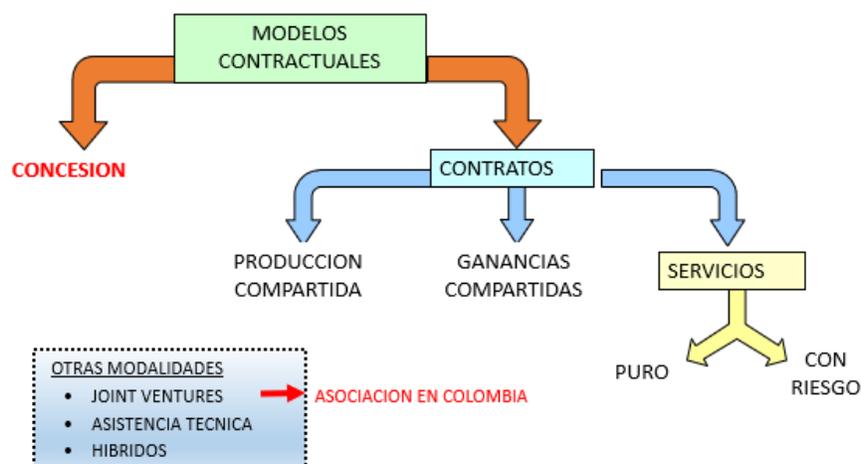
Fase 1: Descripción de los parámetros, términos y condiciones de los diferentes modelos de contratación mundial.

1. Modelos de contratación mundial en el sector de hidrocarburos.

Para el sector de hidrocarburos en el mundo existen dos modelos contractuales, Concesiones y Contratos. Este último, se clasifica en tres tipos: producción compartida, los de ganancias compartidas y los de servicios (puros y con riesgo), ver **Figura 4**.

Existen otras modalidades de contratación, como el Joint Venture (el contrato de asociación aplicado para Colombia), el de asistencia técnica y los híbridos.

Figura 4. Modelos de contratación mundial para el sector hidrocarburos



Nota: Elaboración propia.



Los contratos más aplicados en el sector hidrocarburos, que a continuación se describen, son: las Concesiones, Contratos de asociación o Joint Venture, ganancias compartidas y servicios con riesgos.

1.1. Concesiones.

La Concesión se define como un acuerdo mediante el cual un Estado le otorga el permiso a una compañía extranjera petrolera que ha sido adjudicada para desarrollar la explotación de sus reservas de petróleo que se encuentren en el área que ha sido concedida, durante la duración pactada en el acuerdo. Los términos y especificaciones acordados en la concesión generalmente incluyen diversos derechos de apoyo y el pago de una contraprestación conocida como regalía a favor de la empresa estatal petrolera.

El acuerdo de Concesión hace referencia al derecho de otorgamiento el cual efectúa el Estado a un concesionario, o empresa internacional petrolera para el privilegio y condiciones relacionadas con la finalidad de exploración y explotación de hidrocarburos en el territorio nacional. La filosofía de la concesión consiste en transferir al concesionario los derechos sobre los hidrocarburos producidos, a cambio de lo cual el Estado recibe un porcentaje de la producción a título de Regalía.

Este acto de otorgamiento de derechos para exploración y explotación se conforma mediante un Contrato, e igualmente licencias o permisos, y mediante otro instrumento de transferencia de estos derechos.

1.2. Contrato de asociación o Joint Venture.

Esta modalidad de Contrato hace referencia a una serie de características muy particulares de los contratos petroleros establecidos, mediante el cual la empresa estatal petrolera, en Colombia es Ecopetrol S.A., entra a integrar parte como participante en la ejecución de las operaciones de los mismos proyectos.

La participación de la empresa estatal petrolera en la integración comercial del Estado en cada proyecto de exploración y explotación de los yacimientos



petroleros es una manera de cooperación de las partes, en donde el Estado se torna un participante contribuyente, generalmente la empresa estatal petrolera a manera de un *Joint Venture* con otras compañías petroleras extranjeras.

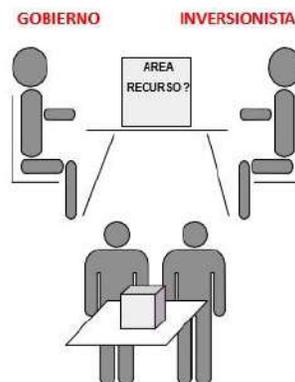
Este tipo de contratos se constituye en una asociación en donde cada parte adquiere derechos y obligaciones en proporción a sus intereses, conformando o no una nueva entidad jurídica.

Con el fin de diversificar el riesgo y optimizar el portafolio de inversiones 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 S.A. en todos sus contratos), esta solo contribuye a partir del descubrimiento (el país nunca asumió riesgo). El Contrato de asociación requiere de un Acuerdo de Operación en el cual se reglamentan los procedimientos para el desarrollo de las operaciones.

En la **Figura 5**, se representa el proceso de negociación del Gobierno y el inversionista para el proyecto de hidrocarburos a desarrollar. El primero asigna las áreas de hidrocarburos de interés, y el segundo, proporciona Capital de inversión, tecnología y gestión para la búsqueda de hidrocarburos.

Figura 5. *Representación participación Gobierno-Inversionista en los Contratos de asociación*

1974 (Decreto Ley 2310) – 2003 (Decreto Ley 1760)



Nota: Elaboración propia.



1.3. Acuerdo de ganancias compartidas.

Es conocida a nivel mundial como *Product Sharing Agreements (PSA)* siendo la esencia de este contrato muy diferente a la modalidad de Concesión, debido a que, en este tipo de contrato de Acuerdo de ganancias compartidas, la Compañía petrolera extranjera actúa como un simple contratista, y es remunerado mediante cuotas acordadas en la producción debido a sus servicios prestados.

1.4. Acuerdo de servicios con riesgos.

A nivel mundial es conocida como *Risk Service Agreement (RSA)* la cual corresponde a una modalidad de contratación en donde las Compañías petroleras extranjeras ya no actúan como concesionarios de los derechos de explotación que le otorga el Estado, pasando a ser parte como contratistas.

Esta modalidad contractual incursiona de otra manera con el objeto de obtener derechos sobre los recursos naturales no renovables, al no ligar el servicio que presta el contratista con el producto resultado debido a sus servicios.

Por lo anterior, esta modalidad contractual de Acuerdo de servicios con riesgos en donde el Estado a través de la Compañía estatal petrolera participa mediante la prestación de servicios de una Compañía petrolera extranjera para que, en cumplimiento con sus facultades técnico-administrativas, actúe como un contratista designado para la exploración y explotación de los hidrocarburos de una nación.

Fase 2: Identificación y cuantificación de la renta petrolera y los derechos económicos para el gobierno nacional (Government Take).

1. Renta petrolera.

La participación del Estado en la Renta Petrolera depende de las características de cada modelo contractual.



La renta petrolera se constituye en la diferencia entre el valor del petróleo por barril y el costo debido a su extracción. Es decir, para obtener la renta petrolera es necesario extraer el petróleo del subsuelo, y para esto se deben pagar diferentes costos como personal o mano de obra, la renta de los equipos y maquinaria que se emplean en el proceso, otros costos de tecnología y financieros.

En resumen, la renta petrolera se conoce como la ganancia operacional liquidada antes de impuestos.

2. *Government Take*

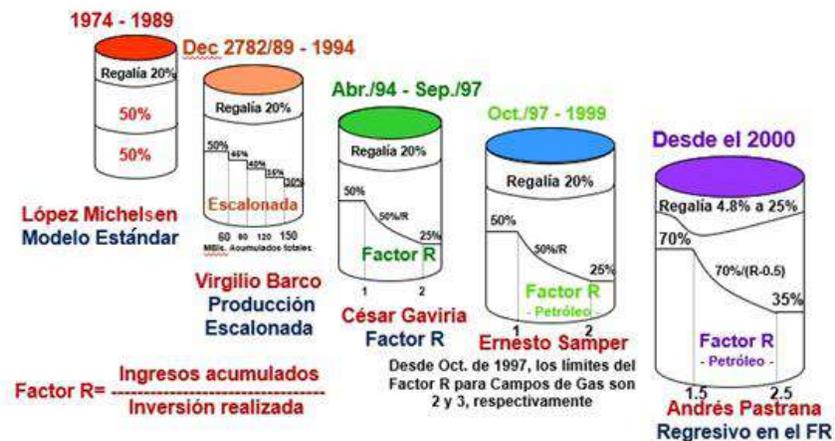
Es un concepto usado en la industria petrolera especialmente para efectuar el cálculo en términos de impuestos del valor que debe pagar una determinada compañía por ejecutar un proyecto de producción de hidrocarburos, que supone un cálculo particular de las empresas a manera de simulación que para el caso de Colombia va a depender del tipo de Proyecto que se ejecute.

Fase 3: Evaluación de los resultados de la política petrolera en materia de exploración y producción de hidrocarburos, implementada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) desde 2004.

1. *El Contrato de asociación y su evolución.*

En la **Figura 6**. Se observa la evolución del Contrato de Asociación en Colombia hasta la actualidad.

Figura 6. Evolución del Contrato de Asociación en Colombia



Nota: Elaboración propia.

2. Decreto Ley 1760 de 2003.

De acuerdo con este Decreto ley, se separaron las responsabilidades empresariales y regulatorias que hasta ese momento estaban en cabeza de Ecopetrol S.A. Para tal fin se crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), entidad que a partir de su entrada en funcionamiento asumió las responsabilidades regulatorias que hasta ese momento tenía Ecopetrol S.A. En la **Figura 7**, se observa la nueva estructura institucional a partir del año 2003.



Figura 7. Nueva estructura institucional a partir del año 2003



Nota: Elaboración propia.

Con el objeto de optimizar el desempeño del Estado en la industria del sector hidrocarburos e incrementar las actividades de exploración y producción, el Estado realizó dos cambios primordiales de la política petrolera de la nación.

El primero de estos cambios divide las funciones de Ecopetrol S.A. otorgando las funciones para el control de las reservas a la ANH, creando esta entidad con las competencias para administrar los hidrocarburos de Colombia. Respecto a Ecopetrol S.A. esta sigue con su papel de empresa industrial del Estado dedicada a la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos, con las mismas condiciones de las compañías petroleras extranjeras.

El segundo cambio conlleva a desarrollar un modelo contractual que ofició de reemplazo al anterior Contrato de Asociación utilizado en Colombia del año 1974 al año 2003.

Este nuevo contrato se conoce como concesiones modernas, considerada como una modalidad de contratación más equilibrada, pulida, más completa y compleja que la concesión anterior, aunque en esencia contiene la estructura inicial



y los principios que la concesión tradicional. Las concesiones modernas están basadas en el derecho de minería que concede el país a una compañía petrolera extranjera, para la exploración y explotación de los hidrocarburos en determinada área, en un determinado tiempo.



5. RESULTADOS

RESULTADOS FASE 1

1. Modalidades de contratación petrolera a nivel mundial y sus características.

1.1. Concesiones.

La evolución de las modalidades de contratación en la industria petrolera se ha dado generalmente no solo a causa de diversas influencias sociopolíticas en el mundo sino también a fenómenos económicos ocurridos en la historia de la humanidad.

Teniendo en cuenta las connotaciones e influencias políticas del gobierno Colombiano, así como también las necesidades que experimenta la sociedad, se observa una directa correlación entre las transformaciones presentadas en los contratos petroleros con la evolución en las relaciones internacionales, especialmente en aquellas que se presentan entre naciones desarrolladas y aquellas en vía a serlo.

En el transcurrir de la industria petrolera los cambios en la economía mundial han sido determinantes para establecer las condiciones contractuales entre los participantes de este sector. Especialmente, la volatilidad o cambio permanente del precio internacional del petróleo ha favorecido y desfavorecido en algunas ocasiones.

A finales de los años 70's, cuando acontecieron períodos de escasez las compañías petroleras extranjeras entraron en una fuerte competición relegando condiciones, siendo algunas de estas desfavorables para las mismas. Específicamente para el año de 1970, se presentó una crisis mundial en el precio del barril de crudo, la cual fue provocada por los países miembros de la comunidad árabe, conocidos como la OPAEC (Organización de Países Árabes Exportadores



de Petróleo), al tomar la decisión de no seguir exportando crudo a los países aliados de Israel, entre ellos los Estados Unidos (EE. UU.) y algunas partes de Europa. Esta decisión trajo como consecuencia un aumento significativo del precio del valor del crudo en el mundo, conllevando a un replanteamiento y análisis en las políticas energéticas con el fin de no depender de los países que poseían mayoritariamente el combustible.

Una década después, para los años 80's y con la llegada de los precios bajos el cual conllevó a alto riesgo político en varios países subdesarrollados, se perdió poder del negocio por parte de las Compañías petroleras estatales y extranjeras.

Para el caso de la gran mayoría de las Compañías petroleras extranjeras, durante este período decidieron redireccionar sus proyectos e inversiones de exploración a países como Canadá, Estados Unidos y aquellas regiones donde existiera estabilidad económica y política. Tal fue la magnitud de la situación que incluso se llegaron a renegociar con las Compañías petroleras estatales los acuerdos ya pactados.

Actualmente, las Concesiones modernas en el mundo operan diferente en el cual estas no transfieren la propiedad de las reservas al inversionista, siendo el recurso extraído es entregado al Estado. Esta forma de operar ya se ha presentado en países latinoamericanos como Argentina y Ecuador.

Otra de las características de las Concesiones modernas es la función del inversionista, el cual es responsable de adelantar, por su cuenta y bajo su riesgo, todas las operaciones en el área, sin intervención directa del Estado. Sin embargo, es relevante destacar que en algunos modelos del mundo se establece como primordial la obligación de satisfacer la demanda local antes de cualquier exportación.

