

ESTUDIO DEL IMPACTO DE LA CREACIÓN DE LA AGENCIA NACIONAL DE  
HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

PAOLA DEL PILAR BERRIO CLAVIJO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA

2019

ESTUDIO DEL IMPACTO DE LA CREACIÓN DE LA AGENCIA NACIONAL DE  
HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

PAOLA DEL PILAR BERRIO CLAVIJO

Trabajo de Monografía para optar al título de Especialista en Gerencia de  
Hidrocarburos

Director

HAIVER NAHIN MANOSALVA SOLANO

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA

2019

Dedico este trabajo en primer lugar a Dios, quien ha guiado mi camino en la vida, en segundo lugar, a mi esposo e hijos, quienes, con su apoyo, comprensión y amor, hicieron posible la realización de este proyecto, y en tercer lugar a mis padres, por su ejemplo y cariño, y por alentarme a seguir creciendo profesionalmente.

Agradezco a mis profesores por sus enseñanzas y dedicación, porque gracias a ellos fue posible sacar adelante este proyecto de monografía, así como también agradezco a mi director y a la Universidad Industrial de Santander, por otorgarme la oportunidad de ser parte de la Institución, y de tener el privilegio de aprender de la mano de sus docentes.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	23
1. HISTORIA DE LA CONTRATACIÓN PETROLERA EN COLOMBIA.....	24
1.1. LEGISLACIÓN PETROLERA .....	24
1.2. EVOLUCIÓN DE LA CONTRATACIÓN PETROLERA EN COLOMBIA ....	28
1.2.1. Contratos de Concesión Petrolera .....	29
1.2.2. Contratos de Asociación .....	31
1.2.3. Modelo Contratación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos .....	35
1.3. ACUERDOS EXPEDIDOS POR LA ANH PARA ESTABLECER CRITERIOS DE ASIGNACIÓN DE ÁREAS .....	48
1.3.1. Acuerdo 04 de 2012.....	48
1.3.2. Acuerdo 03 de 2014 .....	48
1.3.3. Acuerdo 02 de 2015 .....	49
1.3.4. Acuerdo 3 de 2015 .....	51
1.3.5. Acuerdo 4 de 2015 .....	52
1.3.6. Acuerdo 5 de 2015 .....	52
1.4. VENTAJAS DEL NUEVO MODELO DE CONTRATACIÓN DE LA CREACIÓN ANH .....	52
2.PROMOCIÓN Y ASIGNACIÓN DE ÁREAS EN COLOMBIA POR PARTE DE LA ANH.....	54
2.1.HISTORIA DE PROCESOS COMPETITIVOS EN LA ANH:.....	54
2.1.1. Ronda Caribe 2007 .....	55

2.1.2. Mini Ronda 2007 .....	56
2.1.3. Ronda Colombia 2008.....	57
2.1.4. Mini Ronda 2008 .....	58
2.1.5. Ronda Colombia 2010.....	59
2.1.6. Ronda Colombia 2012.....	63
2.1.7. Ronda Colombia 2014.....	65
2.2. ACUERDO N° 02 DE 2017 .....	67
2.2.1. Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo.....	69
2.2.2. Aportes para Formación, Fortalecimiento Institucional y Transferencia de Tecnología.....	73
2.2.3. Derecho Económico por concepto de Participación en la Producción (X%).....	74
2.2.4. Derecho Económico por concepto de Precios Altos .....	76
2.3. PROCESO PERMANENTE DE ASIGNACIÓN DE ÁREAS.....	80
2.4. CONTRATOS SUSCRITOS DESDE LA CREACIÓN DE LA AN:.....	82
3. NUEVOS DESCUBRIMIENTOS DE HIDROCARBUROS Y COMPORTAMIENTO DE LAS RESERVAS EN COLOMBIA ANTES Y DESPUÉS DE LA CREACIÓN DE LA ANH.....	85
3.1. ADQUISICIÓN DE SÍSMICA 2D EQUIVALENTE DESDE EL AÑO 2003 HASTA LA FECHA .....	85
3.2. PERFORACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS DESDE EL AÑO 2003 A LA FECHA .....	86
3.3. NUEVOS DESCUBRIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.....	87
3.4. COMPORTAMIENTO DE LAS RESERVAS EN COLOMBIA.....	87
3.5. REGALÍAS Y DERECHOS ECONÓMICOS.....	97
3.6. IMPACTO DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN LA ECONOMÍA COLOMBIANA .....	104

4.PROGRAMAS Y ESTRATEGÍAS DE LA ANH EN SEGURIDAD, COMUNIDADES Y MEDIO AMBIENTE.....	121
4.1. ESTRATEGIA TERRITORIAL.....	121
4.2. PROGRAMA EN BENEFICIO A LAS COMUNIDADES .....	126
4.3. GESTIÓN SOCIAL: PROYECTOS DE INTERÉS NACIONAL ESTRATÉGICO – PINES .....	129
4.4. PROYECTOS DE GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO.....	131
4.5. SEGUIMIENTO EN SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO - SST, AMBIENTAL, LABORAL Y CONTRACTUAL - CONTRATOS E&P, E&E, TEAS, CONVENIOS E&P Y CONVENIOS DE EXPLOTACIÓN DE LA ANH .....	133
4.6. ACUERDOS DE COORDINACIÓN ENTIDADES REGULADORAS .....	135
4.7. APORTES SOCIALES A PARTIR DE RECAUDO POR ACTIVIDAD DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS .....	136
5. CONCLUSIONES .....	138
BIBLIOGRAFÍA.....	141
ANEXOS.....	144

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Fórmula de pago de derecho económico por precios altos. . . . .	46
Figura 2. Mapa de Áreas ofertadas en Ronda Caribe 2007.....	55
Figura 3. Contratos Ofertados vs. Contratos Suscritos Ronda Caribe 2007.....	56
Figura 4. Mapa de Áreas ofertadas en Ronda Caribe 2007.....	56
Figura 5. Contratos Ofertados vs. Contratos Suscritos Mini Ronda 2007.....	57
Figura 6. Mapa de Áreas ofertadas en Ronda Colombia 2008. ....	57
Figura 7. Contratos Ofertados vs. Contratos Suscritos Ronda Colombia 2008	58
Figura 8. Mapa de Áreas ofertadas en Mini Ronda 2008.....	59
Figura 9. Contratos Ofertados vs. Contratos Suscritos Mini Ronda 2008.....	59
Figura 10. Mapa de Áreas ofertadas Tipo 1 en Ronda Colombia 2010. ....	60
Figura 11. Mapa de Áreas ofertadas Tipo 2 en Ronda Colombia 2010. ....	61
Figura 12. Mapa de Áreas ofertadas Tipo 3 en Ronda Colombia 2010. ....	62
Figura 13. Contratos Ofertados v. Contratos Suscritos Ronda Colombia 2010	62
Figura 14. Mapa de Áreas ofertadas Tipo 1 en Ronda Colombia 2012. ....	63
Figura 15. Mapa de Áreas ofertadas Tipo 2 en Ronda Colombia 2012. ....	64
Figura 16. Mapa de Áreas ofertadas Tipo 3 en Ronda Colombia 2012 . ....	64
Figura 17. Contratos Ofertados v. Contratos Suscritos Ronda Colombia 2012	65
Figura 18. Contratos Ofertados v. Contratos Suscritos Ronda Colombia 2014	65
Figura 19. Mapa de Áreas ofertadas en Ronda Colombia 2014 . ....	66
Figura 20. Áreas Ofertadas en Proceso de Asignación Áreas 2019. ....	81

Figura 21. Contratos suscritos antes y después de la creación de la ANH.....	82
Figura 22. Cronología contratos suscritos desde la creación de la ANH .....	83
Figura 23. Cronología de contratos suscritos desde la creación de la ANH. ....	83
Figura 24. Contratos No Convencionales Vigentes.. .....	84
Figura 24. Contratos Off Shore en Colombia.....	84
Figura 26. Adquisición de sísmica 2D equivalente on shore y off shore. ....	85
Figura 27. Número de pozos exploratorios perforados. ....	86
Figura 28. Pozos que presentaron Aviso de Descubrimiento.. .....	86
Figura 29. Comportamiento Histórico Reservas de Petróleo.. .....	88
Figura 30. Comportamiento Histórico Reservas de Gas.....	88
Figura 31. Pronóstico de Producción Petróleo (3P) y recursos contingentes ...	90
Figura 32. Pronóstico de Producción Gas (3P).....	91
Figura 33. Ubicación proyectos piloto de recobro mejorado activos 2018.....	92
Figura 34. Valor recaudado por concepto de regalías. ....	98
Figura 35. Valor recaudado por concepto de derechos económicos. ....	98
Figura 36. Histórico saldo FAEP a diciembre 2018 (en millones de USD).....	99
Figura 37. Participación % de entidades territoriales en saldo de FAEP. ....	100
Figura 38. Indicadores Meta vs. Valor Ejecutado año 2015.....	102
Figura 39. Características Acuerdos expedidos por las ANH. ....	104
Figura 40. Producción promedio diaria de crudo. ....	105
Figura 41. Aporte del PIB Petrolero al PIB Nacional.....	105
Figura 42. Flujos de Inversión extranjera directa en Colombia por sectores ..	106
Figura 43. Exportaciones de petróleo y sus derivados. ....	106
Figura 44. Importaciones de petróleo y sus derivados. ....	107

Figura 45. Participación en la Renta Estatal.. .....	110
Figura 46. Aporte de Ecopetrol S.A. a la producción nacional de crudo. ....	112
Figura 47. Participación sector petrolero en la inversión extranjera directa... ..	113
Figura 48. Distribución de Regalías del 2017-2018. ....	119
Figura 49. Número de proyectos aprobados por sector 2017. ....	120
Figura 50. Ubicación de profesionales de la ANH en territorio colombiano. ...	122
Figura 51. Atención de la ANH de vías de hecho. ....	124
Figura 52. Pagos sociales voluntarios de empresas petroleras. ....	137

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Distribución escalonada contrato tipo B.....	33
Tabla 2. Distribución escalonada contrato tipo C.....	34
Tabla 3. Distribución factor R contrato tipo D. ....	35
Tabla 4. Derechos económicos por uso del subsuelo.....	45
Tabla 5. Derechos económicos por uso del subsuelo. ....	47
Tabla 6. Tarifa anual del derecho económico por uso del subsuelo. ....	69
Tabla 7. Tarifa anual del derecho económico por uso del subsuelo. ....	70
Tabla 8. Factor multiplicador del precio del hidrocarburo.. ....	75
Tabla 9. Variables para el cálculo del derecho económico por precios altos... ..	79
Tabla 10. Contratos adjudicados en el Proceso Permanente de Asignación de Áreas 2019.....	81
Tabla 11. Relación de Proyectos aprobados en 2018 para CERT.....	95
Tabla 12. Regalías hidrocarburos acorde con la ley 508/1999 y 756/2002. ...	115
Tabla 13. Proyectos ejecutados por región.....	125
Tabla 14. Aplicación de PBC'S en Contratos E&P.....	129
Tabla 15. PINES 2018. ....	131
Tabla 16. Leyes aplicables al seguimiento HSE en contratos de HC.. ....	134
Tabla 17. Decretos aplicables al seguimiento HSE en contratos de HC.....	134
Tabla 18. Resoluciones aplicables al seguimiento HSE en contratos de HC.. ..	135
Tabla 19. Acuerdos de Trabajo ANH y otras Entidades.....	136

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág</b>
Anexo A. Adquisición de sísmica 2D equivalente desde el año 2003 hasta la fecha .....	144
Anexo B. Comportamiento Histórico Reservas de Petróleo.....	145
Anexo C. Comportamiento Histórico Reservas de Gas .....	146
Anexo D. Valor recaudado por concepto de derechos económicos.....	147
Anexo E. Aporte del PIB Petrolero al PIB Nacional .....	148
Anexo F. Flujos de Inversión extranjera directa en Colombia por sectores ....	149
Anexo G. Exportaciones de petróleo y sus derivados.....	150
Anexo H. Importaciones de petróleo y sus derivados.....	151
Anexo I. Participación en la Renta Estatal .....	152
Anexo J. Aporte de Ecopetrol S.A. a la producción nacional de crudo .....	153
Anexo K. Participación sector petrolero en la inversión extranjera directa .....	154
Anexo L. Distribución de Regalías del 2017-2018 .....	155
Anexo M. Número de proyectos aprobados por el SGR por sector año 2017	156

## GLOSARIO

**Abandono:** Es el taponamiento y abandono de pozos, el desmantelamiento de construcciones y la limpieza y restauración ambiental de las áreas donde se hubieren realizado Operaciones de Exploración, Evaluación o Explotación en virtud de este contrato, conforme a la legislación colombiana.

**Área de Evaluación:** Es la porción del Área Contratada en la cual EL CONTRATISTA realizó un Descubrimiento y en la que ha decidido llevar a cabo un Programa de Evaluación para establecer o no su comercialidad, de acuerdo con la Cláusula 7. Esta área estará enmarcada por un polígono regular en superficie, preferiblemente de cuatro lados, que comprenderá la envolvente de la proyección vertical en superficie de la estructura o trampa geológica que contiene el Descubrimiento.

**Área de Explotación:** Es la porción del Área Contratada en la cual se localiza uno o más Campos Comerciales, como se establece en la Cláusula 9 (numeral 9.3) del presente contrato. El área de cada Campo Comercial comprenderá la envolvente de la proyección vertical en superficie del yacimiento o yacimientos que lo integran, y que defina el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con el Decreto 3229 de noviembre 11 de 2003, o con las normas que lo modifiquen o sustituyan.

**Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo:** Son las operaciones y los procedimientos buenos, seguros y eficientes comúnmente empleados por operadores prudentes y diligentes en la industria internacional del petróleo, bajo condiciones y circunstancias similares a las que se presenten en desarrollo de las actividades de este contrato, principalmente en aspectos relacionados con la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo beneficio

económico en la recuperación final de las reservas, la reducción de las pérdidas, la seguridad operacional y la protección del medio ambiente, entre otros, en cuanto no contraríen la ley colombiana.

Capacidad: Conjunto de requisitos y condiciones de distinta naturaleza, que deben reunir y acreditar fehacientemente el Proponente Individual, cada uno de los integrantes de Proponentes Plurales, o el Operador tratándose de estos últimos, e - inclusive- la asociación como tal, para obtener Habilitación para contratar con la ANH actividades de Evaluación Técnica y de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Campo Comercial: Es la porción del Área Contratada en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos descubiertos, que EL CONTRATISTA ha decidido explotar comercialmente.

Declaración de Comercialidad: Es la comunicación escrita de EL CONTRATISTA a la ANH, mediante la cual declara que el Descubrimiento que ha hecho en el Área Contratada es un Campo Comercial.

Descubrimiento: Se entiende que existe yacimiento descubierto de Hidrocarburos cuando mediante perforación con taladro o con equipo asimilable y las correspondientes pruebas de fluidos, se logra el hallazgo de la roca en la cual se encuentran acumulados los Hidrocarburos y que se comporta como unidad independiente en cuanto a mecanismos de producción, propiedades petro-físicas y propiedades de fluidos.

Descubrimiento de Gas Natural No Asociado: Es el Descubrimiento cuya prueba oficial de producción, en el entendido de que esa prueba sea representativa del yacimiento o yacimientos descubiertos, indique una Relación Gas Aceite (RGA) mayor a 7.000 pies cúbicos estándar de gas por cada barril de Hidrocarburos

Líquidos y una composición molar de heptanos (C7+) menor de 4.0%. Se entiende por RGA la relación entre el volumen de Gas Natural en pies cúbicos por día y el volumen de Hidrocarburos Líquidos en barriles por día producidos por un pozo y la composición molar de heptano (C7+) como el porcentaje molar de heptanos y demás Hidrocarburos de mayor peso molecular. La Relación Gas Aceite (RGA) de un Descubrimiento que tiene varios yacimientos se determinará con base en el promedio ponderado de la producción de cada yacimiento y la composición molar de heptano (C7+) como el promedio aritmético simple.