Con base en lo mencionado anteriormente, las principales características de esta forma de contratación de modalidad de Concesión son:



- La Compañía petrolera extranjera tiene el derecho, de carácter exclusivo, de explorar y explotar los hidrocarburos, asumiendo su propio riesgo e inversión en la operación para un área determinada durante el tiempo acordado.
- La Compañía petrolera extranjera, se considera como el propietario exclusivo de los hidrocarburos obtenidos y dispone de estos a su manera, sin condicionamiento u obligación de suministro al país donde se explota.
- Durante la exploración, y en ocasiones también durante la explotación, la Compañía petrolera extranjera realiza pagos periódicos, en calidad de alquiler de superficie, al país productor.
- La Compañía petrolera extranjera paga una regalía sobre la producción al país productor, que puede ser pactada como contraprestación en dinero o en especie (pago con petróleo).
- La Compañía petrolera extranjera debe pagar impuestos teniendo en cuenta las utilidades que se derivan de las operaciones de explotación.
- Los equipos e instalaciones que se utilizan en las operaciones petroleras pertenecen a la Compañía petrolera extranjera durante la duración de la Concesión, que pueden ser transferidas al país productor cuando ésta termine.

A lo largo de la historia se han firmado las más grandes concesiones a nivel mundial, encontrándose entre ellas la de Rusia en el año 1873, Iraq para 1913, Bahrain en 1928, Arabia Saudita por 1933 y Kuwait durante el 1939. De igual forma para esta época fueron adjudicadas las primeras concesiones en Venezuela y México.

Respecto a lo que nos complete en Colombia, desde el año 2004 se han tenido 535 Contratos de Concesión firmados por la ANH y adicionalmente 66 Contratos de Concesión firmados en los últimos 3 años, dando un total de 601 Contratos de Concesión asignados a la fecha.



1.2. **Contratos de Asociación o Joint venture**

State Participation Agreements (SPA) es una modalidad de contrato conocida mundialmente, como *Joint Venture*, la cual consiste en un acuerdo en el cual el Estado, o su compañía representante, conforma junto a una Compañía petrolera extranjera un acuerdo de inversión de manera conjunta; conllevando a una integración de trabajo conjunto asumiendo riesgos de manera compartida.

Con este tipo de modalidad de contrato el país productor actúa como entidad de Supervisión, Control y de regulación, participando de igual forma como parte del proyecto a nivel económico en el contrato. De acuerdo con lo anterior, el país productor adquiere los mismos derechos, condiciones u obligaciones que los demás asociados, con algunas consideraciones que pueden ser favorables.

La participación del país productor en los *Joint Venture* se puede dar de diversas maneras:

- a) Participación estatal fija: Desde que se inicia esta modalidad de contrato se le asigna una operación de manera conjunta a la compañía petrolera estatal, participando en la producción hasta la finalización del contrato.
- b) Participación estatal progresiva: Se produce un cambio de acuerdo con el término del contrato activándose generalmente una vez se alcanza un volumen de producción determinado.
- c) Participación estatal opcional: Es un tipo de participación la cual se ejerce discrecionalmente respecto a los términos que se pactan en el contrato. Generalmente aplica cuando se activa la etapa de participación del país productor en el contrato específicamente cuando inicia la etapa de explotación.
- d) Participación de interés: En esta modalidad de *Joint Venture* participa el Estado mediante la creación de un comité de operación, integrado por dos representantes de cada parte de la sociedad.



La exploración y explotación de petróleo es un negocio no solo con alto riesgo sino también de gran inversión, las cuales deben ser asumidas por las partes. Por lo mencionado, los inversionistas que son integrados por las compañías petroleras extranjeras y la compañía nacional petrolera conforman un consorcio para el desarrollo de grandes proyectos.

En la industria del petróleo, estas sociedades se consolidan mediante un Acuerdo de Operación conjunta denominada “*Joint Operating Agreement*” (JOA), siendo este un documento en el cual se plasma el *Joint Venture*. En general se trata de un Contrato marco para la operación de exploración y explotación conjunta entre las partes.

Países como Noruega y otros ubicados en la región nórdica, e igual en Suramérica como Colombia, son ejemplos destacados de la participación del Estado en los contratos para la obtención de hidrocarburos. En Colombia hasta el año 2003, el modelo aplicado es el contrato de asociación o *Joint Venture* obteniendo pago por regalías, participación de la producción y recaudo de impuestos. (Romero, 2014)

1.3. Acuerdo de ganancias compartidas

El acuerdo de ganancias compartidas es una modalidad de contratación mundialmente conocida como *Product Sharing Agreements (PSA)*, siendo este muy diferente a la concesión. En esta modalidad la compañía petrolera extranjera actúa como un simple contratista, el cual es remunerado con pagos en la producción por los servicios prestados.

Contrario a la modalidad de concesión, en el cual el propietario del petróleo producido en el área otorgada es la Compañía petrolera extranjera, en el Acuerdo de ganancias compartidas el Estado es el titular exclusivo. Por consiguiente, la Compañía petrolera extranjera ya no actúa como concesionario, propietario del producto de sus operaciones, solo de contratista con derechos a costos y remuneración.



El Acuerdo de ganancias compartidas es un acuerdo contractual donde el Estado, o una compañía estatal petrolera, autoriza a otra compañía petrolera para que participe en condición de contratista, ejecutando las operaciones de exploración y extracción, en un determinado territorio y por un tiempo definido. En este caso el producto extraído tiene como propietario el Estado el cual permite a esta Compañía recuperar costos acompañada de la obligación del Estado de permitir una parte de la producción.

A continuación, se presentan las propiedades de esta modalidad de contratación:

- La compañía petrolera extranjera se vincula contractualmente como contratista, asumiendo labores en las operaciones para una determinada área, por un tiempo específico con el fin de prestar servicios al país productor.
- De la misma manera que la modalidad de Concesión, la compañía petrolera extranjera opera bajo riesgo propio, asumiendo los costos (equipos, capital, tecnología, personal), todo bajo la supervisión del país productor.
- El petróleo extraído pertenece al país productor. De lo producido, la compañía petrolera extranjera tiene derecho a una parte de producción para la recuperación de los costos y utilidades.
- En esta modalidad de contrato, los ingresos del país productor incluyen las ganancias del producto, las regalías derivadas de los recursos naturales no renovables de un país y los impuestos para cada caso. El ingreso neto de la compañía petrolera extranjera es generalmente gravado.
- La compañía petrolera extranjera tiene un derecho acreditado para la recuperación de los costos, con una parte de la producción del área asignada del contrato.
- Después de la recuperación de los costos, la producción se comparte con base en los porcentajes acordados entre la Compañía petrolera extranjera y el país productor. Generalmente, este porcentaje aumenta a favor del país productor cuando incrementa la producción.



A nivel mundial esta modalidad de contratación ha tenido poca aceptación realizándose su implementación de manera lenta. Sin embargo, en la actualidad este modelo tiene mayor aplicación en países como Argelia, Omán, Qatar, Libia, Iraq, Malasia, China, Filipinas, Trinidad y Tobago, Costa de Marfil, Guinea Ecuatorial, Angola, Nigeria, Rusia Kazajstán y Azerbaiján, entre otros países.

1.4. Acuerdo de servicios con riesgos.

Una vez es considerado un yacimiento viable para su explotación comercial, bajo un *acuerdo de servicios con riesgo* los recursos no renovables se extraen considerando que el Estado es el propietario único de los hidrocarburos, quitando el derecho a la compañía petrolera extranjera en la producción de estos. En esta modalidad, la compañía petrolera extranjera actúa solamente como un prestador de servicios con derechos de naturaleza que lo hacen partícipe del reembolso de los costos remunerando a su vez sus labores.

Las principales características del acuerdo de servicios con riesgos son:

- La compañía petrolera extranjera actúa solamente como contratista, prestando servicios al país productor por un periodo determinado.
- Las compañías petroleras extranjeras operan bajo su riesgo propio, asumiendo los costos (equipos, capital, tecnología, personal) durante la fase de exploración, siempre bajo la supervisión del país productor.
- Los hidrocarburos producidos pertenecen exclusivamente al país productor.
- En esta modalidad de contrato puede pactarse un acuerdo de compra invertida en el cual las compañías petroleras extranjeras puede comprarle al país productor una cantidad de los hidrocarburos producidos, a un menor precio.
- Los ingresos del país productor incluyen los valores debido a la venta del crudo producido, las regalías y los impuestos.
- Las operaciones de los campos generalmente pasan a ser efectuados por la compañía estatal petrolera en un tiempo determinado con el fin de permitir la



transferencia tanto de tecnología como de conocimiento, siendo esto de gran relevancia en esta modalidad de contrato.

- Las instalaciones y los equipos son propiedad del país productor, a corto o largo plazo. En este tipo de contrato, la operación no pasa a manos de la compañía nacional estatal, estando el contratista obligado a remover las instalaciones y el equipo si así lo requiere el país productor.
- Esta modalidad de contratación contempla generalmente tres tipos de servicios. Los servicios técnicos (referente a la exploración y extracción de los campos petroleros), financieros (obliga al contratista a efectuar la inversión necesaria para lograr la ejecución del contrato) y comerciales (exige a la compañía petrolera extranjera a vender en el mercado mundial, los hidrocarburos producidos de propiedad del país productor).

En esta modalidad de contrato, el contratista solo paga una tasa fija por volumen producido la cual es acordada entre las partes resaltando que no tiene acceso a la venta en el mercado internacional. Tenido en cuenta estas condiciones la modalidad de contrato es poco atractiva para las compañías petroleras extranjeras, sin embargo, aun así, es implementado en países que presentan fuertes movimientos nacionalistas como Brasil, Venezuela, México, Ecuador, Argentina e Irán.

RESULTADOS FASE 2

1. Renta petrolera

En Colombia, los impuestos que paga la industria del sector petrolero se encuentran regulados por la Ley 1819 de 2016 de acuerdo con la última reforma tributaria y a los derechos económicos del año 2016 dispuestos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). La ley 1819 de 2016 establece el cobro por impuesto de renta y la metodología de devolución de impuestos para algunos casos. Por otra parte, el acuerdo de derechos económicos es enunciado por la ANH



correspondiendo únicamente al sector de hidrocarburos denominado con el nombre de regalías.

La **Figura 8** se muestra la representación de participación Gobierno-Inversionista en los contratos de asociación, tomando como base el precio del barril US\$65 (equivale al precio del barril promedio en la última década).

Figura 8. Representación participación Gobierno-Inversionista en los Contratos de asociación

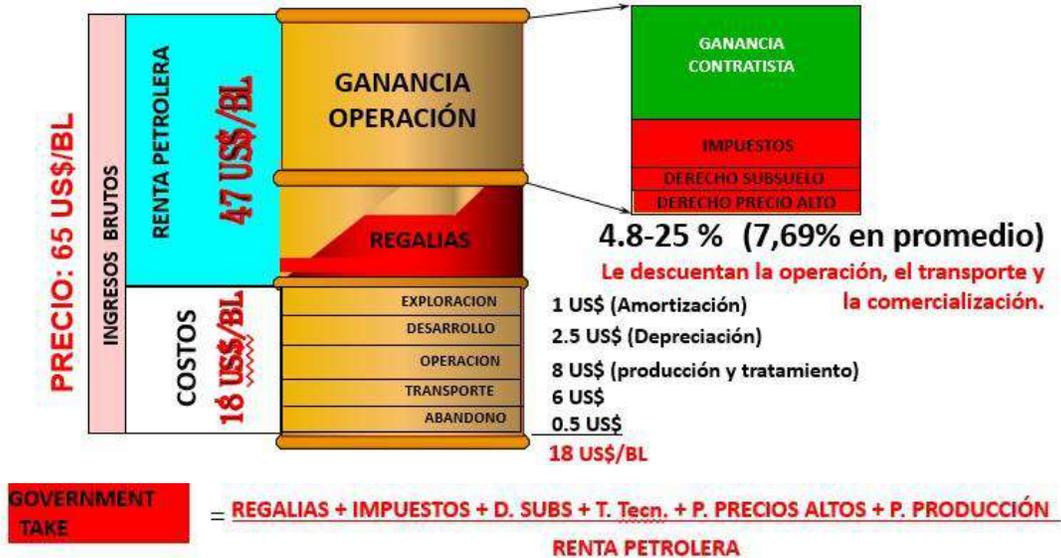


Nota: Elaboración propia.

A continuación, la **Figura 9** exhibe la representación de la Renta petrolera y Government Take nueva concesión en yacimientos convencionales, tomando de igual forma como base el precio del barril US\$65 (equivale al precio del barril promedio en la última década).



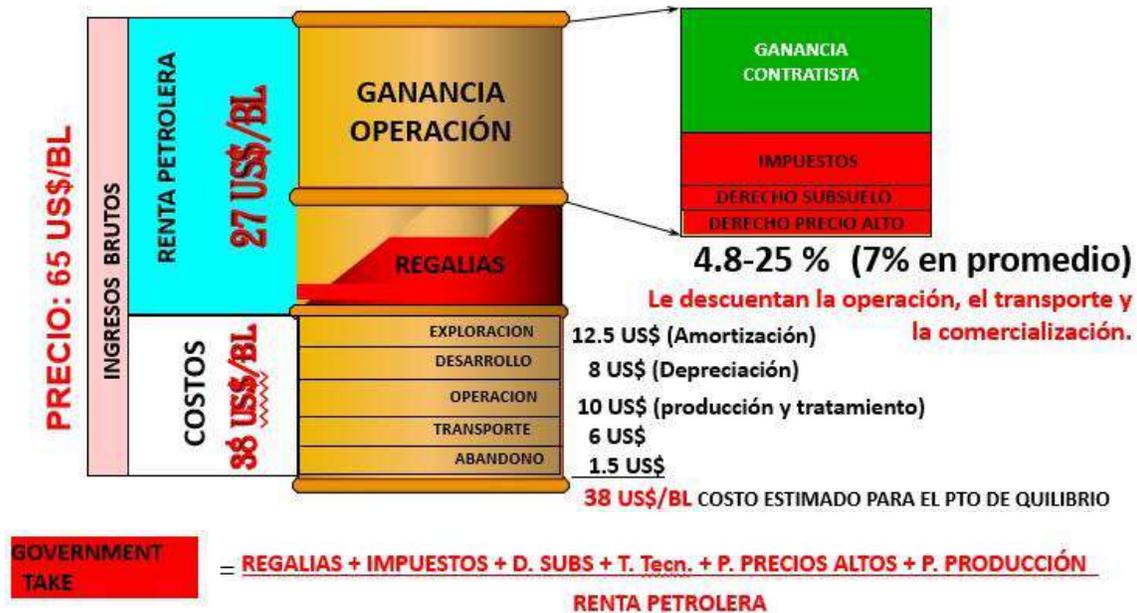
Figura 9. Renta petrolera y Government Take nueva concesión en yacimientos convencionales



Nota: Elaboración propia.