Desarrollo u Operaciones de Desarrollo: Son las actividades y obras realizadas por EL CONTRATISTA, que incluyen, sin ser éste un listado exhaustivo, la perforación, completamiento y equipamiento de pozos de desarrollo; el diseño, construcción, instalación y mantenimiento de equipos, tuberías, líneas de transferencia, tanques de almacenamiento, métodos artificiales de producción, sistemas de recuperación primaria y mejorada, sistemas de trasiego, tratamiento, almacenamiento, entre otros, dentro de un Área de Explotación en el Área Contratada y fuera de ella en cuanto resulte necesario.

Exploración u Operaciones de Exploración: Son todos aquellos estudios, trabajos y obras que EL CONTRATISTA ejecuta para determinar la existencia y ubicación de Hidrocarburos en el subsuelo, que incluyen pero no están limitados a métodos geofísicos, geoquímicos, geológicos, cartográficos, y en general, las actividades de prospección superficial, la perforación de Pozos Exploratorios y otras operaciones directamente relacionadas con la búsqueda de Hidrocarburos en el subsuelo.

Evaluación u Operaciones de Evaluación: Son todas las operaciones y actividades realizadas por EL CONTRATISTA en un Área de Evaluación conforme a la Cláusula 7 de este contrato, con el propósito de evaluar un Descubrimiento, delimitar la geometría del yacimiento o yacimientos dentro del Área de Evaluación y determinar, entre otros, la viabilidad de extraer tales

Hidrocarburos en cantidad y calidad económicamente explotables y el impacto que sobre el medio ambiente y el entorno social pueda causar su explotación comercial. Tales operaciones incluyen la perforación de Pozos de Exploración, la adquisición de programas sísmicos de detalle, la ejecución de pruebas de producción, y, en general, otras operaciones orientadas a determinar si el Descubrimiento es un Campo Comercial y para delimitarlo.

Hidrocarburos: Son todos los compuestos orgánicos constituidos principalmente por la mezcla natural de carbono e hidrógeno, así como también de aquellas sustancias que los acompañan o se derivan de ellos.

Hidrocarburos Líquidos: Son todos los Hidrocarburos producidos en el Área Contratada que en condiciones estándar de temperatura y presión (60 grados Fahrenheit y a una (1) atmósfera de presión absoluta) están en estado líquido en la cabeza del pozo o en el separador, así como los destilados y condensados que se extraen del gas.

Hidrocarburos Líquidos Pesados: Son todos los Hidrocarburos Líquidos con una gravedad API igual o inferior a quince grados (15° API).

Período de Exploración: Es el lapso de cinco (5) Años contado a partir de la Fecha Efectiva, así como cualquier prórroga otorgada, durante el cual EL CONTRATISTA deberá llevar a cabo el Programa Exploratorio Mínimo.

Período de Explotación: Es, respecto de cada Área de Explotación, el lapso de hasta veinticuatro (24) Años y sus extensiones, si las hay, contado desde la fecha de la Declaración de Comercialidad del Campo Comercial correspondiente, durante el cual EL CONTRATISTA deberá realizar las Operaciones de Desarrollo y de Producción.

Plan de Explotación: Es el documento guía preparado por EL CONTRATISTA de acuerdo con las Cláusulas 9 y 10 de este contrato, para adelantar la Explotación técnica, eficiente y económica de cada Área de Explotación y contendrá, entre otros aspectos, el cálculo de reservas de Hidrocarburos, la descripción de facilidades de Producción y transporte de Hidrocarburos, los pronósticos de Producción de Hidrocarburos para el corto y mediano plazo, un programa de Abandono y los Programas de Trabajos de Explotación para lo que resta del Año Calendario en curso o del Año Calendario siguiente.

Pozo Exploratorio: Es un pozo a ser perforado por EL CONTRATISTA en el Área Contratada en busca de yacimientos de Hidrocarburos, en un área no probada como productora de Hidrocarburos, o para encontrar yacimientos adicionales a un Descubrimiento o para extender los límites de los yacimientos conocidos de un Descubrimiento.

Producción u Operaciones de Producción: Son todas las operaciones y actividades realizadas por EL CONTRATISTA en un Área de Explotación en relación con los procesos de extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento y trasiego de los Hidrocarburos hasta el Punto de Entrega, el Abandono y las demás operaciones relativas a la obtención de Hidrocarburos.

Punto de Entrega: Es el sitio definido por las Partes en donde EL CONTRATISTA pone a disposición de la ANH, la porción de la producción de Hidrocarburos correspondiente a las Regalías establecidas en la Ley y los derechos económicos de que trata la cláusula 16.4., proveniente del (los) campo (s) comercial (es), en las especificaciones mínimas para la entrada al sistema de transporte que use EL CONTRATISTA, contenidas en la reglamentación aplicable. A partir de ese punto el dominio y custodia de tal porción de los Hidrocarburos producidos pasará a la ANH. En el caso de que las partes no lleguen a un acuerdo en relación con la definición del Punto de Entrega, éste será determinado por la ANH y en todo caso será un punto ubicado a la salida

de la unidad de tratamiento ó a la entrada al sistema de transporte que use EL CONTRATISTA. En todo caso el Punto de Entrega no podrá estar ubicado antes del Punto de Fiscalización.

Punto de Fiscalización. Es el sitio aprobado por el Ministerio de Minas y Energía, con el objeto de determinar el volumen de Hidrocarburos correspondientes a las Regalías, el volumen de Hidrocarburos de EL CONTRATISTA y definir el volúmen para el cálculo del derecho de la ANH que tratan las cláusulas 16.2. y 16.4.

Valor CIF (Cost, Insurance, Freight, es decir, costo, seguro y flete): Incluye el valor de la transacción de los bienes, el de los servicios suministrados para entregarlos en la frontera del país exportador y el de los servicios prestados para la entrega de los bienes desde la frontera del país exportador hasta la frontera del país importador. Organización de las Naciones Unidas. (2010). Departamento de Asuntos Económicos y Sociales. Departamento de Asuntos Económicos y Sociales. División de Estadística. Estadísticas del Comercio Internacional de Mercancías. Conceptos y Definiciones 2010. Capítulo IV, Sección 4.6.

Valor FOB (Free On Board): Corresponde al precio de venta de los bienes embarcados a otros países, puestos en el medio de transporte, sin incluir valor de seguro y fletes. Las valoraciones FOB incluyen el valor de transacción de los bienes y el valor de los servicios suministrados para entregar las mercancías en la frontera del país exportador. Organización de las Naciones Unidas. (2010). Departamento de Asuntos Económicos y Sociales. Departamento de Asuntos Económicos y Sociales. División de Estadística. Estadísticas del Comercio Internacional de Mercancías. Conceptos y Definiciones 2010. Capítulo IV, Sección 4.6.

## RESUMEN

**TÍTULO:** ESTUDIO DEL IMPACTO DE LA CREACIÓN DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

**AUTOR:** PAOLA DEL PILAR BERRIO CLAVIJO

**PALABRAS CLAVE:** PROMOCIÓN, IDENTIFICACIÓN, FACTORES CRÍTICOS, CONTRACTUAL, CONTRATACIÓN.

### **DESCRIPCIÓN:**

El estado colombiano, consciente de la importancia de los recursos hidrocarburíferos, ve la necesidad de reglamentar y fortalecer una institución que permita administrar dichos recursos. A partir del Decreto 1760 de 2003, se crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos, cuyo fin permitir a las empresas inversionistas tener mayor libertad de llevar a cabo por su propia cuenta y riesgo la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos, teniendo en cuenta la implementación de nuevas cargas contractuales en materia socio ambiental.

Con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se implementó un nuevo modelo de contratación denominado “Contrato E&P”, las distintas compañías operadoras pueden adquirir un bloque por medio de concursos en rondas, o procesos competitivos permanentes, cuyas características permite que el Contratista tenga una participación del 100% en la operación de los distintos bloques, así como también acogéndose a pagos por derechos económicos en forma de contraprestación a favor del estado, que le permite a la nación percibir a manera de regalías recursos económicos por el porcentaje de la producción adquirida.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos promueve el acompañamiento a las comunidades, la promoción de exploración de nuevas áreas en el país atrayendo nuevos inversionistas, la oportuna y adecuada identificación de los factores críticos que impactan la ejecución de un contrato de exploración y producción.

## **ABSTRACT**

**TITLE:** STUDY OF THE IMPACT OF THE CREATION OF THE AGENCY NATIONAL HYDROCARBONS IN COLOMBIA

**AUTHOR:** PAOLA DEL PILAR BERRIO CLAVIJO

**KEYWORDS:** PROMOTION, IDENTIFICATION, CRITICAL FACTORS, CONTRACTUAL, CONTRACTING.

### **DESCRIPTION:**

The Colombian state, aware of the importance of hydrocarbon resources, sees the need to regulate and strengthen an institution that allows managing these resources. As of Decree 1760 of 2003, the National Hydrocarbons Agency is created, whose purpose is to allow investment companies to have greater freedom to carry out hydrocarbon exploration and exploitation activities on their own account and risk, taking into account the implementation of new contractual charges in socio-environmental matters.

With the creation of the National Hydrocarbons Agency, a new contracting model called "E & P Contract" was implemented, the different operating companies can acquire a block through competitions in rounds, or permanent competitive processes, whose characteristics allow the Contractor to have a 100% participation in the operation of the different blocks, as well as receiving payments for economic rights in the form of consideration in favor of the state, which allows the nation to receive royalties as economic resources for the percentage of production acquired .

The National Hydrocarbons Agency promotes the accompaniment of the communities, the promotion of exploration of new areas in the country attracting new investors, the timely and adequate identification of the critical factors that impact the execution of an exploration and production contract.

## INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de monografía permite visualizar el papel de la Agencia Nacional de Hidrocarburos como administradora del recurso hidrocarburífero del país, permitiendo a las distintas compañías operadoras hacer parte del negocio de exploración y extracción de hidrocarburos, permitiendo así incrementar los recursos a favor de la nación, por medio de un modelo de Contrato E&P, que tiene como característica principal que las empresas tengan una participación del 100% en la operación, asumiendo a su propia cuenta y riesgo las actividades inherentes al up y down stream, así como también el pago de derechos económicos a favor del Estado.

Dentro de sus funciones, al Agencia Nacional de Hidrocarburos permite el fortalecimiento del acompañamiento a las comunidades, el fortalecimiento de la promoción de exploración de nuevas áreas en el país, la identificación oportuna y adecuada de los factores críticos que puedan afectar el normal desarrollo de la ejecución de un contrato de exploración y producción. Así mismo, en alertar a las compañías operadoras para que adelanten de manera anticipada y diligente todos los trámites relacionados con la obtención de permisos y licencias ambientales. Finalmente, en diseñar las estrategias de acompañamiento por parte de la ANH a las compañías en aspectos contractuales.

## **1. HISTORIA DE LA CONTRATACIÓN PETROLERA EN COLOMBIA**

Para iniciar el desarrollo del presente trabajo de monografía, es preciso revisar la evolución del modelo de contratación de hidrocarburos en Colombia.

A continuación, se presenta un resumen de la evolución de la legislación petrolera en Colombia.

### **1.1. LEGISLACIÓN PETROLERA<sup>1</sup>:**

Con el fin de entender mejor la naturaleza y características del marco jurídico aplicable en materia de hidrocarburos en Colombia a través de la historia, es preciso citar las principales leyes y decretos que han ayudado a definir los mecanismos de la exploración y explotación en nuestro país:

- Ley 165 de diciembre 27 de 1948: El Congreso de la República autorizó al Gobierno que promoviera la organización de una empresa de petróleos que contara con participación de la Nación y de capital privado nacional y extranjero.
- Decreto 0030 de enero 9 de 1951: Se creó la Empresa Colombiana de Petróleos como organismo autónomo con personería jurídica, que se regiría por las disposiciones contempladas en la mencionada Ley y por los estatutos constitutivos que reglamentaran su funcionamiento.
- Decreto 1056 de abril 20 de 1953: Compila el Código de Petróleos, de conformidad con las facultades extraordinarias otorgadas por el artículo 23 de

---

<sup>1</sup> CASTRO AGUDELO, C., Rey Carazo P. (2004). CRONOLOGÍA DE LA CONTRATACIÓN PETROLERA EN COLOMBIA; [recurso electrónico] /; director Edgar Francisco Paris Santamaria. Chia. La Sabana, 2004.

la Ley 18 de 1952. Este Código reglamenta la propiedad, utilidad y forma de explotación de las mezclas naturales de hidrocarburos que se encuentran en la tierra, cualquiera que sea el estado físico de aquellas, y que componen el petróleo crudo, lo acompañan o se derivan de él<sup>2</sup>.

- Decreto 3211 de 1959: Este Decreto declara a Ecopetrol como empresa oficial con personería jurídica propia y autonomía administrativa, que a pesar de lo anterior actúa internamente y en sus relaciones con terceros como una Sociedad de carácter comercial, sin perjuicio de los intereses económicos del Estado.
- Ley 10<sup>a</sup> de marzo 16 de 1961: Con esta ley, el Congreso de la República modifica algunas disposiciones del Código de Petróleos, entre otras, dicta disposiciones referentes al área máxima y mínima a contratar en concesión, los compromisos mínimos de perforación, los cánones superficiarios, las regalías, etc.
- Decreto 1348 de junio 20 de 1961: Este Decreto reglamenta la Ley 10<sup>a</sup> de 1961.
- Ley 20 de diciembre 22 de 1969: Esta Ley establece que todas las minas pertenecen a la Nación, sin perjuicio de los derechos adquiridos, sin embargo, consagra la obligación de explotar los derechos que a la fecha estén constituidos o de lo contrario, estos se extinguen a favor de la Nación.
- Decreto 0797 de septiembre 15 de 1971: Este Decreto reglamenta en relación con los hidrocarburos la Ley 20 de 1969. De este modo, autoriza al Gobierno Nacional para declarar como reserva nacional cualquier área petrolífera del país para aportarla a Ecopetrol, con el objeto de que esta empresa la explore, explote y administre.

---

<sup>2</sup> REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, MINISTERIO DE MINAS Y PETRÓLEOS, Decreto Legislativo 1056 de 1953 “Por el cual se expide el Código de Petróleos”, abril 20 de 1953, artículo 1°. En Diario Oficial No. 28199 de mayo 16 de 1953.

- Decreto 1895 de septiembre 15 de 1973: Mediante este Decreto se dictan normas sobre exploración y explotación de petróleo para evitar el desperdicio físico y económico de las reservas de petróleo de propiedad nacional o privada y tomar medidas para la prevención de la contaminación ambiental.
- Decreto 2310 de octubre 28 de 1974: Este Decreto dicta normas sobre abolición del régimen de concesiones, estableciendo que con excepción de los contratos de concesión vigentes a la fecha del Decreto, la exploración y explotación estarían a cargo exclusivamente de Ecopetrol, empresa que a su vez podía llevar a cabo esas actividades directamente o por medio de contratos de cualquier naturaleza distintos a los de concesión.
- Decreto 0743 de febrero 21 de 1975: Este Decreto reglamenta el Decreto 2310 de 1974.
- Resolución 0050 de mayo 26 de 1976: Expedida por la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural, que fija el precio internacional CIF Cartagena, de petróleos crudos semejantes, para el petróleo que fuera descubierto a partir de la fecha de expedición de la Resolución, tanto en concesiones como en asociación.
- Resolución 0058 de mayo 21 de 1980: Por medio de esta Resolución, la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural reajustó los precios de compra venta del petróleo crudo destinado a la refinación interna y proveniente de la explotación de los campos bajo Sistema de concesión y de propiedad privada. Se estableció la figura de crudos incrementales, que podía alcanzar el cincuenta por ciento (50%) del precio internacional.
- Resolución 2543 de diciembre 14 de 1984: Esta Resolución señala los trámites para la aprobación de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, los cuales requieren para su validez, la aprobación del Ministerio de Minas y Energía a través de una Resolución.

- Resolución 0060 de enero 21 de 1986 de la Comisión de Precios del Petróleo y Gas Natural: Modificó las resoluciones 0050 de 1976 y 0058 de 1980 de la misma entidad y autoriza a Ecopetrol para acordar la modificación de los contratos de compra venta de crudo vigentes. De acuerdo con esta Resolución el petróleo crudo que corresponda al asociado particular, dentro de los contratos de asociación que en el futuro celebre la Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol, y que se destine a la refinación interna se pagará, puesto en las refinerías donde deba procesarse, al precio internacional FOB, Puerto de Embarque de petróleos crudos semejantes<sup>3</sup>.
- Resolución 0009 de enero 16 de 1990: A través de esta Resolución, el presidente de la República autoriza al Ministerio de Minas y Energía a identificar los inmuebles que pasan gratuitamente a la Nación al terminar un contrato de concesión y al incorporarlos al patrimonio de Ecopetrol.
- Ley 80 de octubre 28 de 1993: Por medio de esta Ley se expide el Estatuto General de Contratación de la Administración Pública y en su artículo 76 dispone que los contratos de explotación y explotación de recursos naturales renovables y no renovables, así como los concernientes a la comercialización y demás actividades comerciales e industriales propias de las entidades estatales a las que correspondan las competencias para estos asuntos, continuarán rigiéndose por la legislación especial que les sea aplicable. Las entidades dedicadas a dichas actividades determinarán en sus reglamentos internos el procedimiento de selección de los contratistas, las cláusulas excepcionales que podrán pactarse, las cuantías y los trámites a que deben sujetarse<sup>4</sup>.

---

<sup>3</sup> REPÚBLICA DE COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, COMISIÓN DE PRECIOS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL, resolución 0060 de 1986 “Por lo cual se modifican las resoluciones números 50 de 1976 y 58 de 1989 de la Comisión del Petróleo y del Gas Natural, se da una autorización a la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, y se toman otras determinaciones”, enero 21 de 1986, artículo 1°.

<sup>4</sup> REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 80 de 1993 “Por lo cual se expide el Estatuto General de Contratación de la Administración Pública”, artículo 76. En Diario Oficial No. 41094 de octubre 28 de 1993.

- Ley 97 de diciembre 17 de 1993: Mediante esta Ley se interpreta con autoridad la Ley 20 de 1969.
- Ley 141 de junio 28 de 1994: Mediante esta ley se crea el Fondo Nacional de Regalías, la Comisión Nacional de Regalías, se regula el derecho del Estado a percibir regalías por la explotación de recursos naturales no renovables y se establecen las reglas para su liquidación y distribución.
- Decreto 1760 de junio 11 de 2003: Mediante este Decreto se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol y se crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, a la que le corresponderá la función de administrar los hidrocarburos de propiedad nacional.

## **1.2. EVOLUCIÓN DE LA CONTRATACIÓN PETROLERA EN COLOMBIA**

En Colombia se han llevado a cabo distintos tipos de contratación petrolera, con el fin de realizar las actividades de exploración y explotación de los hidrocarburos.

Existen en el mundo diferentes modalidades de contratación dependiendo de las condiciones de cada país, pero en Colombia, la historia se encuentra dividida en dos partes: La primera, con lo estipulado en el Decreto 2310 de 1974, que estableció que la exploración y explotación de los hidrocarburos de propiedad nacional quedara a cargo de Ecopetrol, directamente o por medio de contratos de asociación o de operación o e servicios o de cualquier otra naturaleza, distintos de los de concesión, y celebrados con personas naturales, jurídicas, nacionales o extranjeras. Estos contratos requerían la aprobación del Ministerio de Minas y Energía para su validez.

En segundo lugar, con la expedición del Decreto 1760 de 2003, se otorgó a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la facultad de celebrar los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, cuyo modelo de contratación es el que rige actualmente.

A continuación, se presentan las principales características de estos modelos de contratación:

### **1.2.1. Contratos de Concesión Petrolera<sup>5</sup>:**

En 1905, se expidió el Decreto N.º 34, por el cual se confería al Ejecutivo autorización para otorgar privilegios en la construcción de canales, explotación del lecho de los ríos y canteras, depósitos de asfalto y aceites minerales. Este decreto fue ratificado por la ley 6 del mismo año, bajo cuya vigencia el gobierno otorgó a Roberto de Mares una concesión para explotación de yacimientos de petróleo en las áreas de Carare y Opón, justamente donde Jiménez de Quesada había visto manaderos de crudo. También en 1905, el gobierno concedió permiso para explotar fuentes de petróleo en el actual departamento de Norte de Santander a Virgilio Barco. Andando el tiempo, en la primera de estas dos concesiones se descubrió lo que se conoce en la industria petrolera con el nombre de un gigante, el campo Cira-Infantas, que tras sucesivos traspasos quedó finalmente en manos de la Tropical Oil Company, cuyas acciones pertenecían a la Standard Oil de New Jersey. Finalmente, luego de numerosas disputas legales que involucraron tanto a magistrados de la Corte Suprema de Justicia como a ex presidentes de la República, esta concesión revirtió al estado en agosto de 1951, siendo manejada por la compañía petrolera creada por el gobierno en 1948 con ese propósito.

Luego de la firma de las concesiones de 1905, el país se preocupó por encontrar un marco legal adecuado para el desarrollo de la industria. No fue fácil, pues la disputa con Estados Unidos con motivo de la pérdida de Panamá generó numerosas controversias sobre la presencia de compañías petroleras de ese país en el nuestro, con la dificultad consecuente para adoptar normas que resolvieran el tema del marco de la contratación petrolera. En la década del 20,

---

<sup>5</sup> <http://www.banrepcultural.org/biblioteca-virtual/credencial-historia/numero-151/la-industria-petrolera-en-colombia>

y tras la expedición de la ley 120 de 1919, se expidieron dos o tres regulaciones más, ninguna de las cuales puso punto final al problema. En 1928 empezó a discutirse lo que con el tiempo llegaría a ser la ley 37 de 1931, una de las más debatidas en la historia del Parlamento colombiano, con la cual empezó a definirse el marco del desarrollo de la industria petrolera. No se acogió entonces la fórmula propuesta de que el recurso fuera explotado por el Estado; se llegó a la figura de la *concesión*, como la más adecuada para la estructura económica del país en ese momento.

Esta ley y sus decretos reglamentarios se recogieron en 1953 en lo que se conoce con el nombre de “Código de Petróleos”. La figura de la concesión así definida implicó que llegaran al país algunas de las compañías más reconocidas a nivel mundial, que se hicieran titulares de contratos, la mayoría de los cuales ya revirtieron a Ecopetrol.

El contrato de concesión, que implicaba para el estado una participación en las regalías, en el producto bruto y en lo que se conoce con el nombre de cánones superficiales, implicaba una serie de trámites gubernativos excesivamente lentos y dispendiosos, y la posibilidad de congelamiento de áreas sin la obligación que hoy tienen las compañías de ejecutar en ellas trabajos exploratorios; esta circunstancia, unida a una serie de fenómenos mundiales, hizo que el gobierno del presidente Lleras Restrepo presentara un proyecto de ley que se convirtió en la ley 20 de 1969, cuyo artículo 12 autorizó al gobierno para declarar reserva nacional cualquier área petrolífera del país y aportarla, sin sujeción al régimen ordinario de contratación y licitación, a Ecopetrol.

El propósito de reservar la administración de los hidrocarburos nacionales a Ecopetrol era el que esta empresa los explotara directamente o en asociación con el capital nacional o extranjero. Nació así el sistema contractual de *asociación*, vigente casi con exclusividad hasta nuestros días, y que tuvo su primera manifestación poco después al suscribirse el contrato con la Texas

Petroleum Company, de donde resultaron los descubrimientos gasíferos de Chuchupa y Ballenas en la Guajira.

### **1.2.2. Contratos de Asociación<sup>6</sup>:**

En 1974, y durante la vigencia del estado de emergencia económica instaurado ese año, se expidió el decreto legislativo 2310 cuyos dos primeros artículos modificaron el sistema vigente hasta entonces para la exploración y explotación de hidrocarburos, reemplazando el sistema de concesión por el de *explotación directa* a cargo de Ecopetrol, o por el de "contratos de asociación, operación, de servicio o de cualquier otra naturaleza, distintos de los de concesión celebrados por dicha empresa, con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras".

Gobiernos posteriores han ajustado la política de asociación entre Estado y capital privado, lo cual ha permitido el incremento del número de contratos firmados, el consecuente incremento de pozos exploratorios y, como corolario necesario, el descubrimiento de otros dos campos gigantes, el de Caño Limón en 1983, y el de Cusiana Cupiagua en 1991.

La novedad fundamental que implica el contrato de asociación frente al de concesión es la ninguna injerencia por parte de los organismos estatales en la programación y ejecución de las operaciones industriales que adelanta el titular de la concesión, especialmente en la etapa de explotación; en el contrato de asociación, por el contrario, el asociado particular y Ecopetrol preparan los planes concretos de operación, los presupuestos respectivos y todas las actividades necesarias para el aprovechamiento de los recursos petrolíferos, siempre que se esté en la fase de explotación, ya que en la de exploración la tarea es llevada a cabo por cuenta y riesgo de la asociada, participando Ecopetrol únicamente cuando se haya descubierto un campo comercialmente explotable.

---

<sup>6</sup> <http://www.cid.unal.edu.co/files/publications/cid200510maatin.pdf>.

El contrato de asociación ha sido modificado muchas veces, pero estas modificaciones se pueden resumir en cuatro tipos de contratos para petróleo: el contrato 50-50 (tipo A), el contrato de distribución escalonada (tipo B), el factor R (tipo C) y finalmente el factor R al 30%-70% (tipo D). Los principales rasgos de estos contratos se presentan a continuación:

- ✓ Contrato tipo A: 50-50 (1969-1989) Como se señaló anteriormente, en 1974 el gobierno colombiano reforzó el contrato de asociación creado en 1969. Este contrato tiene una vida máxima de 28 años, 6 para exploración y 22 para explotación. En la etapa de exploración todas las inversiones son hechas a riesgo del socio extranjero. El socio, sin embargo, tiene que perforar un número mínimo de pozos y asumir unos compromisos exploratorios. Después del descubrimiento comercial, el asociado debe entregar a Ecopetrol una regalía del 20% de los hidrocarburos producidos. La producción restante se distribuye 50% para el socio y 50% para Ecopetrol. La etapa de comercialidad implica abrir una cuenta conjunta en la cual las inversiones se distribuyen sobre la base 50/50. El asociado tiene el derecho de tomar la participación de Ecopetrol hasta pagarse en términos corrientes el 50% de los costos de exploración de los pozos productores anteriores al descubrimiento. Un comité ejecutivo con representantes de las dos partes administra la cuenta conjunta y el contrato. El contrato contempla que cuando el asociado decide hacer una inversión sin el consentimiento de Ecopetrol, después de deducidas las regalías, tiene derecho al 100% de la producción de ese pozo hasta pagarse el 200% del costo de perforación; después la producción queda sujeta a la división normal entre Ecopetrol y el socio.
  
- ✓ Contrato tipo B: distribución escalonada de la producción (1990-1994) El contrato de distribución escalonada de la producción mantiene los principios generales del contrato 50-50, como duración, obligaciones exploratorias, etc. Igualmente, después de deducir el 20% de regalías, la producción se distribuye 50% para Ecopetrol y 50% para el socio. Sin embargo, el porcentaje de participación de la empresa petrolera estatal aumenta junto con la

producción acumulada cuando ésta supera los 60 millones de barriles (Mb) de petróleo, según el siguiente cuadro:

<b>Producción Acumulada (Mb)</b>	<b>Participación de Ecopetrol (%)</b>	<b>Participación del asociado (%)</b>
0-60	50	50
60-90	55	45
90-120	60	40
120-150	65	35
Más de 150	70	30

Tabla 1. Distribución escalonada contrato tipo B. Fuente: Ecopetrol S.A.

Adicionalmente se introdujeron cláusulas buscando la transferencia tecnológica para Ecopetrol y el control ambiental. En la segunda mitad de 1994 se diseñó un nuevo contrato (contrato tipo C). Bajo esta nueva modalidad la participación de la empresa petrolera estatal aumenta a medida que crece la rentabilidad del proyecto.

- ✓ Contrato tipo C: factor R (1994-1999) El contrato de distribución escalonada de la producción (tipo B) no reconocía el impacto de los altos costos o bajos precios sobre la rentabilidad del proyecto. Por lo tanto, el factor R fue un intento por introducir una distribución más "justa" de la producción entre la compañía asociada y Ecopetrol. Así, cuando la producción acumulada supera los 60 Mb, la distribución de la producción depende de la relación entre los ingresos y los gastos de la compañía en el proyecto, de acuerdo con el factor R. La definición del factor R colombiano es:

$$R = \frac{LA}{ID + GO + A - B} = \frac{\text{Ingresos acumulados del asociado en cada campo}}{\text{Gastos acumulados}}$$

donde: IA: ingresos acumulados del asociado (volumen x precio)

ID: inversión de desarrollo acumulada

GO: costos operativos acumulados del asociado

A: costos directos de exploración en que ha incurrido la asociada B:  
reembolso acumulado de los costos directos de exploración.

El reembolso de los costos de exploración se debe hacer en términos constantes, actualizando los costos asumidos por el socio con la inflación real internacional. En 1995 se estableció que el reembolso debería incluir también los costos de los pozos secos y trabajos de sísmica. En 1997 se introdujeron nuevas modificaciones. La versión de 1997 estableció que el factor R sería aplicado cuando la producción acumulada de cada campo comercial excediera 60Mb de hidrocarburo líquido o 420 billones de gigas cúbicas de hidrocarburos gaseosos. Si se encuentra hidrocarburo gaseoso, el factor R opera de la siguiente manera:

Factor R	Participación en la producción del socio (%)
<2,0	50
2,0-3,0	50/(R-1)
3,0 o más	25

Tabla 2. Distribución escalonada contrato tipo C. Fuente: Ecopetrol S.A.

- ✓ Contrato tipo D: factor R 30%-70% (1999...) El principal cambio hecho al contrato de asociación en 1999 fue disminuir la participación de Ecopetrol del 50% al 30% una vez el campo se declaró comercial, y cambió la forma como el factor R se aplica, acelerando la recuperación de costos del asociado.

Cuando la producción acumulada es menor que 60 millones de barriles de petróleo o 900 billones de pies cúbicos de gas, la participación del asociado será el 70% después de regalías. Una vez es alcanzado ese tope, la producción se distribuye con el factor R según el siguiente cuadro:

Hidrocarburos líquidos		Hidrocarburos gaseosos	
Factor	Participación del socio (%)	Factor	Participación del socio (%)
<1,5	70	<2,0	70
1,5-2,5	70/(R-0,5)	2,0-3,0	70/(R-1,0)
2,5 o más	35	3,0 o más	35

Tabla 3. Distribución factor R contrato tipo D. Fuente: Ecopetrol S.A.