Por otra parte, la **Figura 10** se enseña la representación de la Renta petrolera y Government Take nueva concesión en yacimientos no convencionales, teniendo como base el precio del barril US\$65 (equivalente al precio del barril promedio en la última década).

Figura 10. Renta petrolera y Government Take nueva concesión en YNC



Nota: Elaboración propia.

2. Government Take

En la industria de hidrocarburos, el tema de tributos se relaciona con el término Government Take, el cual se define como la participación que tiene el gobierno en el flujo de recursos que se encuentra asociado a un proyecto específico, es decir, lo que recauda en materia de impuestos el Gobierno de un proyecto de hidrocarburos. Éste se mide en porcentajes y se refiere a la suma de todos los impuestos del proyecto de hidrocarburos. Según el informe económico No. 6 “Participación Estatal en la Renta Petrolera en Colombia” de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) en el año 2016, el cálculo del Government Take en Colombia para un proyecto de hidrocarburos estaba estimado aproximadamente en el rango de 55% a 70%, estimando para el 2021 una tasa de tributación alrededor del 64% o superior (Vicepresidencia de Asuntos Económicos y Regulatorios, 2021).

Para el Estado los ingresos más significativos han sido y aún lo son los contratos de asociación vigentes, las regalías y la participación en la producción a

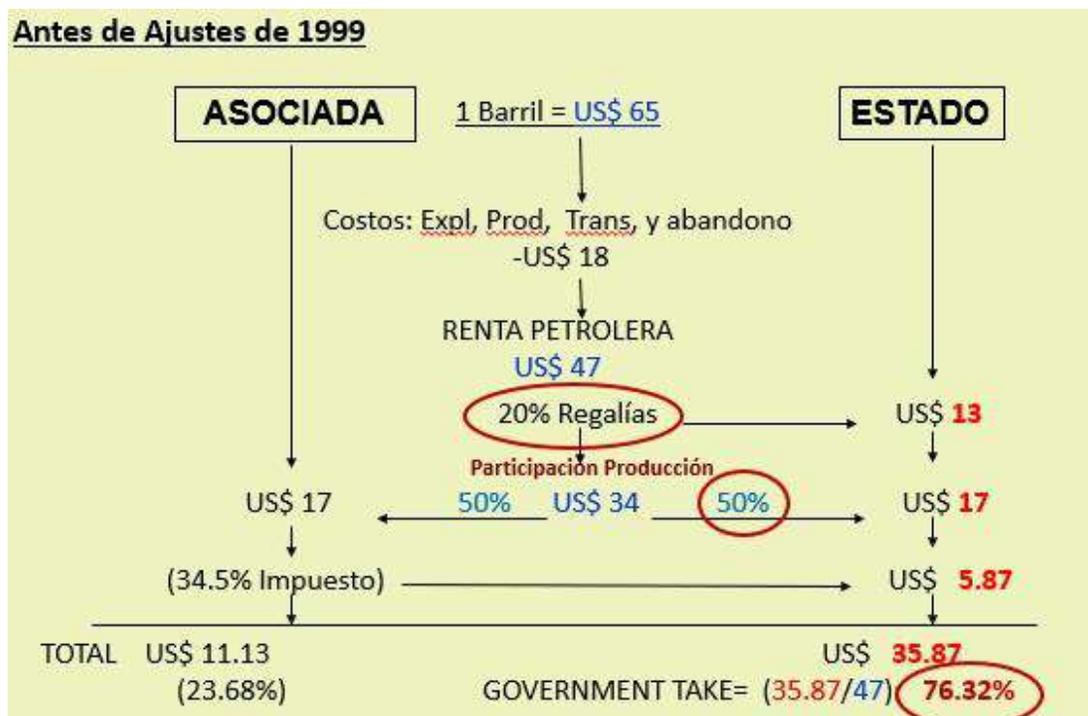


través de Ecopetrol S.A.; representando los impuestos, sin descuentos tributarios, solo el 16 % de los ingresos del estado.

2.1. Análisis comparativo del Government Take por período.

En la **Figura 11**, se observa la tasa de Participación del Gobierno antes de los ajustes del año 1999, dando como resultado en la Renta Petrolera del 76,32%, teniendo como base el precio del barril US\$65 (equivale al precio del barril promedio en la última década).

Figura 11. Government Take antes de ajuste del año 1999



Nota: Elaboración propia.

El Government Take es calculado tomando el valor referencial de US\$65 por barril, disminuyendo US\$18 por costos (exploración, producción, transporte y abandono) obteniéndose una renta petrolera de US\$47. El 20% de las regalías equivalente a US\$13 es asumido por el estado obteniéndose una participación de producción de US\$34 de los cuales el 50% correspondiente a US\$17 es para el



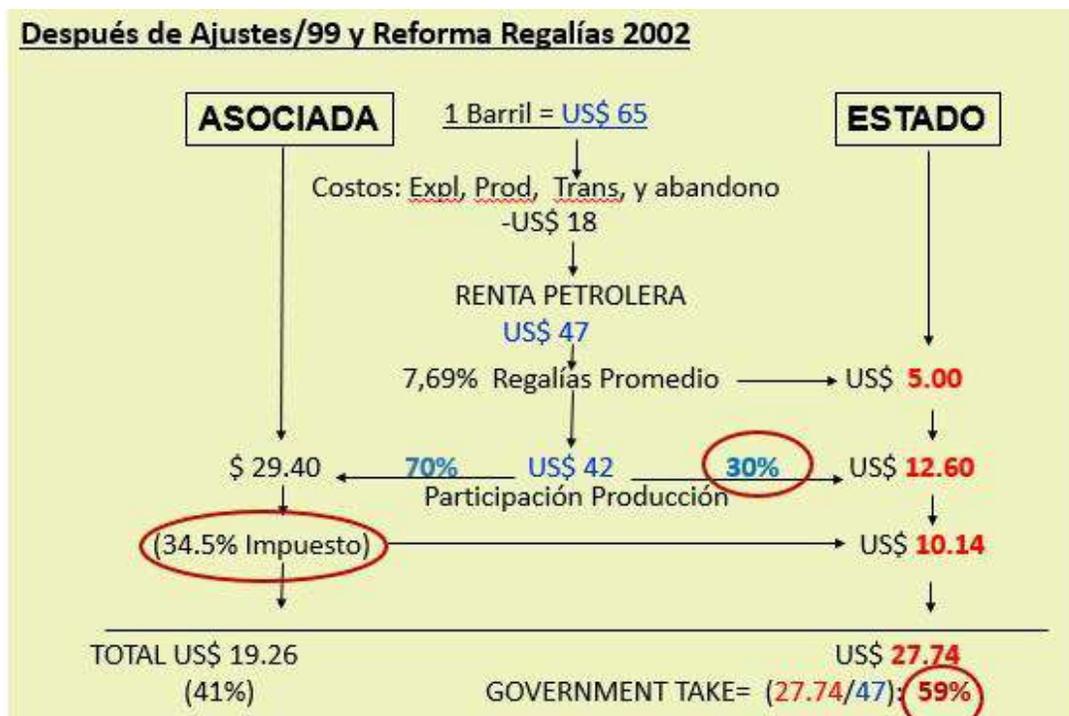
estado y el otro 50% para la asociada. Los US\$17 poseen un impuesto del 34.5% equivalente a US\$5.87, obteniéndose así un total para el estado de US\$35.87, siendo dividido por el valor de la renta petrolera, calculando de esta forma el del Government Take de 76.32%.

Tiempo después, se presentaron unos cambios regresivos en la tasa de liquidación de regalías en el gobierno del presidente Andrés Pastrana (período 1998-2002). El Government Take de los contratos firmados desde la ronda en el año 2000 al año 2003, se efectuaron con el modelo 70/30. (Franco, 2017)

Posteriormente, basado en un impuesto del 34,5% se obtiene el Government Take teniendo en cuenta los ajustes realizados en el año 1999 así como también la reforma a las regalías del 2002 las cuales fueron equivalente a 59%, como se observa en la **Figura 12**. En este cálculo se tomó como base el precio del barril US\$65 (equivale al precio del barril promedio en la última década). Con este método se observa que el Estado perdió 17,32 puntos porcentuales en la participación en la renta petrolera después de los ajustes del año 1999 y la reforma a las regalías del año 2002.



Figura 12. *Government Take después de los ajustes del año 1999 y la reforma a las regalías del año 2002*

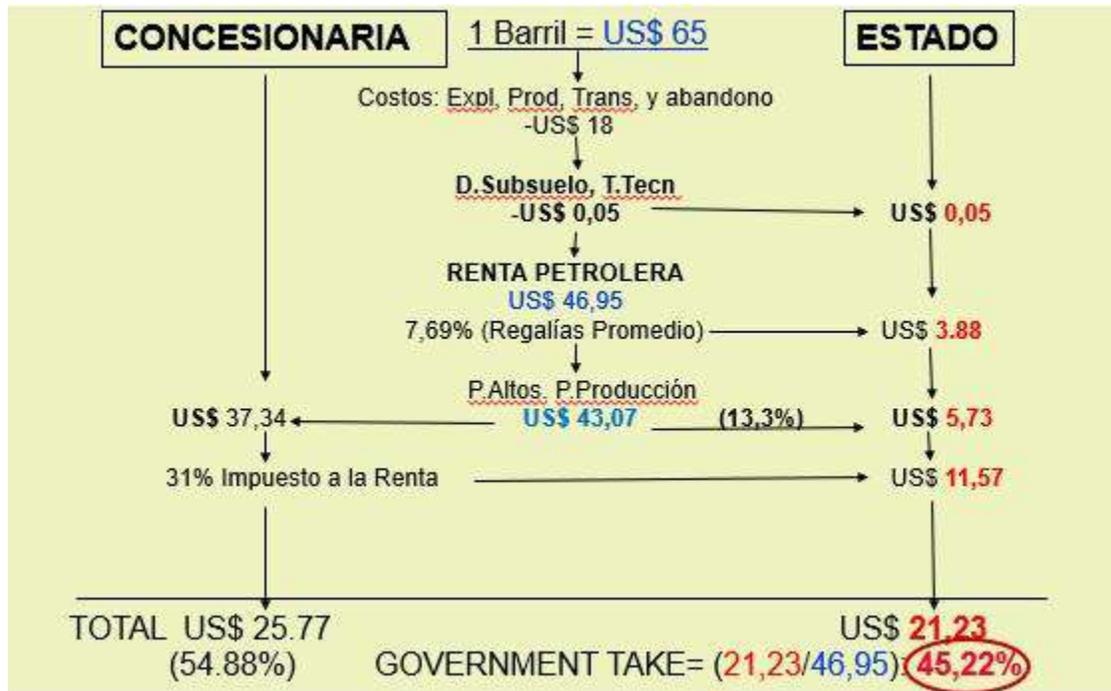


Nota: Elaboración propia.

En la **Figura 13** es presentado el Government Take para el modelo concesionario moderno que se aplica en la actualidad, el cual pierde otros 13,78 puntos porcentuales más de participación en la renta petrolera comparado con el período anterior.



Figura 13. *Government Take para el modelo Concesionario moderno*



Nota: Elaboración propia.

El Government Take para el concesionario tradicional tasado en 44,53% (ver **Figura 14**) el cual al ser comparado con el Government Take del nuevo modelo concesionario tasado en 45,22% (ver **Figura 13**) y la Concesión tradicional tasado en 44,53% (ver **Figura 14**); presentando un desfavorecimiento para el Estado. En estos casos se observa un retrocediendo para los intereses de la nación, pasando a recibir prácticamente el mismo Government Take de hace 100 años, sin ningún tipo de avance productivo para el país.



Figura 14. *Government Take para el modelo Concesionario tradicional*

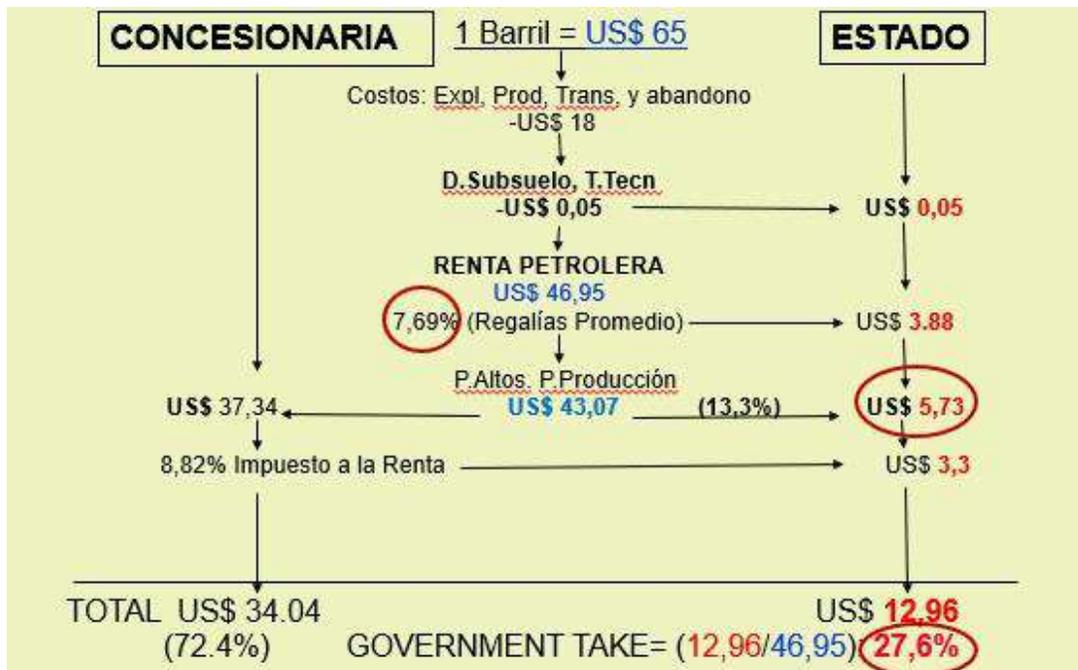


Nota: Elaboración propia.