Igualmente se hizo un cambio en la ley de regalías, adaptando un esquema de pago escalonado de éstas. El nuevo sistema es aplicable a descubrimientos realizados después del 29 de julio de 1999 y comienza con una constante del 5%, siempre que la producción diaria del campo no exceda los 5 mil barriles de petróleo por día (kbpd) o su equivalente en gas. Hasta 125 kbpd la regalía aumenta en línea recta hasta alcanzar el 20%.

Para el rango de producción entre 125 kbpd a 400 kbpd la regalía permanece en el 20%. Por encima de 400 kbpd, y hasta 600 kbpd las regalías son un porcentaje variable calculado sobre la base de la ecuación de la línea recta sabiendo que el límite superior es 25%. Éste último porcentaje se aplica cuando la producción diaria de cada campo excede los 600 kbpd.

### **1.2.3. Modelo Contratación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos<sup>7</sup>:**

El Decreto 1760 de 2003, expedido por facultades extraordinarias otorgadas al Presidente de la República mediante la Ley 790 de 2002, escindió ECOPETROL y creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH para que se encargara de la administración integral de las reservas de hidrocarburos propiedad de la Nación.

- **Naturaleza jurídica de la ANH:**

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

---

<sup>7</sup> REPÚBLICA DE COLOMBIA, PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, Decreto 1760 de 2003 “Por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL y se crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos”, artículo 1º. En Diario Oficial No. 45.230 de junio 26 de 2003.

- **Motivos que dieron lugar a la creación de la Agencia:**

El Gobierno de Álvaro Uribe Vélez quiso hacer una reestructuración del Estado colombiano, para lo cual, el Congreso de la República, revistió al presidente de facultades extraordinarias consagradas en el artículo 16 de la Ley 790 del 27 de diciembre de 2002, entre las cuales se encuentran las contenidas en los literales d), e) y f) que son respectivamente las de: “escindir entidades u organismos administrativos del orden nacional creados o autorizados por la ley”; “señalar, modificar y determinar los objetivos y la estructura orgánica de las entidades u organismos resultantes de las fusiones o escisiones y los de aquellas entidades u organismos a los cuales se trasladen las funciones de las suprimidas” y “crear las entidades u organismos que se requieran para desarrollar los objetivos que cumplían las entidades u organismos que se supriman, escindan, fusionen o transformen, cuando a ello haya lugar”. El Gobierno estableció dentro del marco de renovación del Estado, resultaba necesario asegurar la eficiencia y racionalidad de la gestión pública, separando e independizando las funciones de administrar los hidrocarburos de propiedad nacional y las actividades de naturaleza industrial y comercial de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de los mismos.

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

La historia del sector de hidrocarburos en Colombia se parte en dos con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en el año 2003. A la ANH se le asignó la misión de la administración integral de las reservas de

hidrocarburos de propiedad de la Nación, armonizando los intereses de la sociedad, el Estado y las empresas del sector.

Por su parte la Empresa Colombiana de Petróleos pasó a llamarse Ecopetrol S.A. y se convirtió en una sociedad pública por acciones con tres órganos de dirección: la Asamblea General de Accionistas, la Junta Directiva y el presidente.

Para el año 2012 entra en vigencia el nuevo Sistema General de Regalías (SGR) que permite una distribución más equitativa de los recursos, constituyéndose en un factor determinante de progreso, en la medida que fortalece la institucionalidad y beneficia a las comunidades a través de la inversión social.

Una década después de la creación de la ANH y la constitución de Ecopetrol como Sociedad pública de acciones, los avances en materia ambiental, social y económica son evidentes.

- **Funciones de la ANH<sup>8</sup>:**

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

- ✓ Identificar y Evaluar el potencial hidrocarburífero del país.
- ✓ Diseñar, evaluar y promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales.

---

<sup>8</sup> <http://www.anh.gov.co/Paginas/inicio/defaultANH.aspx>.

- ✓ Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, con excepción de los contratos de asociación que celebró Ecopetrol hasta el 31 de diciembre de 2003, así como hacer el seguimiento al cumplimiento de todas las obligaciones previstas en los mismos.
  
- ✓ Asignar las áreas para exploración y/o explotación con sujeción a las modalidades y tipos de contratación que la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH adopte para tal fin.
  
- ✓ Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos, en la elaboración de los planes sectoriales y en el cumplimiento de los respectivos objetivos.
  
- ✓ Estructurar los estudios e investigaciones en las áreas de geología y geofísica para generar nuevo conocimiento en las cuencas sedimentarias de Colombia con miras a planear y optimizar el aprovechamiento del recurso hidrocarburífero y generar interés exploratorio y de inversión.
  
- ✓ Convenir, en los contratos de exploración y explotación, los términos y condiciones con sujeción a los cuales las compañías contratistas adelantarán programas en beneficio de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los correspondientes contratos.
  
- ✓ Apoyar al Ministerio de Minas y Energía y demás autoridades competentes en los asuntos relacionados con las comunidades, el medio ambiente y la seguridad en las áreas de influencia de los proyectos hidrocarburíferos.
  
- ✓ Fijar los precios de los hidrocarburos para efectos de la liquidación de regalías.

- ✓ Administrar la participación del Estado, en especie o en dinero, de los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los contratos y convenios de exploración y explotación, y demás contratos suscritos o suscriba la Agencia, incluyendo las regalías, en desarrollo de lo cual podrá disponer de dicha participación mediante la celebración de contratos u operaciones de cualquier naturaleza.
- ✓ Recaudar, liquidar y transferir las regalías y compensaciones monetarias a favor de la Nación por la explotación de hidrocarburos.
- ✓ Efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino a los Fondos previstos en la Constitución Política y la Ley, y hacer los giros y reintegros en los términos establecidos en ellas.
- ✓ Adelantar las acciones necesarias para el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos.
- ✓ Fijar los volúmenes de producción de petróleo de concesión que los explotadores deben vender para la refinación interna.
- ✓ Fijar el precio al cual se debe vender el petróleo crudo de concesión destinado a la refinación interna para el procesamiento o utilización en el país, y el gas natural que se utilice efectivamente como materia prima en procesos industriales petroquímicos cuando sea del caso.
- ✓ Administrar y disponer de los bienes muebles e inmuebles que pasen al Estado por finalización de contratos y convenios de exploración y explotación, o por reversión de concesiones vigentes, con excepción de los contratos de asociación que celebró Ecopetrol hasta el 31 de diciembre de 2003.

- ✓ Hacer seguimiento al cumplimiento de las normas técnicas relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos dirigidas al aprovechamiento de los recursos de manera racional e integral.
- ✓ Fijar los precios de exportación de petróleo crudo para efectos fiscales y cambiarios.
- ✓ Dirigir y coordinar lo relacionado con las liquidaciones por concepto del canon superficiario correspondiente a los contratos de concesión.
- ✓ Verificar las especificaciones y destinación del material importado en el subsector de hidrocarburos para efectos de aplicar las exenciones previstas en el Código de Petróleos o normas que lo modifiquen o adicionen.
- ✓ Supervisar las especificaciones y destinación del material importado en el subsector de hidrocarburos para efectos de aplicar las exenciones previstas en el Código de Petróleos o normas que lo modifiquen o adicionen.
- ✓ Ejercer las demás actividades relacionadas con la administración de los recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación.
- ✓ Las demás que le sean asignadas y que le delegue el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con las normas vigentes.

- **Tipos de Contratos de la ANH:**

- **Convenios de Explotación<sup>9</sup>:**

El Numeral 54.4 del Artículo 54 del Decreto 1760 de 2003, estableció que formaban parte del patrimonio de ECOPETROL S.A. “los derechos de producción en los campos que la Empresa Colombiana de Petróleos – Empresa

---

<sup>9</sup> Modelo de minuta de Convenio de Explotación – Agencia Nacional de Hidrocarburos

Industrial y Comercial del Estado - se encuentre operando en la fecha de expedición del presente decreto, y en los campos explotados en ejecución de contratos petroleros celebrados por dicha Empresa en la condición de administradora de los hidrocarburos de propiedad de la Nación que la misma detentaba con anterioridad a la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH.”

De acuerdo con lo anterior, por disposición del Decreto 2288 de 2004, reglamentario del Decreto 1760 de 2003, respecto de las áreas de operación directa de ECOPETROL S.A., la ANH y ECOPETROL S.A., se debían suscribir convenios en los cuales se definieran las condiciones de exploración y explotación de las áreas, hasta el agotamiento del recurso en el área respectiva, o hasta que ECOPETROL S.A., devuelva el área.

A su vez, el Acuerdo 018 del 15 de julio de 2004, el Consejo Directivo de la ANH, adoptó los criterios generales de administración para las áreas de operación directa de ECOPETROL S.A.

Posteriormente, mediante el Acuerdo 004 del 21 de febrero de 2005, el Consejo Directivo de la ANH, adicionó el Artículo 1 del Acuerdo 018 citado para que, a discreción de la ANH, se aplicaran a los convenios para la exploración y explotación de hidrocarburos de las áreas de operación directa de ECOPETROL S.A., las condiciones más favorables para dicha empresa y contenidas en el modelo estándar del contrato de asociación vigente a la expedición del Decreto-ley 1760 de 2003 frente a las estipuladas en la minuta de contrato de exploración y explotación expedido por la ANH.

Algunas de estas características principales son:

- El Área del bloque, denominada “Área de Operación”, corresponde a la delimitación de los campos comerciales realizada por Ecopetrol S.A., más un Área de Protección de dos y medio (2,5) kilómetros. Dichas Áreas fueron

definidas en desarrollo del Artículo 20.2 del Decreto 1760 de 2003, y consta en el Acta del 19 de diciembre de 2003.

- No hay Período de Exploración, solo Período de Explotación, el cual termina una vez se agote el recurso o El Titular devuelva las áreas.
- En caso de realizar un nuevo Descubrimiento, no habrá lugar a la presentación de un Programa de Evaluación, solo se deberá informar por escrito a la ANH el hallazgo de este, acompañado de un informe técnico. Posteriormente, El Titular deberá entregar a la ANH una declaración escrita que manifieste su intención de explotar o no comercialmente ese Descubrimiento.
- De conformidad con lo establecido en el artículo 5, parágrafo 2 del Decreto Ley 1760 de 2003, las regalías que se causen en el Área de Operación seguirán siendo recaudadas y comercializadas por Ecopetrol S.A. Adicionalmente, el Titular adelanta programas de transferencia de tecnología hasta por un valor del diez por ciento (10%) del valor que resulte de multiplicar diez (10) centavos de dólar, por cada barril de hidrocarburo producido, después de regalías por cada año calendario.

➤ **Contrato de Evaluación Técnica – TEA:**

Estos Contratos aplican para áreas libres y áreas especiales, en algunos casos, cuando así se disponga en los Términos de Referencia, para procesos competitivos o contratación directa. Su objetivo principal es evaluar el potencial hidrocarburífero de un área e identificar prospectos para celebrar un eventual contrato de E&P sobre una porción o la totalidad del área contratada.

El evaluador puede hacer actividades de exploración superficial de geología, pozos estratigráficos, aerofísica, etc., entre otras, con una duración máxima de 36 meses en áreas continentales y de 36 meses en áreas costa afuera, según el programa de trabajo. El evaluador debe desarrollar el programa con autonomía bajo su responsabilidad operacional exclusiva, con un derecho de prelación para

suscribir un Contrato de E&P. La ANH por su parte verifica el avance de las actividades, administra la información obtenida en desarrollo del Contrato y recauda el derecho económico.

➤ **Contrato de Exploración y Producción - E&P<sup>10</sup>:**

Este modelo aplica para los contratos que se suscriben como resultado de un proceso de asignación directa. En los casos de los procesos competitivos, el contrato que se suscribe es el que se publica y hace parte de los Términos de Referencia. El contratista desarrolla el programa de trabajo, que hace parte de los compromisos del contrato, con autonomía y responsabilidad exclusiva. A continuación, se presentan las principales características de este tipo de Contrato:

- ❖ **Período de Exploración:** Es el lapso de seis (6) años contado a partir de la Fecha Efectiva, así como cualquier prórroga otorgada, durante el cual EL CONTRATISTA deberá llevar a cabo el Programa Exploratorio, el cual es el programa de Operaciones de Exploración pactado que EL CONTRATISTA se obliga a ejecutar como mínimo, durante cada fase del Periodo de Exploración en la que entre. Dichas Operaciones pueden ser perforación de pozos exploratorios tipo A3 o adquisición de sísmica. Una vez finalizado este Periodo, el Contratista tiene la posibilidad de solicitar llevar a cabo un Programa Exploratorio Posterior, el cual consta de dos fases de dos años cada una, y en él el Operador se obliga a ejecutar Operaciones de Exploración.
  
- ❖ **Período de Producción:** Es, respecto de cada Área de Producción, el lapso de hasta veinticuatro (24) años y sus extensiones, si las hay, contado desde la fecha de la Declaración de Comercialidad del Campo correspondiente, durante el cual EL CONTRATISTA deberá realizar las Operaciones de Desarrollo y de Producción.

---

<sup>10</sup> <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Relacion-de-areas-asignadas/Paginas/Contrato-EandP-TEA.aspx>

- ❖ Si producto de las pruebas de producción de pozos exploratorios perforados del tipo A3 (Descubridor de nuevo campo según clasificación Lahee), el Contratista realiza un Descubrimiento, deberá presentar a la ANH un informe denominado “Aviso de Descubrimiento”, el cual contiene toda la información geológica y de pruebas realizadas a los fluidos producidos del Descubrimiento realizado.
- ❖ Una vez evaluado el Descubrimiento, si el Contratista considera que el mismo tiene potencial comercial, deberá presentar a la ANH un informe denominado “Programa de Evaluación”, el cual contiene entre otras el cronograma y presupuesto de las actividades que el Operador llevará a cabo para evaluar y ejecutar las pruebas extensas del Descubrimiento, y cuyo plazo se encuentra entre los 6 meses, y los 2 años (en caso de perforación de pozos adicionales), de 4 años (en caso de descubrimientos de gas no asociado o crudo pesado), y de 5 años adicionales (en caso de descubrimientos off shore), periodo en el cual llevará a cabo estudios de factibilidad para la construcción de infraestructura, estudio de mercados y de métodos de producción.
- ❖ Una vez finalizada la etapa de evaluación, si el Contratista considera que el Descubrimiento es comercialmente explotable, deberá presentar a la ANH una comunicación manifestando su intención de “Declaración de Comercialidad” del referido Descubrimiento, y entregará un informe denominado “Resultados del Programa de Evaluación”. A partir de ese momento el Área comienza la etapa de Explotación o Producción.
- ❖ Anualmente, el Contratista debe presentar informes contractuales denominados “Plan de Explotación” o “Plan de Desarrollo”, y “Programas de Explotación” o “Planes Anuales de Operaciones”, en los cuales el Operador informa las Operaciones de Exploración, de Evaluación o de Producción que contempla llevar a cabo en las Áreas de Exploración, Evaluación o Explotación. Adicionalmente, también se presentan los

Informes Ejecutivos Semestrales, que como su nombre lo indica, se remiten semestralmente, y en ellos se relacionan las actividades ejecutadas frente a las planeadas para cada Área.