Analizando el Government Take de la nueva concesión moderna de la ANH que incluye prebendas tributarias, la participación por precios altos se convierte en el ingreso más significativo de la renta petrolera. Esto lo demuestran las estadísticas de la ANH las cuales se perdería en las épocas de precios bajos, bajando el Government Take al 27,6% (ver **Figura 15**).



Figura 15. *Government Take para el modelo Concesionario moderno con prebendas tributarias*



Nota: Elaboración propia.

Como se observa, debido a los beneficios y alivios tributarios, se pierden otros 17,62 puntos porcentuales de participación en la renta petrolera comparado con el cálculo de la tasa de inicial sin prebendas tributarias, desfavoreciendo aún más los intereses de la nación.

Por otra parte, para el caso de Ecopetrol S.A, en la **Figura 16** se relaciona el Government Take de los convenios de explotación para campos maduros que explota directamente equivalente al 92,64%, que son muy beneficiosos para el país. Caso contrario sucede con las bajas tasas de Government Take de los contratos de exploración y producción (E&P) y exploración y explotación (E&E) de la ANH.



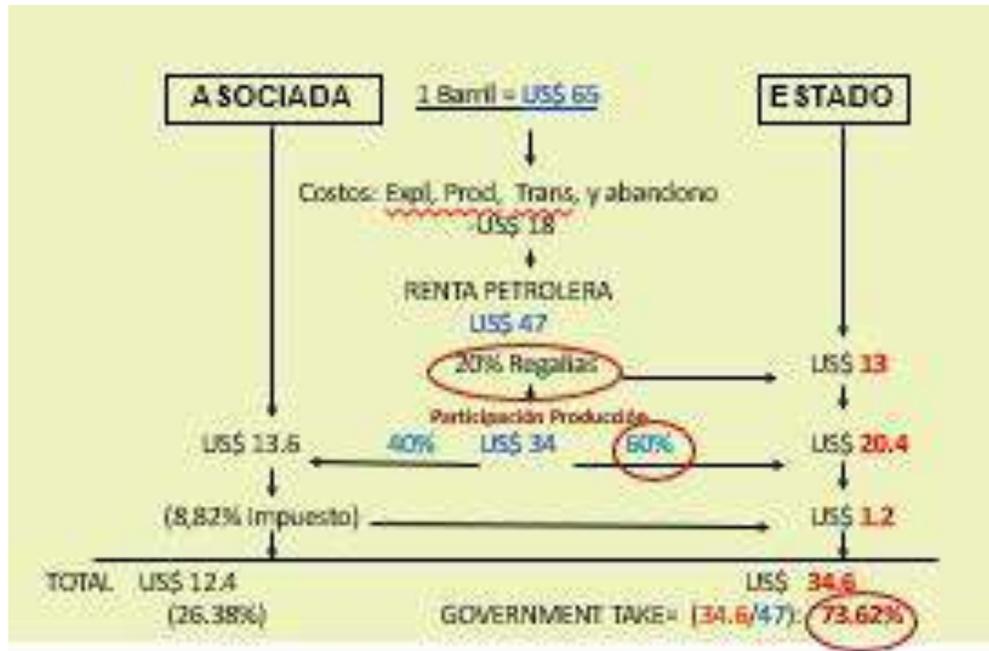
Figura 16. *Government Take de los convenios de explotación de ECP*



Nota: Elaboración propia.

En los Contratos de asociación extendidos existe una participación en la producción que para el caso de Ecopetrol S.A. es mayor al 50% (condición de la extensión). Sin embargo, el Government Take de los 40 contratos de asociación vigentes, incluyendo también los extendidos, presentan prebendas tributarias con una tasa del 73,62% (ver **Figura 17**). (Ecopetrol S.A., 2021)

Figura 17. *Government Take de los 40 contratos de asociación vigentes de ECP (incluidos los extendidos), con prebendas tributarias*



Nota: Elaboración propia.

En el **Anexo A** se presenta un resumen respecto a la relación del Government Take promedio del país incluyendo todos los tipos de contrato. (Proporcional a la producción en cada uno).

Finalmente, al analizar a Ecopetrol S.A con relación al Government Take de sus convenios de explotación para campos maduros que explota directamente estos son equivalente al 92,64%. Sin embargo, para los 40 contratos de asociación vigentes (incluidos los extendidos), con prebendas tributarias con una tasa de Government Take de 73,62%, observamos que éstos son muy beneficiosos para el país contrario a lo que sucede con las bajas tasas de Government Take de los Contratos de exploración y producción (E&P) y exploración y explotación (E&E) de la ANH.



RESULTADOS FASE 3

1. *Contrato Exploración y Producción (E&P).*

El contrato E&P es una concesión moderna implementada desde el 2003 en Colombia, la cual se caracteriza por su amplitud, flexibilidad y en poseer una gran competencia en términos de rentabilidad y discates para los inversionistas. Es un contrato estatal de carácter especial, de exploración y explotación de hidrocarburos, que se caracteriza por lo mencionado a continuación:

1. Igual que la concesión tradicional, en esta modalidad E&P el concesionario (compañía contratista) es el propietario de la producción de los campos explotados estipulados en el contrato, una vez descuenta las regalías.
2. El Estado no tiene participación en las operaciones de exploración y explotación, brindando amplias facultades al concesionario, quien cuenta con autonomía para realizar su operación, a su costo y riesgo.
3. La ANH tiene facultades para supervisión del desempeño y desarrollo de los planes de trabajo, con esto asegura que ante todo esté el interés del país presente. La ANH puede terminar el contrato de forma unilateral cuando la Compañía petrolera extranjera no cumpla con las obligaciones y condiciones contractuales.
4. El *Government Take* actual de esta modalidad de contrato está alrededor de 55%, comparado con el 65% que en promedio tienen los contratos de asociación.

Los ingresos del Estado para esta modalidad de contrato son los siguientes:

- a) Por regalías escalonadas, las cuales se calculan proporcionalmente con relación a la producción diaria promedio de los pozos.
- b) Por Impuestos de Renta y al Patrimonio, de Ventas, remesas, estampillas y timbre.



- c) Un derecho debido a los precios altos, considerado como una contraprestación cuando el valor del barril unitario supera un monto de referencia.
- d) Por derecho de uso del subsuelo.
- e) Por participación en la producción durante la prórroga o extensión del periodo de producción acordado.
- f) Por transferencia de tecnología, en la cual la Compañía petrolera extranjera se compromete a realizar a su cuenta, programas de investigación, educación, capacitación y soporte tecnológico con la ANH.
- g) El contrato contiene varias etapas. La primera etapa, denominada de exploración, con una duración entre 6 a 10 años. Posterior a un descubrimiento continúa la etapa de evaluación, con una duración de 1 a 4 años.

Por lo anterior, una vez se presentan a la ANH los resultados debido al programa de evaluación, el contratista entra a decidir si declara o no la comercialización del proyecto.

1.1. Evaluación de la inversión.

Con relación a las inversiones pendientes por ejecutar en los Contratos E&P y tipo TEA, los cuales otorgan al contratista el derecho exclusivo para realizar estudios de evaluación técnica, a su costo y riesgo, con arreglo a un programa destinado a definir la prospectiva del área, a cambio del pago de derechos económicos y de otros reconocimientos en caso de una conversión a contrato E&P (Ministerio de Minas y Energía, 2016). (ver **Anexo B**).

Para el caso específico de los Contratos E&P, en las primeras cuatro Rondas que van del año 2007 al 2008, suman 84 contratos suscritos con un promedio de inversión por ejecutar del 39,48%. Para las Ronda Colombia del año 2010 se suscribieron 51 contratos con una inversión por ejecutar de 76,8%; mientras que para 2012 fueron 42 contratos con una inversión por ejecutar de 99,5%. En el 2014 ésta disminuyó a 22 contratos con una inversión por ejecutar de 100%. En total 221



contratos suscritos equivalente a una inversión por ejecutar de 78,3%. Posteriormente para los años 2015 y 2016 esta cifra disminuyó drásticamente llevándose a cabo la celebración de solo 2 y 5 contratos respectivamente. Un año después, en el 2019, se observó un aumento pasando a 31 contratos, sin embargo, volvió a tener una tendencia baja en el 2020 y 2021 con un total de 4 contratos suscritos. Finalmente, para el 2022 se vuelve a aumentar esta cifra pasando a 31. ([Contratos E&P y TEAS firmados - Agencia Nacional de Hidrocarburos \(anh.gov.co\)](#))

1.2. Evaluación de las reservas.

Los resultados históricos sobre el descubrimiento de las nuevas reservas en el país nos demuestran que, contrario a la afirmación del Ministerio de Minas y Energía, se han tomado medidas por la ANH para incentivar la inversión nacional y extranjera en la exploración y explotación de hidrocarburos (ANH, 2021).

Por otro lado, el contrato de asociación ha traído aspectos más relevantes, entre ellos la adjudicación al inversionista de la operación y el riesgo exploratorio. De esta misma forma también se han contemplado variables que, para el caso de Ecopetrol S.A., entró como inversionista después del descubrimiento cuando ya no existía el riesgo.

Respecto a los nuevos derechos económicos, el porcentaje de la producción promedio para la nación es de solo 3,31%, mientras que con el contrato de asociación era el 50%, antes del período del presidente Andrés Pastrana (1998-2002), y del 30% antes de crearse la ANH.

En cuanto al suministro interno, el descubrimiento de nuevas reservas se clasifica en 5 tipos: las originales descubiertas (POES y GOES); las reservas probadas (las cuales son las efectivamente desarrolladas), las posibles, probables y las remanentes, siendo estas últimas las descubiertas que están por desarrollar y extraer.



Las reservas probadas son aquellas que se certifican internacionalmente, y en materia de crudo, debe tener la instalación, montaje y operación de los pozos, las líneas de flujo, las baterías, los oleoductos y las estaciones de bombeo.

En cuanto al gas, las reservas son probadas. Si además de lo mencionado anteriormente, el gas ya está comercializado, eso significa que las reservas probadas tienen un 95% o más de seguridad de ser entregadas al cliente.

Como se puede observar y analizar en las estadísticas de la ANH, desde el año 2000, las reservas probadas o desarrolladas se han mantenido casi en el mismo valor oscilando entre 1500 y 2000 millones aproximadamente (ANH, 2021). Estos datos muestran que las reservas probadas se comportan como una caja menor, que se va gastando y se va retroalimentando, incorporando cada año nuevas reservas a medida que se desarrollan más, ya sea provenientes de nuevos descubrimientos o de campos maduros.

En los últimos 20 años se han llegado a producir 5449 millones de barriles, incorporándose 5201 millones, de los cuales 802 millones provienen de nuevos descubrimientos y 4399 millones de revaluaciones de campos maduros o viejos (ver **Anexo C**).

En cuanto a las reservas probadas de gas, se ha presentado una situación bastante similar, para el año 2000 el país contaba con 3056 Giga pies cúbicos de gas o 3 Teras, mientras que en 2019 aumentó a 3163 Giga pies cúbicos o 3.1 Teras. Durante este periodo el consumo o comercialización fue de 6530 Gigas y una reincorporación de 6637 Gigas, de las cuales, solo 777 Gigas provinieron de nuevos descubrimientos, mientras que 5860 Gigas de campos maduros descubiertos bajo el modelo de contrato de asociación (ver **Anexo D**) (ANH, 2021).

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, 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. Respecto al gas, en un



88% del desarrollo y comercialización son de reservas remanentes de campos maduros.

Según las estadísticas aportadas por la ANH, las reservas probadas de crudo, acumuladas, que se han descubierto y desarrollado bajo el modelo de contrato concesionario, exploración y producción (E&P) o exploración y explotación (E&E), desde el 2004, en forma acumulada, son 535 millones de barriles; es decir, el 10% de las reservas que se han incorporado en el mismo periodo.

En cuanto a las reservas probadas de gas, en forma acumulada, estos contratos concesionarios (más de 500), solo han aportado al año 2019; reservas por 493 Giga pies cúbicos, correspondientes al 7,4% de las reservas probadas incorporadas en el mismo periodo (ver **Anexo E**).

1.3. Evaluación de la producción.

La participación en la producción de la ANH, con corte del 31 de diciembre de 2018, se habían adjudicado 237 contratos mediante rondas, para los contratos de E&P teniendo una participación promedio en la producción para la nación de 7,15% (ver **Anexo F**).

Desde 2004 hasta el 31 de diciembre de 2018, la inversión pactada para exploración, por más de 60 empresas en 513 contratos, fue de 14.914 millones de dólares, teniendo una ejecución efectiva de 5700 millones de dólares (correspondiente al 38,2%); equivalente a la irrisoria cifra de 380 millones de dólares por año, en promedio.

Ecopetrol S.A., solo en las áreas que se reservó y la potestad que le dio el Decreto Ley 1760 de 2003, invirtió durante el 2004 al 2018 más de 500 millones de dólares al año en exploración. Es importante mencionar que lo recibido por precios altos triplica la participación en la producción.

En importante mencionar que, de los 513 contratos firmados al 31 de diciembre de 2018, la participación promedio en la producción fue del 3,31%.



Respecto a los contratos firmados y la participación en la producción de los yacimientos no convencionales (YNC) se cuenta con 13 contratos y con una participación promedio de 1,38%, cifra considerablemente baja. En los **anexos G y H** se encuentra la información desglosada más detalladamente, contrato por contrato por la participación de la ANH.

La utilidad neta en 15 años es 3,01 billones, es decir, 200 mil millones de pesos anuales en promedio.

El valor recaudo por derechos económicos por participación en la producción del año 2012 a diciembre 31 de 2018 fue de aproximadamente 1,22 billones de pesos (ver **Anexo I**).

Las transferencias o giros a la nación por parte de la ANH sumaron 3,95 billones de pesos en 17 años; lo equivalente a 232 mil millones promedio anual.

Sin embargo, si solo se tienen en cuenta los últimos 11 años a partir del 2002, el promedio anual es de 359 mil millones de pesos (0,36 billones) el cual no alcanza para cubrir el presupuesto de una universidad estatal como la Universidad Industrial de Santander (UIS) (valor cercano a los 482 mil millones para el 2022).

Con relación a las transferencias de excedentes o utilidades en monto o fecha que la ANH le ha realizado a la nación, éstas se observan en el **anexo J**.

Para el año 2022, el costo exploratorio por barril, según Ecopetrol S.A., fue de US\$ 1,0 teniendo en cuenta lo recibido por la ANH. Para el caso de los derechos de uso del subsuelo, más la transferencia de tecnología ambas representan el 4,9% de la inversión exploratoria; es decir US\$ 0,05 por barril aproximadamente.

Según los 513 contratos firmados por la ANH al 31 de diciembre de 2018, la participación promedio en la producción para el país fue del 3,31%, mientras que lo recibido históricamente por precios altos fue cercano a tres veces lo recogido por participación en la producción, es decir 10% aproximadamente. En los últimos 3 años se han firmado 66 nuevos contratos.



Igualmente, se debe tener en cuenta que la ANH no recibe las regalías en especie, como lo hacía Ecopetrol S.A.; sino que le descuentan los costos de operación, transporte y comercialización equivalentes a 14,5 US\$/bl. En este caso el precio para liquidar las regalías disminuye de 65 US\$ a 50,5 US\$/bl.

Por lo anterior, la participación en la producción y por precios altos suma el 13,3%, observándose que lo recibido por impuestos es el ingreso más significativo para el Estado.

Es importante mencionar que los 6,3 millones de dólares por empresa por año es una cifra muy baja en comparación con lo invertido por Ecopetrol S.A., el cual en las áreas que se reservó bajo la potestad que le dio el Decreto Ley 1760 de 2003, invirtió más de 500 millones de dólares al año en exploración.

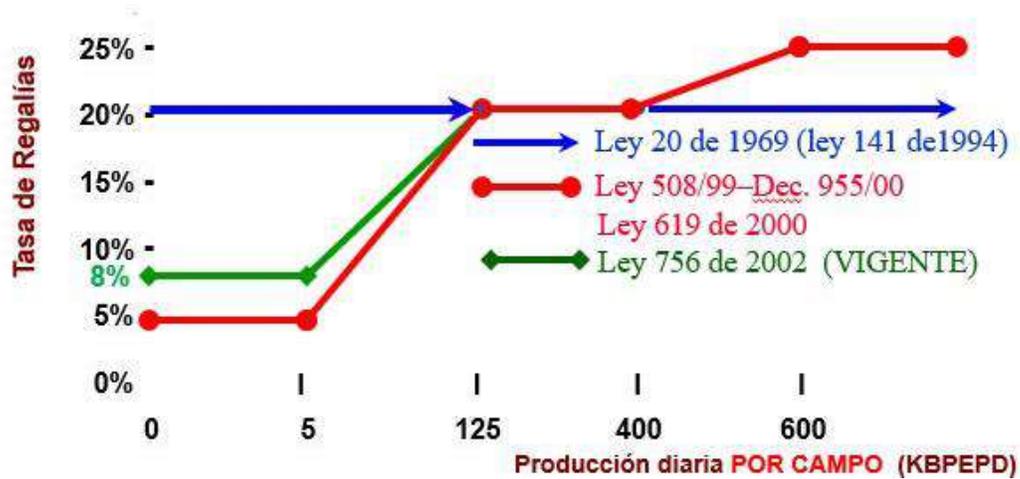
En el **Anexo K**, se observa la producción de gas fiscalizado por tipo de contrato el cual proviene de 40 contratos de asociación vigentes al cierre del año 2020.

1.4. Evaluación de las regalías.

A continuación, en la **Figura 18**, se describe la evolución de la tasa de regalías en porcentajes de acuerdo con la producción de los campos (KBPD).



Figura 18. Evolución de la tasa de regalías en porcentajes de acuerdo a la producción de los campos (KBPD)



Nota: Elaboración propia.

La tasa promedio de regalías de los 360 “campos” nuevos descubiertos bajo el contrato de concesión de la ANH es del 6,36% para gas y del 7,69% para crudo como se presenta en el **Figura 19**.



Figura 19. Tasa promedio de regalías de los 360 “campos” nuevos, descubiertos bajo el contrato de concesión de la ANH

Contrato	Campo	Empresa	Regalías Acumuladas Gas 2012-2020* \$COP	Regalías Acumuladas Crudo 2012- 2020* \$COP	% Promedio de Regalías Gas	% Promedio Regalías Crudo
ALTAIR	ALTAIR	INTEROIL COLOMBIA EXPLORATION AND PRODUCTION	-	3.414.600.700	-	8,00%
ALTAIR	MIZAR	INTEROIL COLOMBIA EXPLORATION AND PRODUCTION	-	105.715.299	-	8,00%
ALTAIR	TURACO	INTEROIL COLOMBIA EXPLORATION AND PRODUCTION	-	445.955	-	8,00%
ARREDAJO	AZOR	Frontera Energy Colombia Corp Sucursal Colombia	4.838.958	23.581.825.015	6,40%	8,00%
ARREDAJO	YAGUAZO	Frontera Energy Colombia Corp Sucursal Colombia	81.225.369	31.378.668.924	6,40%	8,00%
BALAY	BALAY	PERENCO COLOMBIA LIMITED	8.944.494	10.799.324.956	6,40%	8,00%
BLOQUE CARBON	CERRO GORDO	WATTLE PETROLEUM COMPANY S.A.S	953.880.798	23.219.456	6,40%	8,00%
BUENAVISTA	BOLÍVAR	UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY	67.954.149	1.458.756.061	6,40%	8,00%
BUENAVISTA	BOLIVAR NORTH	UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY	822.297.205	-	6,40%	-
BUENAVISTA	CORRALES	UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY	7.122.096.673	16.545.618.819	6,40%	7,98%
BUENAVISTA	CORRALES 1-1	UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY	55.906.180	4.692.559.310	6,40%	8,00%
BUENAVISTA	CORRALES -1-D	UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY	435.666.945	7.158.916.070	6,40%	8,00%
BUENAVISTA	CORRALES -3	UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY	-	161.316.584	-	7,01%
BUENAVISTA	YEKOTA	UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY	28.217.237	-	6,40%	-
CABIONA	CABIONA	NEW GRANADA ENERGY CORPORATION SUCURSAL COLOMBIA	-	24.029.415.884	-	8,00%
CABRESTERO	AKIRA	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD. SUCURSAL	-	26.071.859.716	-	6,16%
CABRESTERO	BACANO	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD. SUCURSAL	-	52.247.300.646	-	8,03%
CABRESTERO	KITARO	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD. SUCURSAL	13.018.151	3.560.062.213	6,40%	8,00%
CACHICAMO	ANDARRIOS	Frontera Energy Colombia Corp Sucursal Colombia	-	7.411.543.084	-	7,95%
CACHICAMO	CIRIGUELO	Frontera Energy Colombia Corp Sucursal Colombia	-	1.416.013.620	-	13,64%
CACHICAMO	CIRIGUELO	Frontera Energy Colombia Corp Sucursal Colombia	-	2.249.525.956	-	8,00%
CACHICAMO	GRETA OTO	Frontera Energy Colombia Corp Sucursal Colombia	-	9.238.376.935	-	8,00%

Contrato	Campo	Empresa	Regalías Acumuladas Gas 2012-2020* \$COP	Regalías Acumuladas Crudo 2012- 2020* \$COP	% Promedio de Regalías Gas	% Promedio Regalías Crudo	
LLA 32	KANANASKIS	VERANO ENERGY (BARBADOS) LIMITED	2.094.743.841	29.490.180.719	6,40%	8,03%	
LLA 32	MANICEÑO	VERANO ENERGY (BARBADOS) LIMITED	12.554.937	10.547.683.797	6,40%	8,00%	
LLA 32	SAMARIA	VERANO ENERGY (BARBADOS) LIMITED	-	209.202.245	-	6,00%	
LLA 34	ARUCO	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	-	1.490.828.485	-	7,38%	
LLA 34	Chachalaca	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	-	2.101.387.826	-	8,00%	
LLA 34	CHIRICOCA	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	-	23.199.833.827	-	8,00%	
LLA 34	CURUCUCÚ	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	-	3.303.340.717	-	6,49%	
LLA 34	GUACO	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	-	1.094.724.590	-	8,00%	
LLA 34	JACAMAR	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	-	805.840.845	-	6,00%	
LLA 34	Jarana	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	11.323.986	382.551.975.753	6,40%	9,53%	
LLA 34	MAX	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	-	11.788.261.245	-	6,00%	
LLA 34	MAX	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	10.783.909	2.968.665.402	6,40%	6,07%	
LLA 34	TARO TARO	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	63.676.266	4.227.469.380	6,40%	6,00%	
LLA 34	TAROTARO	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	172.712.218	20.168.931.016	6,40%	6,01%	
LLA 34	TIGANA	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	-	47.034.976.407	-	7,21%	
LLA 34	TIGANA	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	-	145.822.066.955	-	8,12%	
LLA 34	TIGANA NORTE	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	-	93.157.558.483	-	6,60%	
LLA 34	TIGANA SUR	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	-	98.332.007.765	-	6,39%	
LLA 34	TILO	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	51.698.035	6.921.473.600	6,40%	6,00%	
LLA 34	TUA	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	363.121.552	152.411.215.490	6,40%	8,10%	
LLA 40	BEGONIA	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD. SUCURSAL	27.376.030	17.504.091.152	6,40%	8,00%	
LLA 40	CEITIS	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD. SUCURSAL	-	1.216.355.417	-	8,00%	

Nota: Elaboración propia.

Para el caso de los YNC de Gas Asociado a Mantos de Carbón se están pagando tasas de regalías del 4,8% (ver parágrafo de Art. 14 de la Ley 1530 de 2012); existiendo 13 contratos para YNC con el descuento del 40% en la tasa de regalías (ver **Figura 20**).



Figura 20. Tasas de regalías para YNC

Contrato	Campo	Empresa	Regalías Acumuladas Gas 2012-2020* \$COP	Regalías Acumuladas Crudo 2012- 2020* \$COP	% Promedio de Regalías Gas	% Promedio Regalías Crudo
LA CRECIENTE	LA CRECIENTE	Frontera Energy Colombia Corp Sucursal Colombia	98.110.246.707	519.040.419	6,56%	8,00%
LA CRECIENTE	LA CRECIENTE D	Frontera Energy Colombia Corp Sucursal Colombia	497.652.899	-	6,40%	
LA CRECIENTE	LA CRECIENTE I	Frontera Energy Colombia Corp Sucursal Colombia	861.092.902	12.303.663	6,40%	8,00%
LA CRECIENTE	LA CRECIENTE-D	Frontera Energy Colombia Corp Sucursal Colombia	6.668.196.818	41.300.739	6,40%	8,00%
LA CUERVA	CUERVA ESTE	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	-	168.556.902		8,00%
LA CUERVA	CUERVA ESTE	PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED.	-	54.825		8,00%
LA CUERVA	CUERVA NOREST	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	35.423	1.169.614.988	6,40%	8,00%
LA CUERVA	CUERVA NOREST	PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED.	2.807	79.480.339	6,40%	8,00%
LA CUERVA	CUERVA OESTE	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	21.191.562	17.302.558.014	6,40%	8,00%
LA CUERVA	CUERVA OESTE	PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED.	6.354.774	1.225.515.424	6,40%	8,00%
LA CUERVA	CUERVA SUR	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	955.755	5.229.482.767	6,40%	8,00%
LA CUERVA	CUERVA SUR	PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED.	671.903	570.088.265	6,40%	8,00%
LA CUERVA	CUERVA SUROEST	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	-	720.300.361		8,00%
LA LOMA	CAPORO	DRUMMOND ENERGY, INC	308.236.130	-	4,84%	
LA LOMA	HICOTEA	DRUMMOND ENERGY, INC	1.464.219	-	6,40%	
LA LOMA	IGUANA	DRUMMOND ENERGY, INC	3.996.746	-	5,06%	
LA LOMA	PAUJIL	DRUMMOND ENERGY, INC	3.896.969	-	4,80%	

Nota: Elaboración propia.

En el **Figura 21**, se observan las regalías para gas y crudo para algunas compañías del 2do trimestre del 2020, donde este se divide por campo y no por contrato. Estos campos pagan una tasa del 32% (ver **Figura 22**).