- ❖ En cuanto al recaudo de las regalías, el cual se realiza en dinero o en especie, el Contratista dispone a la ANH en el Punto de Entrega el porcentaje de la producción de Hidrocarburos establecido en la ley correspondiente a las regalías. En relación con la liquidación, la ANH paga a las entidades que señale la ley las participaciones que les correspondan en las regalías.
- ❖ Además de las Regalías, las compañías operadoras realizan pagos por concepto de Derechos Económicos, cuyos montos se encuentran asociados a la producción de hidrocarburos de las distintas áreas, y los cuales se presentan a continuación:
  - a) Derechos por el Uso del Subsuelo<sup>11</sup>: En Áreas de Exploración, a partir de la segunda fase del Periodo de Exploración y por cada fase, el Contratista paga a la ANH un monto económico, cuya fórmula resulta de multiplicar el número de hectáreas y la fracción de hectárea del Área Contratada, excluidas las áreas en explotación, según la siguiente tabla:

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

Tabla 4. Derechos económicos por uso del subsuelo. Fuente: Minuta ANH

<sup>11</sup> Modelo de minuta de Convenio de Explotación – Agencia Nacional de Hidrocarburos.

En Áreas en Evaluación y de Explotación, el monto corresponde al resultado de multiplicar la producción de hidrocarburos por USD \$ 0.1086, por cada barril de Hidrocarburos Líquidos. Este monto se incrementa anualmente según el I(n-2) definido en la cláusula 16.2 a partir del primero de enero de cada año aproximando el resultado de la actualización a cuatro decimales. Para gas natural este monto es de USD \$0.01086 por cada 1.000 PC. Este monto se incrementará anualmente según el I(n-2) definido en la cláusula 16.2 a partir del primero de enero de cada año aproximando el resultado de la actualización a cinco decimales. Este pago se hará por semestre calendario vencido, dentro del primer mes del semestre siguiente.

- b) Precios Altos: Para Hidrocarburos Líquidos, se causa a partir de cuando la producción acumulada de cada Área de Explotación incluyendo el volumen de regalías, supere los cinco (5) millones de Barriles de Hidrocarburos Líquidos, y en el caso del gas, cinco (5) años después del inicio de explotación del campo. El valor a pagar por este derecho por cada área de explotación resulta de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Pago a la ANH} = \left( \text{Valor de los Hidrocarburos en el Punto de Entrega} \right) \times \underbrace{\left( \text{Volumen de Hidrocarburos Del Contratista} \right) \times \left( \frac{P - P_0}{P} \right) \times 30\%}_{\text{Factor "A"}}$$

Figura 1. Fórmula de pago de derecho económico por precios altos. Fuente: ANH.

En donde:

P: Para Hidrocarburos Líquidos, es el precio promedio por barril del petróleo crudo marcador "West Texas Intermediate" (WTI) en Dólares de los Estados Unidos de América por Barril (USD \$/BI) y para Gas Natural es el precio promedio para el gas natural marcador "U.S. Gulf Coast Henry Hub" en Dólares de los Estados Unidos de América por millón de unidad térmica británica BTU (US \$/MMBTU). Estos promedios son para el Mes calendario correspondiente, cuyas especificaciones y cotizaciones se publican en medios de reconocido prestigio internacional.

Po: Para Hidrocarburos Líquidos es el precio base del petróleo crudo marcador, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por Barril (USD \$/Bl) y para Gas Natural es el precio promedio por Gas Natural en Dólares de los Estados Unidos de América por millón de unidad térmica británica (US \$/MMBTU), indicado en la siguiente tabla:

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

Tabla 5. Derechos económicos por uso del subsuelo. Fuente: Minuta ANH.

- c) **Transferencia de Tecnología:** En cada una de las fases del Período de Exploración y sus prórrogas el Contratista se compromete a adelantar programas de transferencia de tecnología hasta por un valor del 25% del monto que resulte de multiplicar el número de hectáreas y fracción de hectárea del área contratada, por el valor que se presenta en la tabla No. 1, y este cálculo se hará al inicio de cada fase, incluida la primera. Respecto de las Áreas de Explotación, la transferencia de tecnología será hasta por un valor del diez por ciento (10%) del monto del derecho por el uso del subsuelo de que trata el numeral 16.1.2 de la Cláusula 16 por cada Año Calendario.
- d) **Porcentaje de Participación:** Para Contratos suscritos en las rondas de los años 2008, 2010 y 2012, en la cual la ANH ofertó distintos bloques, el Contratista paga a la ANH a título de derecho económico como porcentaje de participación en la producción (denominado "X"), el porcentaje de la producción total, después de Regalías, pactado y establecido en el anexo D de cada contrato.

### **1.3. ACUERDOS EXPEDIDOS POR LA ANH PARA ESTABLECER CRITERIOS DE ASIGNACIÓN DE ÁREAS:**

#### **1.3.1. Acuerdo 04 de 2012<sup>12</sup>:**

El 4 de mayo de 2012 se expidió con el fin de adoptar criterios para contratar la exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación, así como fijar reglas para la selección de contratistas y la adjudicación, celebración, gestión, ejecución, seguimiento, control y vigilancia de los correspondientes contratos.

Se incluyeron entre otros capítulos, los procedimientos para la asignación de áreas (competitivo abierto, cerrado y de asignación directa), la habilitación de proponentes, y la evaluación de adjudicación de propuestas. Finalmente, Este Artículo derogó los Acuerdos 8 de 2004, y los Acuerdos 3, 15 28, 31 y 38 de 2005, y los Acuerdos 1, 3, 12, 27, 28 y 3 b5 de 2006 y el Acuerdo 17 de 2007.

#### **1.3.2. Acuerdo 03 de 2014<sup>13</sup>:**

El 26 de marzo de 2014 se expidió el Acuerdo 03 de 2014, por el cual se adicionó el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al reglamento de contratación para exploración y explotación de hidrocarburos parámetros y normas aplicables al desarrollo de yacimientos no convencionales, y se dictan disposiciones complementarias.

Como característica especial, en este Acuerdo se establece que los suscriptores de contratos celebrados con anterioridad a la Ronda Colombia 2012, que tengan

---

<sup>12</sup> <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2004%20de%202012.pdf>

<sup>13</sup> <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2003%20de%202014.pdf>

interés en desarrollar yacimientos no convencionales, deben remitir a la ANH una propuesta de explorar y producir este tipo de yacimientos, y suscribir un “Contrato Adicional”, siempre y cuando cumplan con los requisitos de capacidad de los artículos 42, 43, 45, 46 y 47 de este Acuerdo.

### **1.3.3. Acuerdo 02 de 2015<sup>14</sup>:**

El 16 de marzo de 2015 se expidió el Acuerdo 02 de 2015, por el cual se adicionó el Acuerdo 4 de 2012, complementado con el Acuerdo 3 de 2014, con el objeto de incorporar al reglamento de contratación para exploración y explotación de hidrocarburos reglas y medidas iniciales y coyunturales encaminadas a mitigar los efectos adversos de la caída en los precios internacionales del petróleo, en los niveles de producción o en los de reservas. Como característica principal, este Acuerdo establece extensión de términos y plazos para las siguientes etapas o hitos contractuales:

- Fases del Periodo exploratorio.
- Presentación de eventuales Programas de Evaluación.
- Ejecución de actividades inherentes al programa de Evaluación.
- Para presentar posibles declaraciones de comercialidad.

Adicionalmente, se establecieron los siguientes requisitos:

Requisitos Comunes:

- ✓ El vencimiento del plazo deberá tener lugar entro de los doce (12) meses siguientes a la fecha de radicación de la solicitud.
- ✓ Las ampliaciones serán de 9 meses prorrogables una sola vez por seis (6) meses adicionales.

---

<sup>14</sup> <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2002%20de%2016%20de%20Marzo%20de%202015.pdf>

- ✓ Las actividades deberán estar sometidas a cronogramas específicos.
- ✓ El precio de referencia WTI en la fecha de radicación de la solicitud, sea por lo menos 25% inferior al promedio de dicha referencia durante los 12 meses anteriores la citada fecha.
  
- ✓ El Contratista deberá estar al día en el cumplimiento de sus obligaciones y compromisos contractuales.

Requisitos Específicos:

- ✓ Para presentar eventuales Programas de Evaluación: En el plazo de la prórroga deberán llevarse a cabo estudios y evaluaciones económicos y financieros y gestiones socioambientales.
  
- ✓ Para ejecutar actividades inherentes al Programa de Evaluación: El Área no debe tener reservar probadas, o de tenerlas la razón de reservas sobre producción (R/P) debe ser inferior a 1 año.
  
- ✓ Para presentar eventuales declaraciones de comercialidad: En el curso de la prórroga pueden llevarse a cabo estudios económicos financieros y gestiones socioambientales. No podrán desarrollarse actividades de perforación, ejecución de pruebas extensas ni construcción de facilidades.

De otra parte, en este Acuerdo se manejó por primera vez el concepto de “traslado de inversiones”, el cual es una opción del Contratista de trasladar un compromiso de inversión pendiente por ejecutar en alguna fase del periodo exploratorio por impedimentos de tipo técnico o de fuerza mayor, a otro contrato que el mismo opere, y el cual debe cumplir entre otros con los siguientes requisitos:

- ✓ El monto de la inversión exploratoria trasladada debe incorporarse como nuevo compromiso o como inversión adicional en el contrato receptor.
- ✓ Si el contrato receptor termina por cualquier causa, el Contratista deberá pagar a la ANH el monto pendiente por invertir.
- ✓ No habrá derecho a un segundo traslado de inversión.
- ✓ El Contratista deberá estar al día en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales.

Por último, para contratos y convenios costa afuera, podrá equipararse el término de duración de los periodos de exploración y de producción de los contratos E&P, sobre Áreas Costa Afuera anteriores al año 2014, con los estipulados en los suscritos en desarrollo de la Ronda Colombia celebrada ese año. Algunos requisitos son:

- ✓ Se extenderá la última fase del periodo exploratorio por término adicional de 36 meses.
- ✓ El Contratista debe someterse a la perforación de un pozo exploratorio adicional.
- ✓ Se extenderá el periodo de producción a 30 años.
- ✓ El Contratista deberá estar al día con el cumplimiento de sus compromisos contractuales.

#### **1.3.4. Acuerdo 3 de 2015<sup>15</sup>:**

---

<sup>15</sup> <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%20003.pdf>

Este Acuerdo se expidió el 20 de agosto de 2015, modificando parcialmente los Artículos 62, 63 y 64 del Acuerdo 4 de 2012 que a su vez modificados por los Acuerdos 3 de 2014 y 2 de 2015, relacionados con la extensión de términos y plazos, en el sentido de precisar las condiciones en las cuales debe estar el Contrato en el momento en que se presente la solicitud en caso de posibles procedimientos de incumplimiento en curso, así como también el Artículo 66 en cuanto a las garantías que apan las actividades del Programa Exploratorio, en términos de vigencias y coberturas de las mismas.

#### **1.3.5. Acuerdo 4 de 2015<sup>16</sup>:**

El 8 de septiembre de 2015 se expidió este Acuerdo, mediante el cual se adicionaron los Artículos 67 y 68, relacionados con el desarrollo de actividades adicionales en los contratos de evaluación técnica – TEA.

#### **1.3.6. Acuerdo 5 de 2015<sup>17</sup>:**

El 17 de diciembre de 2015 se expidió el Acuerdo, en el cual se realizaron modificaciones parciales en los literales c) y f) del artículo 63 y el literal e) del artículo 64 del Acuerdo 4 de 2015, en el sentido de especificar las condiciones y términos en cuanto a traslados de inversiones, en cuestión de montos mínimos a invertir, garantías bancarias, y posibles incumplimientos en los contratos.

### **1.4. VENTAJAS DEL NUEVO MODELO DE CONTRATACIÓN DE LA CREACIÓN ANH:**

Sin duda alguna, el nuevo modelo de contratación petrolera en Colombia ha traído grandes ventajas, y ha logrado que el país sea más competitivo a nivel

---

<sup>16</sup> <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2004%20del%208%20de%20Septiembre%20de%202015.pdf>

<sup>17</sup> <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2005%20del%2017%20de%20Diciembre%20de%202015.pdf>

mundial en materia de hidrocarburos, atrayendo nuevos inversionistas, estimulando la exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos y aumentando las reservas de nuestro país.

El nuevo modelo de contratos de exploración y explotación de hidrocarburos tiene las siguientes ventajas:

- El estado no debe realizar ninguna inversión, el inversionista asume la operación del contrato a su propia cuenta y riesgo. Esto hace que el Estado sea el encargado de hacer seguimiento a la ejecución del contrato de recaudar las regalías y los derechos económicos derivados de la producción del referido contrato.
- Con la incorporación de nuevos derechos económicos a pagar por parte de las compañías operadoras al Estado tales como porcentaje de participación sobre la producción, uso del subsuelo, precios altos y transferencia de tecnología, hacen que no solo se incremente la remuneración que recibe el estado, sino que también permite a la nación mejorar la propectividad y la inversión en áreas inexploradas.
- Con el nuevo modelo de contratación, la ANH logró suscribir desde el 2004 hasta la fecha un total de 506 contratos de exploración y explotación de nuevas áreas, manteniendo la producción e incrementando así las reservas de crudo en el país de 1.500 a 1.958 millones de barriles de crudo.
- Con la adquisición de sísmica y perforación de pozos, la ANH ha podido identificar áreas con nueva prospectividad, las cuales, a través del nuevo “Proceso Permanente de Asignación de Áreas”, el estado se encarga de crear estrategias de promoción e inversión de nuevos actores en la industria petrolera.

## **2. PROMOCIÓN Y ASIGNACIÓN DE ÁREAS EN COLOMBIA POR PARTE DE LA ANH**

La ANH lleva a cabo actividades de interpretación geofísica, integración de información G&G, delimitación geográfica, clasificación de la categoría (en función del grado de conocimiento, la localización geográfica y la información disponible), análisis de la información socio ambiental y de infraestructura, y finalmente, la estructuración de toda esta información en paquetes de datos y su documentación.

Con base en los resultados del Procesamiento, Interpretación y Reprocesamiento de distintos Programas Sísmicos 2D adquiridos por la ANH en las diferentes cuencas, así como también al análisis efectuado a los estudios de datos magnetoteléuticos, información base meteoceanográfica, batimétrica, estudios de correlación de información estratigráfica, registros eléctricos y registros tomográficos de pozos estratigráficos perforados por la ANH, la Entidad estima el potencial de hidrocarburos por descubrir de las cuencas de interés del país.

Una de las principales funciones de la ANH, es diseñar, evaluar e implementar las estrategias de promoción nacional e internacional para la inversión en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia. Para ello, la Entidad llevó a cabo distintos procesos, mediante los cuales se promocionaron dichas áreas, y suscribieron distintos Contratos vigentes.

### **2.1. HISTORIA DE PROCESOS COMPETITIVOS EN LA ANH:**

**2.1.1. Ronda Caribe 2007<sup>18</sup>:** Este proceso tuvo como finalidad vincular a las grandes compañías del negocio, para explorar costa afuera y evitar la pérdida de la autosuficiencia. Las áreas ofertadas incluyen territorio continental pero la mayor parte están a profundidades de 2.000 metros.