Figura 21. Regalías para gas y crudo para algunas compañías del 2do trimestre del 2020

Contrato	Campo	Empresa	Regalías Acumuladas Gas 2012-2020* \$COP	Regalías Acumuladas Crudo 2012- 2020* \$COP	% Promedio de Regalías Gas	% Promedio Regalías Crudo
URIBANTE	ORIPAYA	ECOPETROL S.A.	2.287.095.123	-	6,40%	
VIM 1	LA BELLEZA	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD. SUCURSAL	-	755.365.826		8,00%
VIM 21	TORONJA	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY OF COLOMBIA	2.703.991.397	-	6,40%	
VIM 5	ACORDEON	CNE OIL & GAS S A S	516.965.238	-	6,40%	
VIM 5	CLARINETE	CNE OIL & GAS S A S	50.761.336.608	-	6,61%	
VIM 5	OBOE	CNE OIL & GAS S A S	1.109.518.485	-	6,40%	
VIM 5	Pandereta	CNE OIL & GAS S A S	13.577.635.685	-	6,48%	
VIM 8	ARRECFE	HOCOL S.A.	2.085.438	-	6,40%	
VMM 1	CARAMELO	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC	3.573.819.001	234.643.132	6,40%	8,00%
VMM 1	LA ESTANCIA	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC	1.965.351.966	-	6,40%	
VMM 1	TOPOSI	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC	5.102.824.106	-	6,40%	
VMM 2	MONO ARAÑA	CARRAO ENERGY S.A. SUCURSAL COLOMBIA	283.238.953	9.320.025.885	6,40%	7,81%
VMM-11	GLAUCA	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD. SUCURSAL	652.031	50.386.141	6,40%	8,00%
VMM3 ADICIONA	PICOPLATA	CONOCOPHILLIPS COLOMBIA VENTURES LTD. SUCURSAL COLOMBIA	-	15.252.589		6,92%
YAMU	CARUPANA	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	11.138.292	9.370.911.438	6,40%	8,00%
YAMU	CARUPANA	PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED.	1.223.041	917.492.230	6,40%	8,00%
YAMU	POTRILLO	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	2.655.687	2.392.546.468	6,40%	8,00%
YAMU	POTRILLO	PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED.	293.144	167.091.492	6,40%	8,00%
YAMUJ	YAMUJ	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	2.873.945	3.254.332.196	6,40%	8,00%
YAMU	YAMUJ	PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED.	352.971	163.895.502	6,40%	8,00%
2020* Hasta la liquidación definitiva del II trimestre de 2020			422.144.861.397	5.616.411.040.260	6,36%	7,69%

Fuente: Grupo Regalías y Derechos Económicos - ANH

Nota: Elaboración propia.



Figura 22. Porcentaje de regalías de ECP a junio de 2019

ECOPETROL S.A.				
Codigo Campo	Campo	Tipo Hidrocarburo	Ley Aplicable	Porcentaje de Regalías Aplicado en la Liquidación de Junio 2019
23	CASTILLA	CRUDO	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
23	CASTILLA	CRUDO	Ley 141 de 1994	20,000%
221	CUPIAGUA	GAS	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
221	CUPIAGUA	GAS	Ley 141 de 1994	20,000%
221	CUPIAGUA	GAS	Ley 756 de 2002 variable	8,382%
221	CUPIAGUA	CRUDO	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
221	CUPIAGUA	CRUDO	Ley 141 de 1994	20,000%
221	CUPIAGUA	CRUDO	Ley 756 de 2002 variable	8,000%
368	CUPIAGUA LIRIA	CRUDO	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
368	CUPIAGUA LIRIA	CRUDO	Ley 141 de 1994	20,000%
269	CUPIAGUA SUR	GAS	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
269	CUPIAGUA SUR	GAS	Ley 141 de 1994	20,000%
269	CUPIAGUA SUR	GAS	Ley 756 de 2002 variable	6,400%
269	CUPIAGUA SUR	CRUDO	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
269	CUPIAGUA SUR	CRUDO	Ley 141 de 1994	20,000%
269	CUPIAGUA SUR	CRUDO	Ley 756 de 2002 variable	8,000%
47	CUSIANA	GAS	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
47	CUSIANA	GAS	Ley 141 de 1994	20,000%
47	CUSIANA	CRUDO	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
47	CUSIANA	CRUDO	Ley 141 de 1994	20,000%
575	CUSIANA NORTE	GAS	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
575	CUSIANA NORTE	GAS	Ley 141 de 1994	20,000%
575	CUSIANA NORTE	CRUDO	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
575	CUSIANA NORTE	CRUDO	Ley 141 de 1994	20,000%

Nota: Elaboración propia.

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 (7,69% promedio).

La tasa de regalías promedio que pagó Ecopetrol S.A. para el año 2019 fue del 21,56% después de aplicada la Ley 141 de 1991 y el artículo 39 de la Ley 756 (ver **Anexo L**) mostrándose una tasa mayor de regalías para los campos que se descubrieron después de 1994.

1.5. Evaluación de los impuestos.

La siguiente información mostrada es relevante en el proceso de evaluación de impuestos bajo la modalidad de contrato:



- El costo fiscal de los beneficios tributarios exclusivos del sector: 4,25 billones de pesos en 10 años.
- Los valores debido a la devolución del IVA incluir respuesta de la DIAN (ver **Anexo M**).
- Los beneficios tributarios del sector extractivo (minería e hidrocarburos) (ver **Anexo N**).
- El recaudo de impuestos para Ecopetrol del año 2014 al 2018 (ver **Anexo O**).
- Los impuestos más dividendos para Ecopetrol se representan en el **Anexo P**.

6. CONCLUSIONES

El avance y mejoría del panorama colombiano en materia de hidrocarburos se debe en gran parte al esfuerzo realizado por el Gobierno, quien ha potenciado la optimización, transformación y actualización de la política en el manejo de los hidrocarburos. Mediante el Decreto 1760 de 2003, el cual es autorizado por la Ley 790 de 2002 para ejercer condiciones de regulador y administrador de los hidrocarburos de la Nación, transformando la perspectiva de Colombia en el exterior a un país más atractivo para los inversionistas nacionales y extranjeros.

Aunque el contrato E&P se considera como un modelo de concesión moderna, el cual se caracteriza por su amplitud y competitividad en términos de rentabilidad y fiscales para los inversionistas, es considerado como un contrato estatal especial, de exploración y explotación de recursos naturales no renovables. Sin embargo, esto no lo indica el Government Take actual de esta modalidad de contrato que está alrededor de 55%, comparado con el 65% que en promedio tienen los contratos de asociación.



Comparando el Government Take del nuevo modelo concesionario tasado en 45,22%, con el calculado para la antigua concesión, conocida como Concesión tradicional tasado en 44,53%, se observa un desfavorecimiento para el Estado, retrocediendo para los intereses de la Nación, debido a que éste pasó a recibir prácticamente el mismo Government Take de hace 100 años sin ningún tipo de avance productivo para el país. Si se incluyen prebendas tributarias aplicadas al modelo concesionario moderno, el Government Take baja aún más al 27,6%, desfavoreciendo aún más los intereses de la Nación.

Si analizamos a Ecopetrol S.A con relación al Government Take de sus convenios de explotación para campos maduros que explota directamente estos son equivalentes al 92,64%. Para los 40 contratos de asociación vigentes (incluidos los extendidos), con prebendas tributarias con una tasa de Government Take de 73,62%, observamos que éstos son muy beneficiosos para el país. Caso contrario sucede con las bajas tasas de Government Take de los contratos de exploración y producción (E&P) y exploración y explotación (E&E) de la ANH.

Se presenta una gran falencia en el manejo de la liquidación de las regalías nacionales, debido a que ésta se basó en la producción por campo, más no por la producción total del contrato. Se observa un manejo intencional al fraccionar los yacimientos en varios campos, debido a una mala interpretación de la definición de campo por parte de la industria y la ANH, presentando producciones inferiores a 5 mil barriles por día (5 KBPD), lo cual es contrario a la normatividad.

Para los Contratos de E&P de la ANH, a partir de 2004 hasta el 31 de diciembre de 2018, la inversión pactada para exploración, por más de 60 empresas en 513 contratos, fue de 14.914 millones de dólares, contra la cifra efectivamente ejecutada fue de 5700 millones de dólares; es decir un 38.2% de ejecución, considerada una



baja cifra para esta entidad la cual cuenta con 380 millones de dólares por año, en promedio.

En los 513 contratos firmados por la ANH al 31 de diciembre de 2018, la participación promedio en la producción fue del 3,31%, siendo una cifra muy baja. Para el caso de Ecopetrol S.A. solo en las áreas que se reservó, con la potestad que le dio el Decreto Ley 1760 de 2003, se invirtieron más de 500 millones de dólares al año, en exploración.

Las transferencias o giros a la nación por parte de la ANH sumaron 3,95 billones de pesos en los últimos 17 años, periodo comprendido entre el 2003 al 2020; es decir, 232 mil millones promedio anual, que equivale al presupuesto de un municipio intermedio como Yopal. Si solo se tienen en cuenta los últimos 11 años, el promedio anual fue de 359 mil millones de pesos equivalente a 0,36 billones, el cual no alcanza para cubrir el presupuesto anual de una universidad estatal como la UIS de 482 mil millones.



7. RECOMENDACIONES

En el modelo concesionario moderno de la ANH se violan dos principios básicos contenidos en el Código del Petróleo en relación con la Constitución Política de 1991 (Artículo 332), en el cual los recursos naturales son propiedad del Estado y su explotación debe ser regulada por el Estado para garantizar el bienestar general de la población. Por lo anterior, prevaleciendo la Constitución en su jerarquía institucional, se recomienda no aplicar el modelo concesionario actual debido a las implicaciones que este conlleva para los recursos del país. Lo anterior, soportado en que ningún artículo menciona que los Recursos Naturales No Renovables son propiedad del Estado en el subsuelo y para el inversionista es de su propiedad en superficie. De igual forma, en el Artículo 336, determina que la explotación de un recurso natural no renovable causará a favor del Estado una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte. La ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales renovables.

En algunos lugares del mundo donde se aplica el modelo de concesión, se establece la obligación de satisfacer la demanda local como prioridad antes de cualquier exportación. Caso contrario sucede en Colombia, donde la exención del IVA para los nuevos contratos promueve la exportación de hidrocarburos a las compañías petroleras productoras dentro de la concesión moderna. Por lo anterior, se recomienda revisar el nuevo Modelo Concesionario que favorece notablemente las compañías petroleras extranjeras.

La exportación de hidrocarburos en Colombia está exenta del IVA, establecido mediante el Decreto 1625 de 2016. Además, el Decreto 1165 de 2019 establece



que la retención en la fuente por renta en la exportación de hidrocarburos y demás productos mineros se reduce al 1.5%.

La exención del IVA en Colombia para la exportación de hidrocarburos a las compañías petroleras productoras se encuentra regulada por el artículo 481 del Estatuto Tributario. De igual forma en la modificación del artículo 1.2.4.10.12. del Decreto 1625 de 2016 se estableció que cuando las exportaciones las realicen las Sociedades de Comercialización Internacional la base para practicar la retención se determinará por la diferencia entre el valor bruto del pago o abono en cuenta en divisas provenientes del exterior por la exportación y el valor de la venta facturada por el productor de hidrocarburos a la Sociedad de Comercialización Internacional.

Así mismo, en el Decreto 946 de mayo 31 de 2018 se establece que las empresas que tienen por actividad económica la explotación de hidrocarburos puede tomar el IVA producido en las compras de elementos indispensables para el desarrollo de la actividad en mención, como maquinarias, no como mayor valor del costo, sino como un IVA descontable, lo que implica que este tipo de entidades logren tener saldos favor que puedan solicitar de acuerdo a las instrucciones dadas en dicho decreto.

Se recomienda revisar por parte de los organismos de control y tomar las medidas necesarias, en el manejo actual de la liquidación de las regalías por producción de hidrocarburos en el modelo de concesión moderna (Contratos E&P). Lo anterior, debido a que se presenta una gran falencia que desfavorece los intereses del país, debido a que estas liquidaciones actuales de regalías se basan en la producción por campo, más no por la producción total del contrato. Se observa un manejo intencional al fraccionar los yacimientos en varios campos, debido a una mala interpretación de la definición de campo por parte de la industria y la ANH, al presentar producciones inferiores a 5 mil barriles por día (5 KBPD), lo cual es contrario a la normatividad.



8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agudelo, A., & Viana, D. (2019). Aplicación de metodología seis sigma en la realización de una propuesta de mejoramiento en el área de armado de tanques de la empresa magnetrón S.A.S (Tesis de pregrado). Universidad Católica de Pereira, Pereira, Risarald.
- Aguayo, R. (2011). El Sistema Deming: The American Who Taught Japanese About Quality. Recuperado de Amazon E-book: <https://www.amazon.com/Sistema-Deming-Spanish-Rafael-Aguayo-ebook/dp/B005Z2RYUM>.
- Ajenjo, D. A. (2005). *Dirección y gestión de proyectos, un enfoque práctico*. (A. G. S.A., Editor)
- Aliaxis. Masa. Tubos y Sistemas. (2019). *Especialistas en fabricación de tubos de Polietileno (PE)*. Recuperado el 2019, de <http://www.masa.es>
- Anthony, J., & Kumar, M. (2011). Lean Six Sigma: Research and Practice. Recuperado de Bookboon.com: ISBN 978-87-7681-768- 8.
- Arango, M., Gómez, R., & Álvarez, K. (2011). Identificación de oportunidades de mejora en la gestión del transporte del carbón en Colombia con Six Sigma. *Boletín de Ciencias de la Tierra*, 30(1), 23-38.
- Association française de Normalisation. (2019). *NF 114. Tubes en polyéthylène pour réseaux de distribution de gaz combustibles, réseaux de distribution d'eau potable, irrigation et applications industrie, eau non potable, assainissement sous pression et confinement de transport d'électricité*.
- Benavides. (2016). *Análisis del mercado de gas natural en Colombia*.
- Bravo, J. (2009). *Gestión de procesos*. (Revisada y actualizada ed.). Santiago, Chile: Evolución S.A.
- Cafaro. (2014). *Optimization Models for Optimal Investment, Drilling, and Water Management in Shale Gas Supply Chains*.



- Comisión Reguladora de Energía y Gas. (1996). *Resolución 057 de 1996. Marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias*. Recuperado el 2019, de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1996-CRG57-96>
- Comisión Reguladora de Energía y Gas. (2012). *Resolución 059 de 2012. Modificación de la Resolución 067 de 1995 y Resolución 057 de 1996*. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/57954c919c0563fc05257a47006ace45?OpenDocument>
- Congreso de Colombia. (1994). *Ley 142 de 1994. Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones*. *Diario Oficial 41.433* . Recuperado el 2019, de http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0142_1994.html
- Delgadillo. (2018). *Delgadillo I., Estudio para la implementación del suministro de gas combustible por redes de distribución mediante la aplicación de la Metodología General Ajustada (MGA) del Departamento Nacional de Planeación (DNP)*. .
- Delgado, L. N., Trigos, J. O., & Jaramillo, Á. J. (2017). *Estudio de factibilidad para la implementación de una nueva tecnología de tubería en polietileno (PE100 RC) en el sector de distribución de gas. Trabajo de grado*. Bucaramanga.: Unidades Tecnológicas de Santander.
- Departamento Nacional de Planeación. (2013). *Manual Conceptual. Metodología General para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública (MGA)*. Obtenido de https://automar12.files.wordpress.com/2018/02/metodologia_general_para_la_formulacion_evaluacion_proyectos.pdf



- Departamento Nacional de Planeación. (2016). *Documento guía del módulo de capacitación en teoría de proyectos*. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/MGA/Manual%20Conceptual/20.06.2016%20Documento%20Base%20Modulo%20Teoria%20de%20Proyectos.pdf>
- Departamento Nacional de Planeación. (2017). *Página oficial*. Obtenido de <http://www.dnp.gov.co>
- Departamento Nacional de Planeación. (2019). Obtenido de <https://mgaweb.dnp.gov.co>
- Dirección Nacional de Planeación. (2016). Recuperado el 2019, de https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Inversiones%20y%20finanzas%20pblicas/MGA_WEB/Manual%20de%20Procedimientos.pdf
- Drudis, A. (2000). *Gestión de proyectos, como planificarlos, organizarlos y dirigirlos* (3era ed.). Barcelona.
- Duarte. (2019). *Diseño de un modelo de red de distribución de gas aplicando la nueva tecnología de tubería en polietileno (PE100 RC) para implementar en el sector residencial basado en la Metodología General Ajustada (MGA) del Departamento Nacional de Planeación (DNP)*. .
- Evans, J. (2008). *Administración y control de la calidad*. Ciudad de México: CENGAGE.
- Extrucol. (18 de Julio de 2017). Recuperado el 2019, de <http://www.extrucol.com>
- Gallego, L. (2011). *Six-Sigma: Modelización y optimización de columnas de destilación*. Sevilla, España: Universidad de Sevilla.
- Garcés, L. (2016). *Mejoramiento de la productividad de la línea de extrusión de la empresa CEDAL, empleando la metodología Six Sigma (Tesis de maestría)*. Escuela Politecnica Nacional, Quito, Ecuador.



Garcés, R., Paz, R., & Villanueva, R. (2008). *Gestión de la mejora en el proceso coordinación de inspección de calidad en la refinería de Cartagena Ecopetrol s.a. basados en la metodología DMAIC de la filosofía seis sigma* (Tesis de especialización). UTB, Cartagena, Colombia.

García, J. (2017). *Metodología de gestión de proyectos basada en los principios y herramientas de la filosofía Lean Six Sigma, para ser aplicada en proyectos del sector petrolero y de infraestructura industrial en general* (Tesis de pregrado). Universidad Externado de Colomb.

Gas Natural Fenosa. (2015). *Informe anual de gas natural SDG*. Obtenido de http://www.gasnaturalfenosa.com/servlet/ficheros/1297151898546/SDG2015_CAST.pdf.

Heekens, G. (2002). *Gestión de proyectos*. Madrid: McGraw Hill Profesional.

Knowles, G. (2011). *Six Sigma*. Recuperado de Bookboon.com: ISBN-978-87-7681-852-4.

López Montoya, C., & Robinson, G. (2009). *Aplicación de la metodología toc al estándar pmi*. Medellín: Revista soluciones de posgrado EIA.

Luis, V. (2011). *Gestión y dirección de proyectos*. Obtenido de <http://blog.pucp.edu.pe/item/90283/nuevas-tendencias-delmanagement-el-futuro>

Ministerio de Minas y Energía. (2016). *Régimen Contractual de Hidrocarburos*. Obtenido de EITI Colombia: <https://www.eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti/informe-2016/licencias-y-contratos/regimen-contractual-de-hidrocarburos/>

Miranda Miranda, J. (2005). *Gestión de Proyectos, identificación – Formulación, Evaluación Financiera, Social y Ambiental* (5 ed.). Bogotá D.C.: MM Editores.

Naturgas. (2018).



Normalización Española. (2011). Recuperado el 2019, de <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0046936>

Normalización Española. (2012). Obtenido de <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0049224>

NTC 1746. (2008). *Plástico. Tubos y accesorios termoplásticos*. Recuperado el 2019, de <https://tienda.icontec.org/wp-content/uploads/pdfs/NTC1746.pdf>

NTC 2505. (2006). *Instalaciones para suministro de gas combustible destinadas a usos residenciales y comerciales*. Recuperado el 2019, de http://www.llanogas.com/resources/uploaded/files/ntc_2505_instalaciones_suministro_de_gas.pdf

Olaya. (2010). *“Análisis del Comercio de Gas entre Colombia y Venezuela”*.

Ortiz, I. (2007). *Guías de Orientación de Políticas Públicas*. Naciones Unidas.

Pancorbo, F. J. (2011). *Corrosión, degradación y envejecimiento de los materiales empleados en la edificación*. Marcombo.

Pande, P., Neuman, R., & Cavanagh, R. (2002). *Las claves de Seis Sigma, la implantación con éxito de una cultura que revoluciona el mundo empresarial*. Madrid, España: McGraw-Hill.

Pipelife International. (2017). *Pipelife*. Obtenido de www.pipelife.com

Presidencia de la República. (2011). *Decreto 4923 de 2011 Por el cual se garantiza la operación del Sistema General de Regalías*. Recuperado el 2019, de <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=45240>

Project Management Institute. (s.f.). Obtenido de <http://www.pmi.org>

Project Management Institute. (2004). *Guía de los fundamentos de la dirección de proyectos. (Guía pmbok)* (3era ed.). Estados Unidos.



- Project Management Institute. (2008). *Guía de los fundamentos para la Dirección de Proyectos - Guía del PMBOK* (4 ed.). Pennsylvania.
- Publicly Available Specification. (2009). Obtenido de <https://www.egeplast.ie/wp-content/uploads/2012/06/PAS-1075.pdf>
- Pyzdek, T. (2003). *The Six Sigma Handbook, a Complete Guide for Green Belts, Black Belts, and Managers at All Levels*. United States of America: McGraw-Hill.
- Ramírez, R. X. (2015). *Tuberías de Polietileno de alta densidad resistentes al impacto (PE100 RC) destinadas al transporte, distribución y servicio de agua potable*. Recuperado el 2019, de <https://www.dspace.spol.edu.ec/retrieve/88840/D-70082.pdf>
- Ríos, L. (2017). *Evaluación de inversión del servicio de consultoría ambiental basado en la metodología Lean Six Sigma, para empresas mineras en Cajamarca – 2018* (Tesis de pregrado). Universidad Privada del Norte, Lima, Perú.
- Rozo, F. (2019). *Estudio de caso SCHLUMBERGER* (Tesis de pregrado). Universidad del Rosario, Bogotá, Colombia.
- Ruiz Pozo, R. (2017). *Propuesta de mejoramiento del proceso de reacondicionamiento de pozos en un campo del oriente ecuatoriano aplicando la metodología seis sigma* (Tesis de maestría). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Ruiz, A. (2011). *Mejoramiento de los procesos industriales de una empresa de fabricación de elementos de izaje mediante la aplicación de la metodología seis sigma* (Tesis de pregrado). Universidad de las Américas, Quito, Ecuador.
- Sillero, J., Téllez, J., Aranda, E., & López, A. (2014). *Aumento de Producción de Cabezales de Válvulas para Pozos Petroleros*. Twelfth LACCEI Latin



American and Caribbean Conference for Engineering and Technology.
Excellence in Engineering To Enhance a Co.

Sistema Nacional de Regalías. (2018). *Liberan \$1,6 billones de regalías para nuevas inversiones en municipios y departamentos*. Obtenido de <https://www.sgr.gov.co/Prensa/ComunicadosdePrensa/tabid/82/EntryId/1101/Liberan-1-6-billones-de-regalias-para-nuevas-inversiones-en-municipios-y-departamentos.aspx>

Torres. (2018). *Análisis, diagnóstico y planteamiento estratégico de una empresa comercializadora del servicio de gas natural para tipo de uso residencial en Villavicencio – Meta* .

Unidad de Planeación Minero Energética. (2016). *Balance de Gas Natural en Colombia 2016-2025*. Recuperado el 2019, de http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Balance_Gas_Natural_2016_2025.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética. (2016). *Plan transitorio de abastecimiento de gas natural*. Recuperado el 2019, de http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Transitorio_Abastecimiento_Gas_Natural.pdf

UPME. (2015). *PLAN DE ABASTECIMIENTO*.

Vicepresidencia de Asuntos Económicos y Regulatorios. (2021). *Informe económico: Aporte fiscal de la cadena de hidrocarburos en Colombia 2020 - 2021(p)*. Asociación Colombiana de Petróleo y Gas - ACP. Obtenido de <https://acp.com.co/web2017/es/informes-estadistico-de-taladros/informes/informes-economicos/841-informe-economico-aporte-fiscal-de-la-cadena-de-hidrocarburos-2020-2021/file>

Young, T. L. (2001). *Gestione bien sus Proyectos*. Barcelona: Gedisa S.A.



9. ANEXOS

Anexo A Government take promedio del país incluyendo todos los tipos de contrato

Tipo de Contrato	Producción	%	Government Take
CONVENIO DE EXPLOTACION ECP DIRECTO	425.284	55,9%	92,64%
ASOCIACION	170.641	22,4%	73,62%
E&P CONTRATOS ANH	135.480	17,8%	27,60%
E&E	25.944	3,4%	27,60%
PROPIEDAD PRIVADA	2.441	0,3%	NA
CONVENIO E&E	620	0,1%	Despreciable
CONCESION ANTIGUA	531	0,1%	Despreciable
Total general	760.940	100,0%	74,13% Promedio Nacional

ESTE ES EL GOVERNMENT TAKE QUE MUESTRA EL GOBIERNO Y LA INDUSTRIA PETROLERA PRIVADA

Nota: Elaboración propia.

Anexo B Inversiones pendientes por ejecutar para contratos E&P

Inversiones Pendientes por Ejecutar Contratos E&P y TEA					
Proceso Competitivo	Tipo Contrato	Cantidad Contratos	Inversión Pactada (millones)	Inversión por Ejecutar (millones)	% Inversión por Ejecutar
Minironda 2007	E&P	12	\$ 161,7	\$ 61,2	37,8%
Ronda Caribe 2007	E&P	9	\$ 133,0	\$ 38,9	29,2%
Minironda 2008	E&P	41	\$ 1.010,4	\$ 472,4	46,8%
Ronda Colombia 2008	E&P	22	\$ 829,5	\$ 365,6	44,1%
Ronda Colombia 2010	E&P	51	\$ 1.188,9	\$ 913,6	76,8%
	TEA	10	\$ 148,7	\$ 102,8	69,1%
Ronda Colombia 2012	E&P	42	\$ 2.309,9	\$ 2.297,5	99,5%
	TEA	8	\$ 288,1	\$ 226,2	78,5%
Ronda Colombia 2014	E&P	22	\$ 965,3	\$ 965,3	100,0%
	TEA	4	\$ 302,2	\$ 302,2	100,0%
Subtotal Procesos Competitivos		221	\$ 7.337,7	\$ 5.745,7	78,3%
Crudos Pesados Especiales	TEA	8	\$ 334,3	\$ 93,4	27,9%
Nominación de Áreas	E&P	8	\$ 195,7	\$ 94,1	48,1%
Contratación Directa	E&P	145	\$ 3.033,4	\$ 1.122,5	37,0%
	TEA	14	\$ 96,9	\$ 81,9	84,5%
Subtotal Otros Procesos		175	\$ 3.660,3	\$ 1.391,9	38,0%
TOTAL		396	\$10.998,0	\$ 7.137,6	64,9%

Nota: Elaboración propia.



Anexo C Reservas probadas y producción del año 2000 al 2018 de crudo de campos maduros

	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)	POES (Mbl) a 31-dic
2000	2.289	251	-66	0	-66	1.972	*
2001	1.972	221	91	*	91	1.842	*
2002	1.842	211	1	*	2	1.632	*
2003	1.632	198	108	15	93	1.542	*
2004	1.542	193	128	*	128	1.478	*
2005	1.478	192	168	*	168	1.453	*
2006	1.453	193	249	*	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	1.988	*
2010	1.988	287	357	45	312	2.058	*
2011	2.058	334	535	23	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	55.108
2015	2.308	367	61	100	-39	2.002	59.082
2016	2.002	324	-13	53	-66	1.665	58.288
2017	1.665	312	429	48	381	1.782	60.128
2018	1.782	316	492	42	450	1.958	63.524
2019	1.958	323	406	6	400	2.041	65.447
TOTAL:	5449	5201	802	4399			

Nota: Elaboración propia.