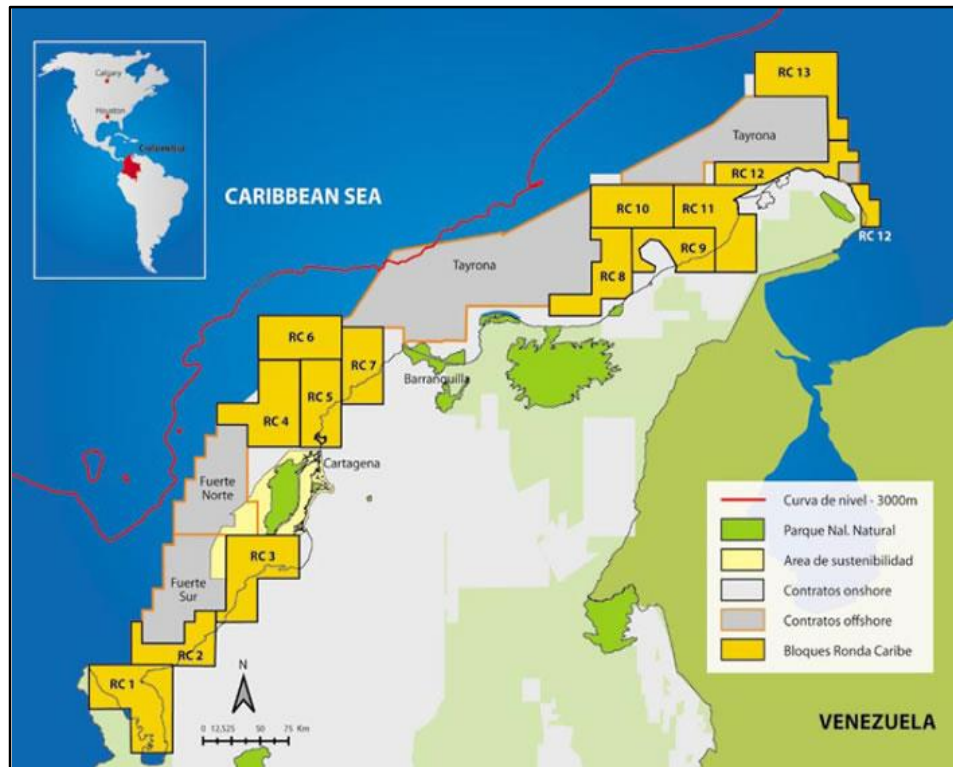


Figura 2. Mapa de Áreas ofertadas en Ronda Caribe 2007. Fuente: ANH.

Las áreas escogidas para esta Ronda fueron adjudicadas a las compañías que presentaron la mejor oferta en cuanto a participación en producción para la ANH, así como la mayor oferta de trabajo exploratorio adicional, es decir kilómetros de sísmica y pozos a realizar.

<sup>18</sup><http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Procedimientos-de-Seleccion/Procesos%20Anteriores/ronda2007/index.html>

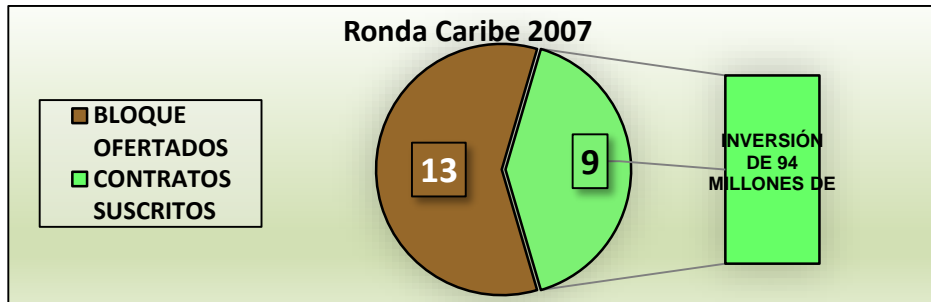


Figura 3. Contratos Ofertados vs. Contratos Suscritos Ronda Caribe 2007. Fuente ANH

**2.1.2. Mini Ronda 2007:** En esta Mini Ronda, la Agencia Nacional de Hidrocarburos abrió el proceso competitivo especial para la adjudicación de bloques en siete áreas situadas en los Llanos Orientales, Putumayo y el Valle Superior e Inferior del Río Magdalena.

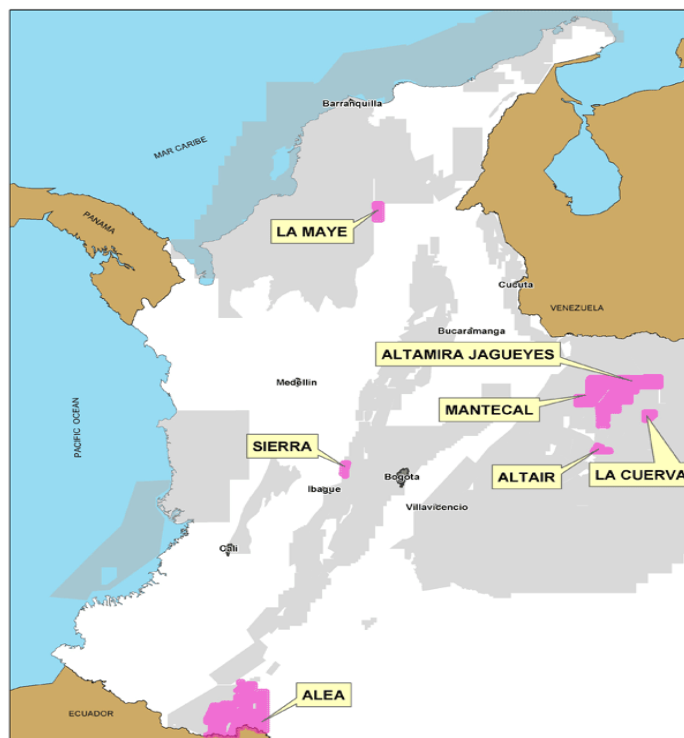


Figura 4. Mapa de Áreas ofertadas en Ronda Caribe 2007. Fuente: ANH.

Para participar en esta Ronda, las compañías interesadas además de pagar unos derechos de participación para adquirir un paquete de datos, a la fecha de cierre del proceso no podían tener suscrito un contrato E&P con la ANH. Los resultados de esta Ronda se presentan a continuación:

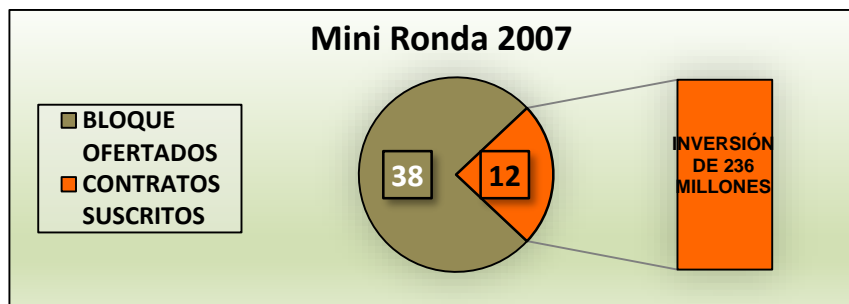


Figura 5. Contratos Ofertados vs. Contratos Suscritos Mini Ronda 2007. Fuente ANH.

**2.1.3. Ronda Colombia 2008:** En esta Ronda, se ofertaron 43 bloques ubicados en las Áreas denominadas “Cesar – Ranchería & Guajira, Sinú – San Jacinto Norte y Cordillera Oriental” y “Llanos Orientales – Área Occidental”.

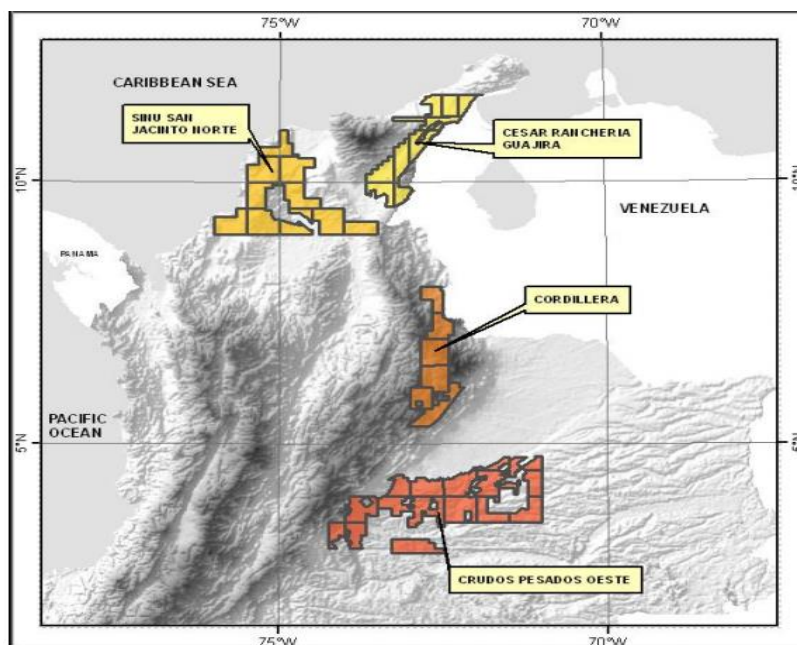


Figura 6. Mapa de Áreas ofertadas en Ronda Colombia 2008. Fuente: ANH.

Las compañías interesadas, además de pagar los derechos de participación y adquisición de la información respectiva, incluyeron en su oferta un porcentaje de participación en producción (X%), el Programa Exploratorio Mínimo y la Inversión Adicional para la primera y segunda fase en USD\$. Los resultados de esta Ronda se presentan a continuación:

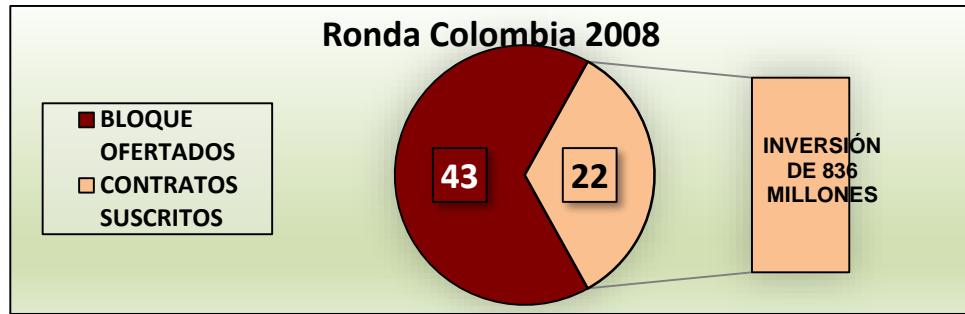


Figura 7. Contratos Ofertados vs. Contratos Suscritos Ronda Colombia 2008. Fuente ANH.

**2.1.4. Mini Ronda 2008:** En esta Mini Ronda, la Agencia Nacional de Hidrocarburos abrió el proceso competitivo especial para la adjudicación de bloques en las áreas situadas en los Llanos Orientales, Putumayo, Valle Superior y Medio del Río Magdalena, y en la Cordillera Oriental.

Las compañías interesadas, además de pagar los derechos de participación y adquisición de la información respectiva, incluyeron en su oferta un porcentaje de participación en producción (X%), el Programa Exploratorio Mínimo y la Inversión Adicional para la primera y segunda fase en USD\$. El mapa con las áreas ofertadas, y los resultados de esta Ronda se presentan a continuación:

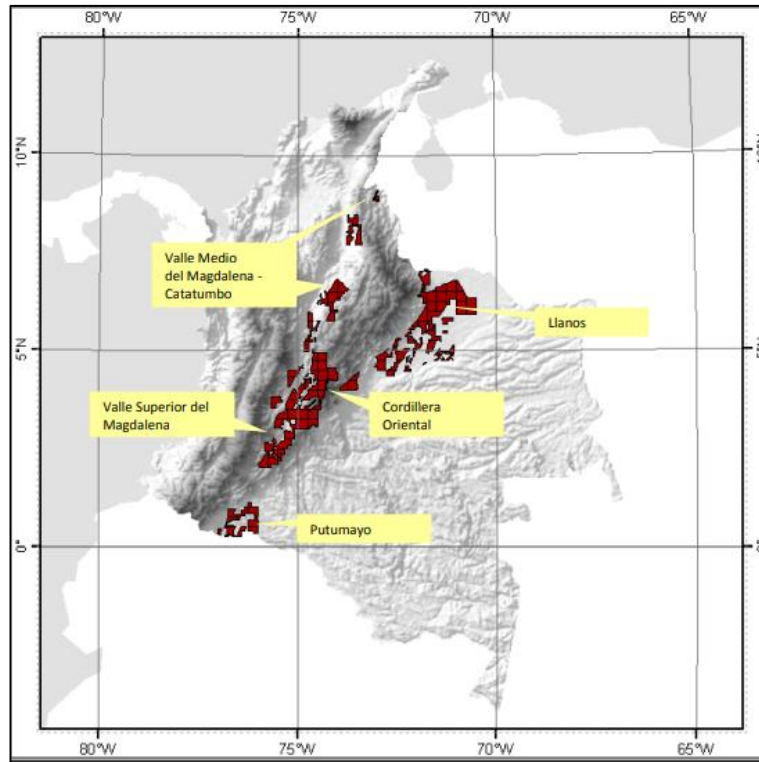


Figura 8. Mapa de Áreas ofertadas en Mini Ronda 2008. Fuente: ANH.

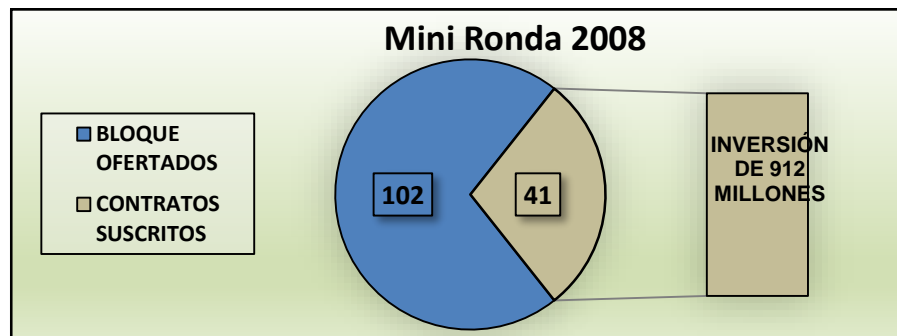


Figura 9. Contratos Ofertados vs. Contratos Suscritos Mini Ronda 2008. Fuente ANH.

**2.1.5. Ronda Colombia 2010:** En esta Ronda la Agencia Nacional de Hidrocarburos definió tres tipos de bloques a ofertar:

• **Áreas Tipo 1:**

Áreas situadas en las cuencas Catatumbo, Caguán - Putumayo, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, y Valle Medio y Superior del Magdalena:

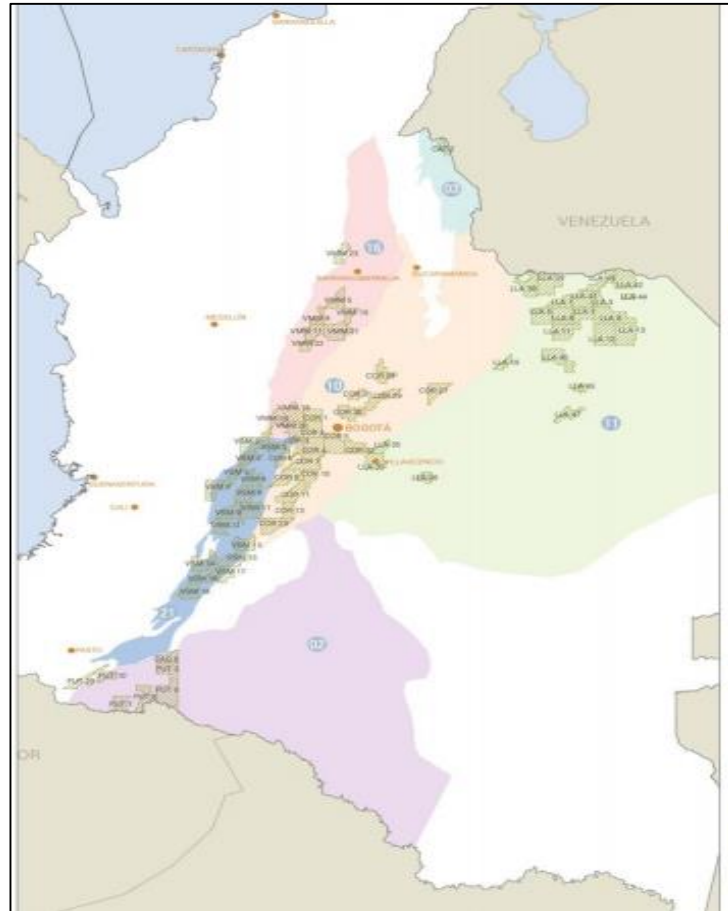


Figura 10. Mapa de Áreas ofertadas Tipo 1 en Ronda Colombia 2010 Fuente: ANH.

- **Áreas Tipo 2:**

Bloques ubicados en cuencas con nueva prospectividad en las áreas de Chocó, Guajira, Llanos Orientales, Los Cayos, Sinú San Jacinto – Valle Inferior del Magdalena, Urabá y Tumaco:

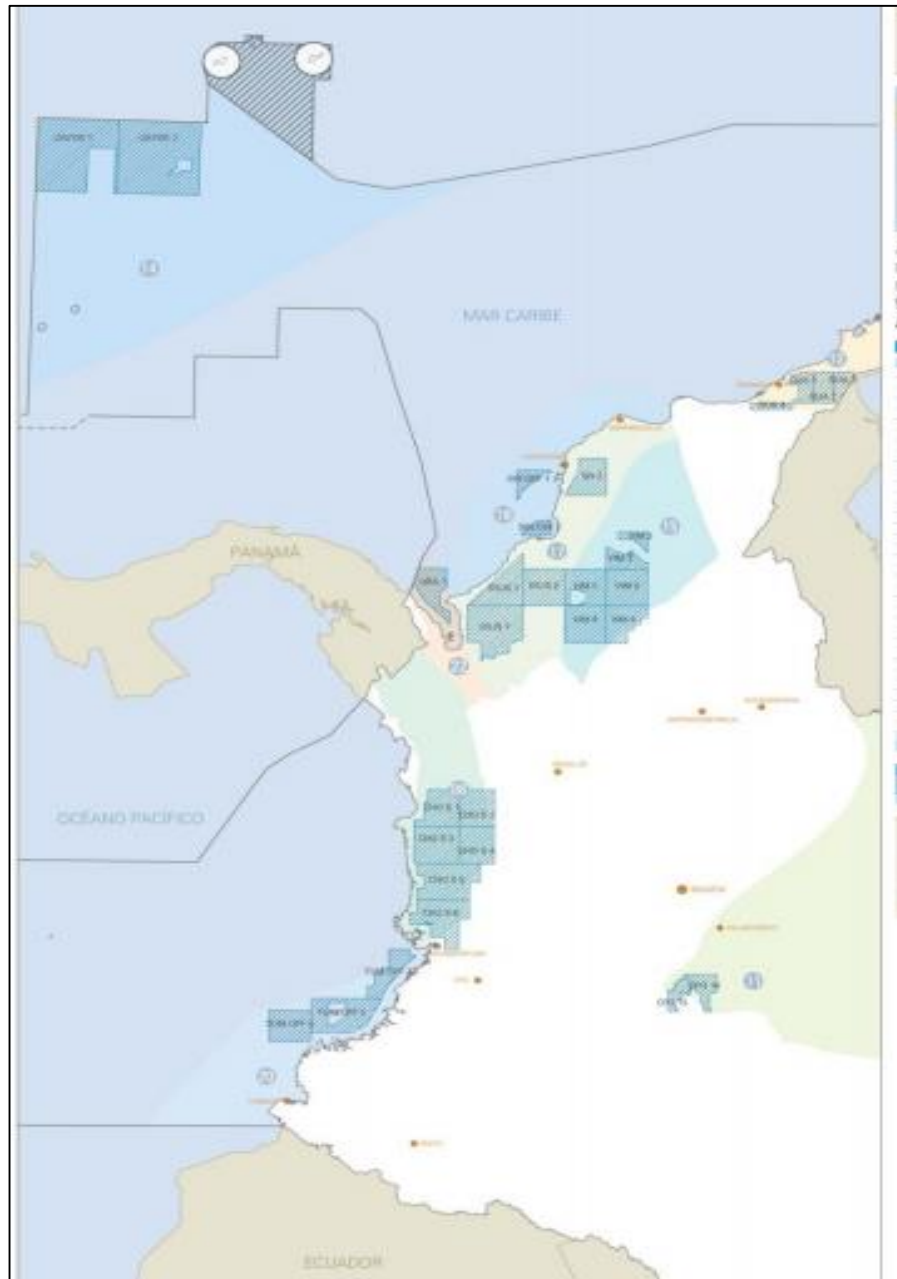


Figura 11. Mapa de Áreas ofertadas Tipo 2 en Ronda Colombia 2010 Fuente: ANH.

- **Áreas Tipo 3:** Cuencas ubicadas en los bloques Cagúan – Putumayo, Catatumbo, Chocó, Cordillera Oriental, Guajira, Cesar – Ranchería, Cauca – Patía, Los Cayos, Sinú – San Jacinto – Calle Inferior del Magdalena, Tumaco y Urabá, con el fin de suscribir contratos de evaluación técnica, denominados “TEA” (pozos estratigráficos):

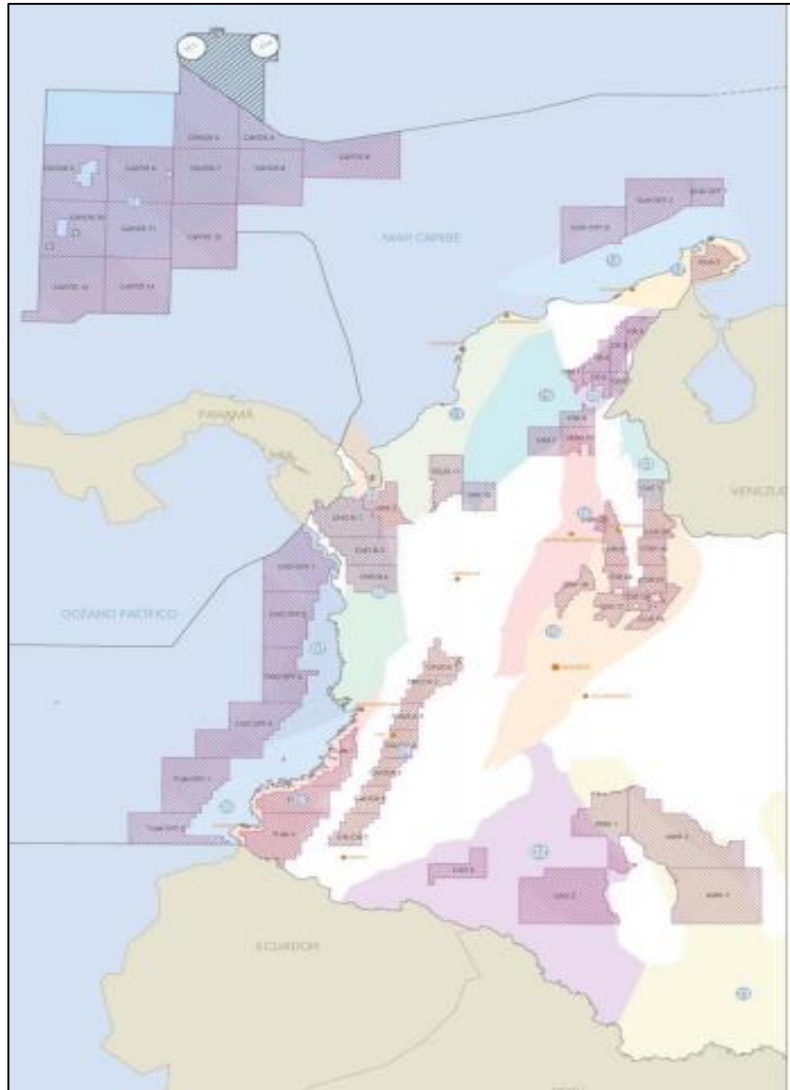


Figura 12. Mapa de Áreas ofertadas Tipo 3 en Ronda Colombia 2010 Fuente: ANH.

Los resultados de esta Ronda se presentan a continuación:

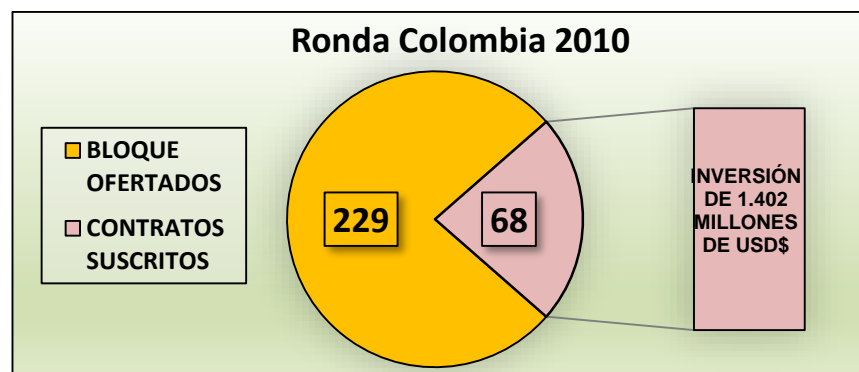


Figura 13. Contratos Ofertados vs. Contratos Suscritos Ronda Colombia 2010. Fuente ANH.

**2.1.6. Ronda Colombia 2012:** En esta Ronda la Agencia Nacional de Hidrocarburos definió tres tipos de bloques a ofertar:

- **Áreas Tipo 1:**

Denominadas “Áreas Maduras” situadas en las cuencas Valle Superior, Valle Medio y Valle Inferior del Magdalena, Caguán – Putumayo y Llanos Orientales:

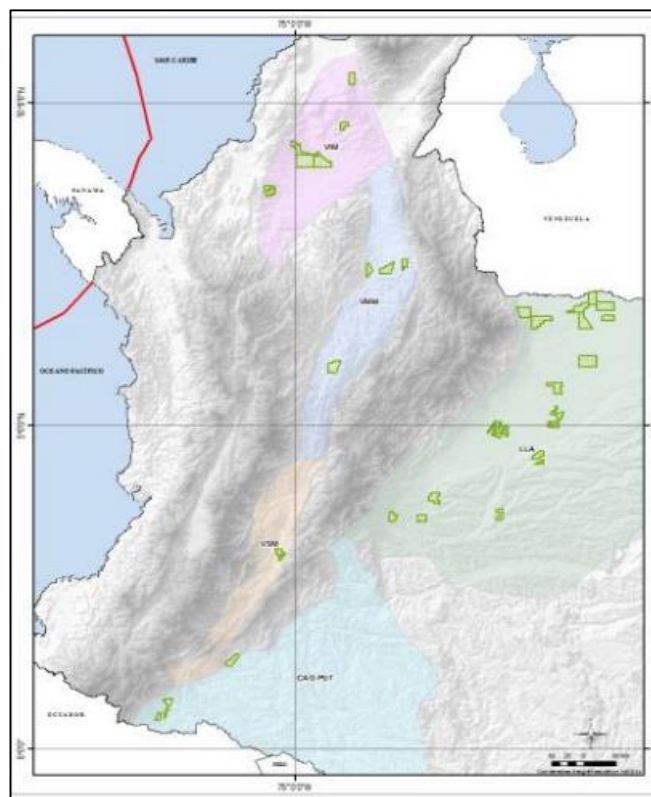


Figura 14. Mapa de Áreas ofertadas Tipo 1 en Ronda Colombia 2012 Fuente: ANH.

- **Áreas Tipo 2:**

Áreas con “Nueva Prospectividad”, situadas en las cuencas Guajira, Guajira Off Shore, Sinú Off Shore, Urabá, Sinú San Jacinto, Valle Inferior, Medio y Superior del Magdalena, Caguán – Putumayo, Llanos Orientales, Cordillera y Catatumbo:

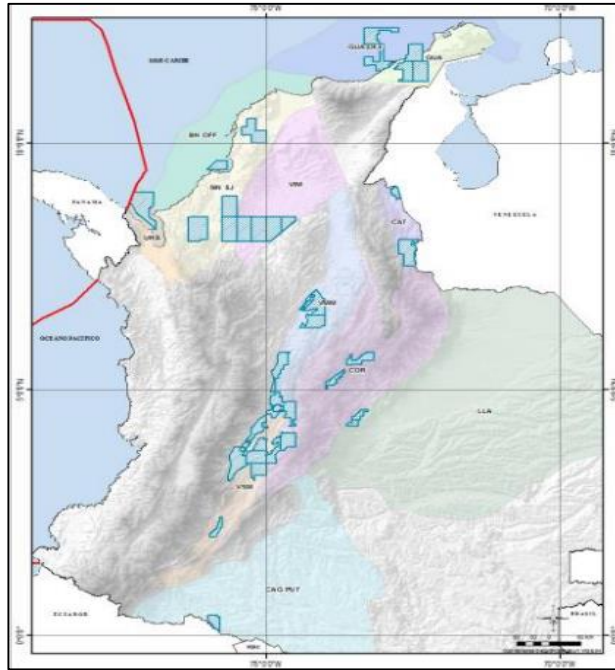


Figura 15. Mapa de Áreas ofertadas Tipo 2 en Ronda Colombia 2012 Fuente: ANH.

- **Áreas Tipo 3:** Denominadas “Áreas Frontera” situadas en las cuencas Guajira, Guajira Off Shore, Urabá, Sinú San Jacinto, Valle Medio e Inferior del Magdalena, Vaupés - Amazonas, Caguán – Putumayo, Llanos Orientales y Cordillera, con el fin de suscribir contratos de evaluación técnica:

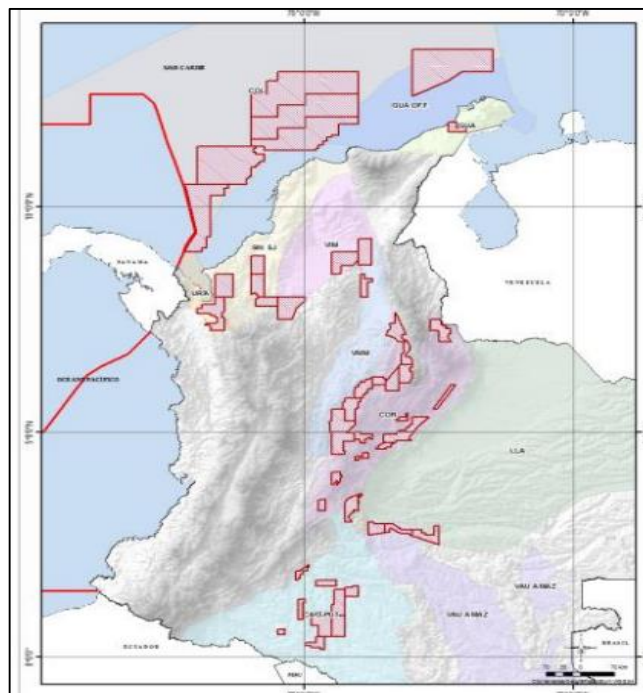


Figura 16. Mapa de Áreas ofertadas Tipo 3 en Ronda Colombia 2012 Fuente: ANH.