Anexo D Reservas probadas y producción del año 2000 al 2018 de gas de campos maduros

Año	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)	GOES (Gpc) a 31-dic
2000	3.056	209	0	*	*	2.847	*
2001	2.847	215	1.519	0	1.519	4.150	*
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	3.873	*
2005	3.872	236	552	0	552	4.189	*
2006	4.188	249	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	21.649
2015	4.759	417	19	15	4	4.361	26.218
2016	4.361	389	52	10	42	4.024	25.389
2017	4.024	332	204	285	-61	3.896	25.973
2018	3.896	386	272	34	238	3.782	27.055
2019	3.782	391	-228	0	-228	3.163	26.911
TOTAL:	6530	6637	777	5860			

Nota: Elaboración propia.



Anexo E Reservas probadas de gas al cierre del 2019 en contratos E&P

Año	Reservas Probadas (1P) Petróleo en contratos E&P /E&E cierre año (Mbl)	POES en contratos E&P /E&E a 31-dic (Mbl)	Reservas Probadas (1P) Gas Natural en contratos E&P /E&E cierre año (Gpc)	GOES en contratos E&P /E&E a 31-dic (Gpc)
2004	*	*	*	*
2005	*	*	*	*
2006	*	*	*	*
2007	*	*	*	*
2008	97	*	429	*
2009	117	*	453	*
2010	154	*	561	*
2011	148	*	546	*
2012	242	*	653	*
2013	334	*	695	*
2014	331	4.116	682	3.718
2015	362	5.921	573	3.859
2016	296	6.995	411	4.062
2017	414	9.344	384	2.445
2018	481	10.546	600	5.568
2019	535	11.525	493	5.803

Mbl: Millones de barriles Gpc: Giga pies cúbicos

* Información no disponible

Nota: Elaboración propia.

Anexo F Participación promedio producción ANH en contratos E&P

Contrato	Operador	País de Origen	Sucursal en Colombia (SI / No)	Contratistas	Proceso Competitivo	Área Asignada (Ha)	Departamentos	Estado	Participación ANH %	Fecha Firma	Inversión Pactada (USD)	Inversión Ejecutada (USD)
YD LLA 4	VETRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA S.A.S. ANTES PETROTESTING COLOMBIA S.A.	COLOMBIA	SI	VETRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA S.A.S. ANTES PETROTESTING COLOMBIA S.A.(100%)	Ronda Colombia 2014	823,60	META	LIQUIDADO	13,00	1/10/2014	\$ 4.610.430	\$ 0
CDR 12	YPF COLOMBIA S.A.S	ARGENTINA	SI	YPF COLOMBIA S.A.S(60%);PETROMONT COLOMBIA S.A. - SUCURSAL COLOMBIA(40%)	Minironda 2008	76807,42	HUILA,TOLIMA	VIGENTE	3,00	13/03/2009	\$ 5.000.000	\$ 0
CDR 14	YPF COLOMBIA S.A.S	ARGENTINA	SI	YPF COLOMBIA S.A.S(60%);OPERACIONES PETROLERAS ANDINAS S.A.S.(40%)	Minironda 2008	34502,18	HUILA	VIGENTE	1,00	13/03/2009	\$ 3.600.000	\$ 1.600.000
CDR 33	YPF COLOMBIA S.A.S	ARGENTINA	SI	YPF COLOMBIA S.A.S(55%);ALANGE ENERGY CORP SUCURSAL COLOMBIA(45%)	Ronda Colombia 2010	43429,30	CUNDINAMARCA,D.C.,TOLIMA	VIGENTE	1,00	16/03/2011	\$ 18.800.000	\$ 800.000
Total general									7,15459916		\$ 9.868.676.639	\$ 2.260.637.411

Nota: Elaboración propia.



Anexo G *Contratos para YNC con participación en la ANH*

Contratos YNC
ADICIONAL LA LOMA
CAT 3
COR 62
CR 2
CR 3
CR 4
LA LOMA
VMM 16
VMM 2
ADICIONAL
VMM 29
VMM 3
ADICIONAL
VMM 5
VMM 9 (YNC)

Nota: Elaboración propia.



Anexo H Participación promedio en la producción para la ANH en los 13 contratos

COLOMBIA				Destinatario: SENADO DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA - COMISION QUINTA - DELCY HOYOS				
Operador	Contrato	Estado	Fecha de firma	Área Contratada (Ha)	% Participación en la producción	Dptos	Inversión Pactada USD	Inversión ejecutada USD
DRUMMOND ENERGY, INC	ADICIONAL LA LOMA	Suspendido	21/12/2016	145811,4117	1	CESAR	0	0
ECOPETROL S.A.	CAT 3	En Trámite de terminación	12/12/2012	155000,7	1	NORTE DE SANTANDER	157.433.522	343.238
ECOPETROL S.A.	COR 62	En Trámite de terminación	27/11/2012	81863,7392	1	TOLIMA	143.089.373	0
DRUMMOND ENERGY, INC	CR 2	Suspendido	23/12/2016	157235,775	2	LA GUAJIRA;CESAR	62.344.000	0
DRUMMOND ENERGY, INC	CR 3	Suspendido	23/12/2016	185374,493	2	CESAR;LA GUAJIRA	36.912.277	0
DRUMMOND ENERGY, INC	CR 4	Suspendido	22/12/2016	234882,5244	2	CESAR	50.874.902	0
DRUMMOND ENERGY, INC	LA LOMA	En ejecución	12/11/2004	231747,1	0	CESAR	18.957.000	18.957.000
ECOPETROL S.A. CONOCO	VMM 16	En Trámite de terminación	12/12/2012	118565,5387	1	TOLIMA;CALDAS;CUNDINAMARCA;BOYACA;ANTIOQUIA	148.495.641	260.013

Operador	Contrato	Estado	Fecha de firma	Área Contratada (Ha)	% Participación en la producción	Dptos	Inversión Pactada USD	Inversión ejecutada USD
CONOCO PHILLIPS COLOMBIA VENTURES LTD. SUCURSAL COLOMBIA	VMM 2 ADICIONAL	Suspendido	13/07/2017	29564,8838	3	CESAR	82.460.000	0
ECOPETROL S.A.	VMM 29	En Trámite de terminación	12/12/2012	177813,413	1	TOLIMA;CUNDINAMARCA	155.713.772	0
CONOCO PHILLIPS COLOMBIA VENTURES LTD. SUCURSAL	VMM 3 ADICIONAL	Suspendido	2/12/2015	33714	2	CESAR;SANTANDER	88.000.000	7.000.000
ECOPETROL S.A.	VMM 5	En ejecución	12/12/2012	163848,2337	1	SANTANDER;ANTIOQUIA	159.043.042	326.752
PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD SUCURSAL	VMM 9 (YNC)	Suspendido	18/09/2014	61679,14	1	SANTANDER	193.090.800	0

Nota: Elaboración propia.



Anexo I *El valor recaudo por derechos económicos por participación en la producción a diciembre 31 de 2018*

Año	USO DE SUBSUELO	TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA	PRECIOS ALTOS	PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN	TOTAL
2004	817.782.966	885.536.881	-	-	1.703.319.847
2005	3.729.810.301	996.724.767	-	-	4.726.535.068
2006	7.255.811.322	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	42.186.774.392	17.826.348.111	598.505.849.082	188.924.217.064	847.423.186.629
2014	30.947.044.102	5.097.274.916	522.746.521.889	258.127.802.297	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	48.023.186.076	3.792.140.735	77.088.538.321	104.119.935.068	233.023.780.200
2017	38.809.066.478	3.907.315.953	238.657.504.466	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
Totales	\$ 966.371.344.477	\$ 70.924.245.029	\$ 3.636.805.893.566	\$ 1.219.011.039.453	\$ 5.893.112.522.524

Nota: Elaboración propia.

Anexo J *Transferencias de excedentes o utilidades en monto o fecha que la ANH al año 2020*

FECHA DE TRANSFERENCIA	VALOR
2004	0
2005	0
2006	0
2007	0
2008	0
2009	0
2010	688.109.366.400
2011	588.997.037.758
2012	0
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: Elaboración propia.



Anexo K Producción de gas fiscalizado por tipo de contrato, que provienen de 40 contratos de asociación vigentes al cierre del año 2020

Tipo de contrato	Producción fiscalizada Gas PromMes	Gas Comercializado PromMes
CONVENIO E&E	37.223	33.351
E&E	76.546	72.020
E&P	187.712	177.152
ASOCIACIÓN	1.551.152	781.258
CONVENIO DE EXPLOTACIÓN	90.648	34.500
PROPIEDAD PRIVADA	375	-
Total general	1.943.657	1.098.371

La diferencia es reinyectada = 845.286 miles de pies cúbicos por día (845 millones de pcd).

Nota: Elaboración propia.

Anexo L. Tasa de regalías promedio que paga Ecopetrol S.A

ECOPETROL S.A.				
Codigo Campo	Campo	Tipo Hidrocarburo	Ley Aplicable	Porcentaje de Regalías Aplicado en la Liquidación de Junio 2019
432	PAUTO SUR RECETOR	CRUDO	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
432	PAUTO SUR RECETOR	CRUDO	Ley 756 de 2002 variable	8,000%
69	PAVAS CACHIRA	CRUDO	Ley 141 de 1994	20,000%
111	RIO CEIBAS	CRUDO	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
111	RIO CEIBAS	CRUDO	Ley 141 de 1994	20,000%
121	RUBIALES	CRUDO	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
121	RUBIALES	CRUDO	Ley 141 de 1994	20,000%
121	RUBIALES	CRUDO	Ley 756 de 2002 variable	11,154%
82	SAN ANTONIO	GAS	Ley 141 de 1994	20,000%
82	SAN ANTONIO	CRUDO	Ley 141 de 1994	20,000%
123	SAN FRANCISCO	CRUDO	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
123	SAN FRANCISCO	CRUDO	Ley 141 de 1994	20,000%
84	SAN LUIS	CRUDO	Ley 141 de 1994	20,000%
248	SAN ROQUE	CRUDO	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
248	SAN ROQUE	CRUDO	Ley 141 de 1994	20,000%
248	SAN ROQUE	CRUDO	Ley 756 de 2002 variable	8,000%
102	SANTA CLARA	GAS	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
102	SANTA CLARA	GAS	Ley 141 de 1994	20,000%
102	SANTA CLARA	CRUDO	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
102	SANTA CLARA	CRUDO	Ley 141 de 1994	20,000%
777	VOLCANERA	GAS	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
777	VOLCANERA	GAS	Ley 756 de 2002 variable	6,400%
777	VOLCANERA	CRUDO	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
777	VOLCANERA	CRUDO	Ley 756 de 2002 variable	8,000%
149	YAGUARA	GAS	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
149	YAGUARA	GAS	Ley 141 de 1994	20,000%
149	YAGUARA	CRUDO	ARTICULO 39 LEY 756	12,000%
149	YAGUARA	CRUDO	Ley 141 de 1994	20,000%
436	YARIGUI-CANTAGALLO	GAS	Ley 141 de 1994	20,000%

Nota: Elaboración propia.



Anexo M. Devolución del IVA de la DIAN al año 2020

Valor de saldos a favor en el impuesto sobre las Ventas-IVA devuelto y/o compensado a Empresas Sector Hidrocarburos (actividad económica 0610-Extracción petróleo crudo y 0620 Extracción de gas natural.) Valores en pesos \$	
Años	Valor Total (\$)
2.012	1.422.066.731.000
2.013	759.698.498.000
2.014	1.557.675.996.000
2.015	2.301.316.952.000
2.016	1.361.927.505.000
2.017	505.259.300.000
2.018	340.891.865.000
2.019	641.278.208.000
2020*	221.259.597.000

2020*: período enero-septiembre - Fuente: Bases de Datos CIN20 y SIE Devoluciones

Nota: Elaboración propia.

Anexo N. Los beneficios tributarios del sector extractivo (minería e hidrocarburos)

Monto y costo fiscal de los beneficios tributarios integrales del sector extractivo

Billones de pesos

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Deducciones	4,4	0,07	0,09	0,10	0,09	0,02	0,01
RE	0,22	0,18	0,21	0,01	0,01	0,01	0,02
DT	0,12	0,19	0,19	0,23	0,18	0,14	0,04
INCR	0,19	2,2	0,36	0,15	2,1	5,0	5,3
OD	7,0	12,6	11,0	11,1	17,0	57,2	71,9
Total	12,0	15,0	11,8	11,6	19,5	62,4	77,3
Costo Fiscal	3,9	4,9	3,9	2,9	4,8	15,6	19,3

Fuente: DIAN y cálculos propios

Nota: Elaboración propia.



Anexo O. Recaudo de impuestos para Ecopetrol del año 2014 al 2018

TIPO DE IMPUESTO	2014	2015	2016	2017	2018
IMPUESTOS PROPIOS					
Subtotal Impuestos propios	7.272.615	5.149.998	2.216.693	3.252.932	6.515.387
RECAUDO DE TERCEROS					
Subtotal Impuestos Recaudo de Terceros	3.262.038	3.424.401	3.400.236	2.246.571	2.289.778
TOTAL	10.534.653	8.574.399	5.616.929	5.499.503	8.805.165

Fuente: Ecopetrol Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas.

Nota: Elaboración propia.

Anexo P. Los impuestos más dividendos de Ecopetrol

Año	PGN	Ecopetrol	Part. %
2014	196.961	17.304	8,8%
2015	207.595	8.575	4,1%
2016	210.426	2.246	1,1%
2017	229.316	3.704	1,6%
2018	233.204	9.372	4,0%
2019 *	250.411	11.425	4,6%

Nota: Elaboración propia.