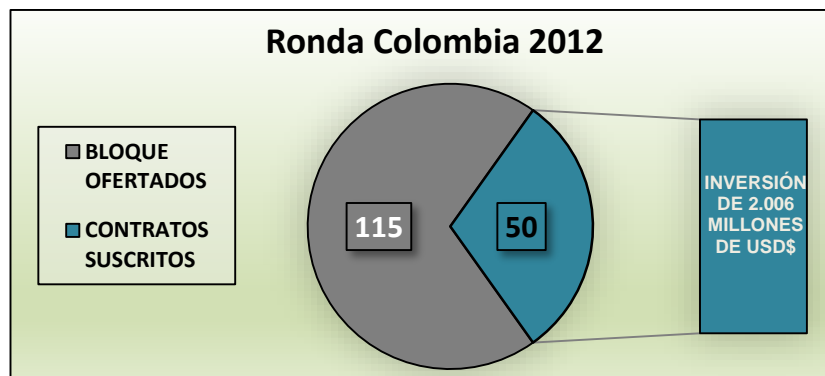


Figura 17. Contratos Ofertados vs. Contratos Suscritos Ronda Colombia 2012. Fuente ANH.

### 2.1.7. Ronda Colombia 2014:

En esta Ronda la Agencia Nacional de Hidrocarburos definió los siguientes tipos de áreas a ofertar:

- ✓ Bloques Tipo 1 Yacimientos Convencionales Continentales – 57 bloques.
- ✓ Bloques Yacimientos Convencionales Costa Afuera – 13 bloques.
- ✓ Bloques Yacimientos No Convencionales de Petróleo y Gas – 19 bloques.
- ✓ Bloques Yacimientos No Convencionales de Gas Asociado a Mantos de Carbón - CBM (Coal Bed Methane) – 8 bloques.
- ✓ Bloques Yacimientos Convencionales para Contratos de Evaluación Técnica TEA.

Los resultados de esta Ronda y el mapa de las áreas ofertadas se presentan a continuación:

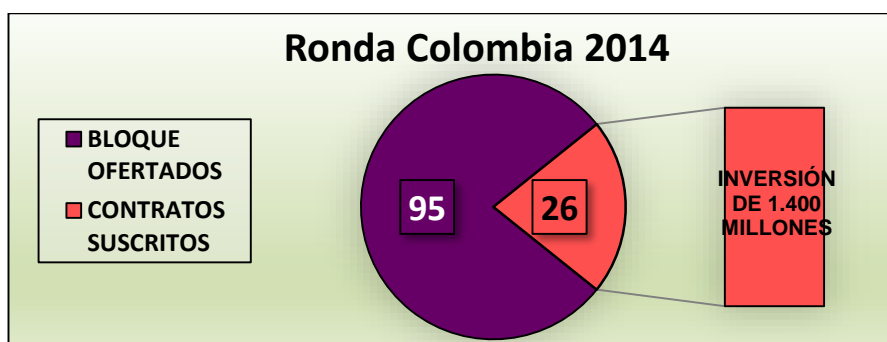


Figura 18. Contratos Ofertados vs. Contratos Suscritos Ronda Colombia 2014. Fuente ANH.

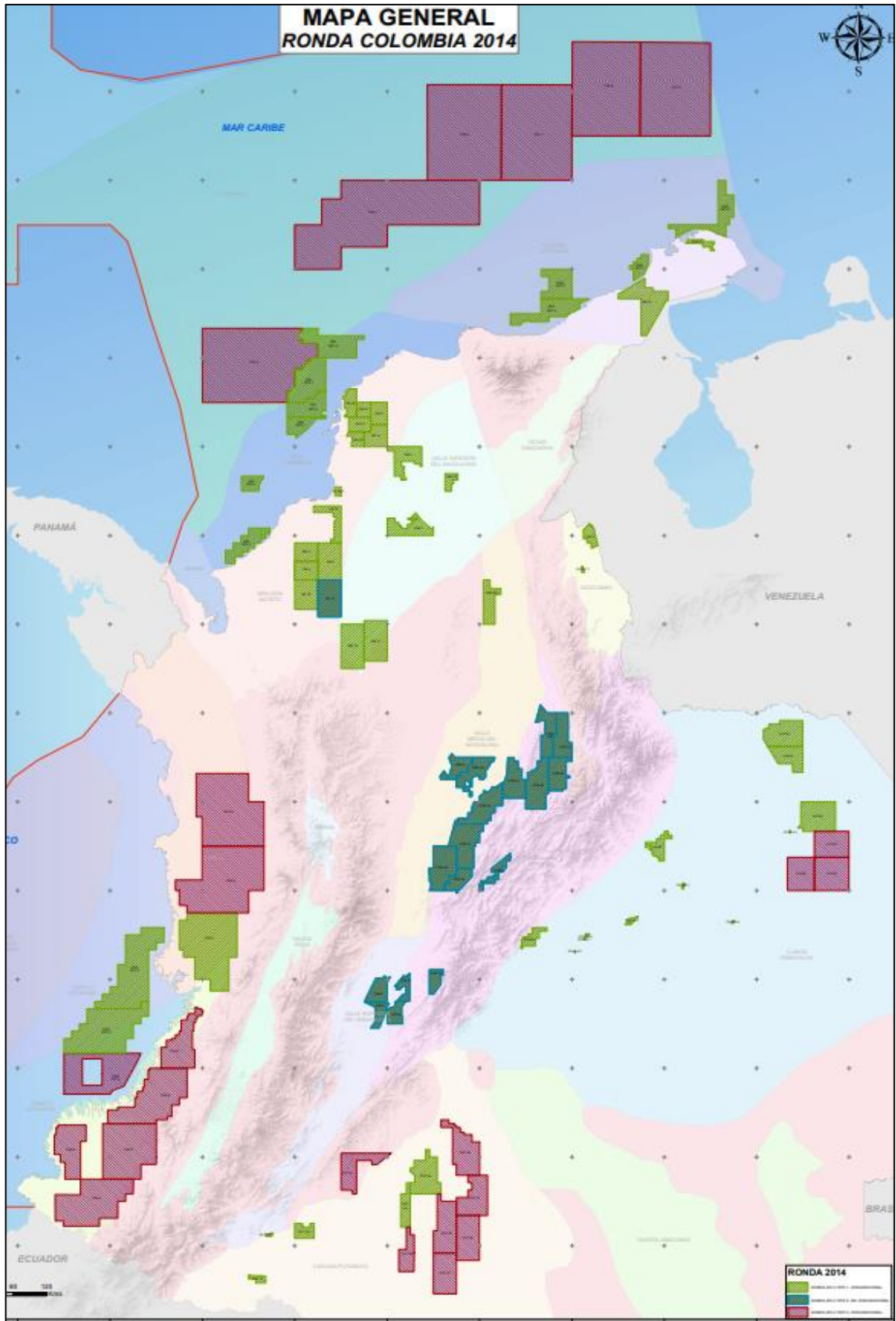


Figura 19. Mapa de Áreas ofertadas en Ronda Colombia 2014 Fuente: ANH.

## **2.2. ACUERDO N° 02 DE 2017<sup>19</sup>:**

El 18 de mayo de 2017, el Consejo Directivo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos expidió el Acuerdo No. 02 de 2017, mediante el cual se ajustó y sustituyó el Acuerdo 4 de 2012 y sus modificaciones o adiciones adoptadas mediante los distinguidos como 3 de 2014, y 2, 3, 4, y 5 de 2015, con el fin de adecuar el reglamento integral para la selección de contratistas y la adjudicación, celebración, ejecución, terminación, liquidación, seguimiento, control y vigilancia de los diferentes contratos, de manera que consulte el interés nacional; los principios de la función administrativa y la contratación estatal; la realidad de las condiciones del mercado y del sector estratégico de Hidrocarburos; el contexto competitivo de los países productores; la evolución social y ambiental del entorno, y la experiencia acumulada de la ANH en la gestión contractual, todo ello con el propósito de incrementar la inversión de empresas y compañías calificadas, en aras de contribuir al desarrollo económico y social del país, mediante la promoción y el aprovechamiento óptimo y sostenible de las reservas y de los recursos correspondientes.

Por otra parte, el artículo 28 de la Ley 1753 de 2015, mediante la cual se expidió el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018, otorgó a la Agencia Nacional de Hidrocarburos la facultad para adoptar reglas de carácter general, conforme a las cuales podrían adecuarse o ajustarse los Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, con el propósito de mitigar efectos negativos de fenómenos económicos en las finanzas públicas.

El Acuerdo No. 02 creó el Registro de Interesados, en el cual deben registrarse aquellas personas jurídicas interesadas en participar en los procesos de asignación de áreas para realizar actividades de exploración y explotación de los recursos de hidrocarburos.

---

<sup>19</sup> <http://www.anh.gov.co/Documents/ACUERDO%2002%20DE%202017.pdf>

El registro permite a la ANH determinar las capacidades jurídica, económica-financiera, técnica-operacional, medioambiental y de responsabilidad social empresarial de los interesados, con el fin de establecer si cumplen con los requisitos para participar en procesos de selección de contratistas en atención a la naturaleza, la categoría, la cantidad y la prospectividad de las áreas a las que aspiran.

Hasta tanto haya sido creado el Registro de Interesados, la habilitación se debe tramitar con la acreditación de los requisitos de capacidad establecidos en los términos de referencia de cada proceso

El Acuerdo 2 de 2017 establece que la asignación de áreas, por regla general, se debe llevar a cabo mediante procesos competitivos y, excepcionalmente, a través de asignación directa. La nueva modalidad consiste en un proceso competitivo permanente de selección de contratistas.

Bajo esta modalidad, la ANH, una vez recibida una propuesta respecto de cierta área, debe publicar la recepción de la propuesta y el nombre del ofertante, con el fin que cualquier otro interesado presente, dentro de un plazo determinado, una propuesta para competir por dicha área. Cerrado el periodo competitivo, el proponente inicial tiene la oportunidad de mejorar las otras propuestas recibidas posteriormente.

Estos términos serán aplicados a los contratos que se celebren con la ANH en el futuro, como producto de nuevos procesos de adjudicación de áreas. No obstante, es posible que los contratistas que hayan celebrado con anterioridad contratos de exploración y producción, así como contratos de evaluación técnica existentes, se acojan a los nuevos términos previstos en el Acuerdo No. 2, con excepción de los derechos económicos. Para tal fin, los contratistas interesados deben suscribir un contrato adicional con la ANH.

A diferencia de las minutas de los contratos E&P, los derechos económicos aplicables tiene las siguientes fórmulas:

### 2.2.1. Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo:

- a) Para Contratos de Evaluación Técnica, TEA, en Áreas Continentales y Costa Afuera:

Tarifa Anual - TAUS (USD / ha )	
Áreas Continentales	1,19
Áreas Costa Afuera a profundidades de agua iguales o menores de 1.000 m.	0,77
Áreas Costa Afuera a profundidades de agua de más de 1.000 m.	0,58

Tabla 6. Tarifa anual del derecho económico por uso del subsuelo. Fuente: Acuerdo 2 de 2017.

Para liquidar el Derecho debe aplicarse la siguiente fórmula:

$$DUS_{ET} = S * TAUS$$

Donde:

- $DUS_{ET}$  es el Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo correspondiente al período anual de que se trate, en Contratos de Evaluación Técnica.
  - $S$  corresponde a la superficie total del Área Asignada en hectáreas y fracciones de hectárea (ha) hasta centésimas.
  - $TAUS$  es la Tarifa Anual por Uso del Subsuelo vigente, expresada en Dólares Estadounidenses por unidad de superficie (USD/ha), actualizada anualmente por la ANH.
- b) Contratos de Exploración y Producción, E&P, tanto para la identificación de Acumulaciones de Hidrocarburos en Trampas como en Rocas Generadoras o los demás yacimientos definidos en el Artículo

1 del Decreto 3004 de 2013, y respecto de Áreas Continentales como Costa Afuera:

i) Períodos de Exploración y Evaluación sin Producción:

Áreas prospectivas para Acumulaciones de Hidrocarburos en Rocas Generadoras o los demás yacimientos definidos en el Artículo 1 del Decreto 3004 de 2013. Tarifa Anual - USD / ha - TAUS	
Áreas Continentales	1,19
Áreas Prospectivas para Acumulaciones de Hidrocarburos en Trampas Tarifa - TAUS (USD / ha)	
Yacimientos Descubiertos No Desarrollados	2,32
Áreas Continentales	1,84
Áreas Costa Afuera a profundidades de agua iguales o menores de 1.000 m.	0,9
Áreas Costa Afuera a profundidades de agua de más de 1.000 m.	0,68

Tabla 7. Tarifa anual del derecho económico por uso del subsuelo. Fuente: Acuerdo 2 de 2017.

Para liquidar el Derecho debe aplicarse la siguiente fórmula:

$$DUS_{ET} = S * TAUS$$

Donde:

- $DUS_{ET}$  es el Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo durante el Periodo de Exploración.
- $S$  corresponde a la superficie total del Área Asignada o la del Área Remanente en hectáreas y fracciones de hectárea (ha) hasta centésimas.
- $TAUS$  es la Tarifa Anual por Uso del suelo vigente, expresada en Dólares Estadounidenses de América por unidad de superficie actualizada anualmente por la ANH.

ii) Período de Explotación y Producción en Descubrimientos o en Período de Evaluación con Producción:

Las tarifas del Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo en Áreas Asignadas en Producción o en Evaluación con Producción, así como en el caso de Descubrimientos con producción, para el año 2017\*, son las siguientes:

- Cero coma trece cincuenta y tres Dólares (USD 0,1353) por Barril de Hidrocarburo Líquido, y
- Cero coma cero trece cincuenta y tres Dólares (USD 0,01353) por cada mil Pies Cúbicos (1.000 ft<sup>3</sup>) de Gas Natural.

Para liquidar este Derecho debe aplicarse la siguiente fórmula:

$$DUSp = PBD * TUP$$

Donde:

- ✓ DUSp corresponde al Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo sobre la producción proveniente de Descubrimientos, de Áreas en Evaluación o de Campos en Producción durante el Período correspondiente.
- ✓ PB o Producción Base, es la Producción medida en el Punto de Medición Oficial o Punto de Fiscalización, después de descontar las Regalías expresadas en volumen, que resulta de la fórmula  $PB = PT - R$ .

- ✓ PT es la Producción Total del Descubrimiento, de cada Área en Evaluación o de cada Campo en cada Área asignada en Producción, expresada en volumen, Barriles de Hidrocarburos Líquidos o miles de Pies Cúbicos de Gas Natural, también correspondiente al Período mensual de Liquidación de que se trate, una vez descontados los volúmenes de Hidrocarburos utilizados en beneficio de las operaciones de extracción y los que inevitablemente se desperdicien en ellas, así como los de Gas que se reinyecten en el mismo Campo en Producción.
  
- ✓ R es el volumen de Regalías inherente al Período Mensual de Liquidación de que se trate, expresado en Barriles (bbl) o en miles de Pies Cúbicos (kft3), según sea Hidrocarburo Líquido o Gas Natural.
  
- ✓ PBD es la Producción base para el cálculo del Derecho en dinero, que resulta, a su vez, de la siguiente fórmula  $PBD = PB * (1 - XP)$ .
  
- ✓ XP corresponde al Porcentaje de Participación en la Producción (X%), más la Participación Adicional en la misma, de resultar aplicable, pactados en el respectivo Contrato.
  
- ✓ TUP es la Tarifa por Unidad de Producción, fijada en Dólares de los Estados Unidos de América por Barril de Hidrocarburo Líquido (USD/bbl), o por miles de Pies Cúbicos de Gas Natural (USD/kft3) de Gas Natural, actualizada por la ANH para el Año calendario de que se trate.

**2.2.2. Aportes para Formación, Fortalecimiento Institucional y Transferencia de Tecnología:**

a) Convenios, Contratos de Exploración y Producción, E&P y Especiales, en Áreas Continentales y Costa Afuera:

- Período de Exploración y de Evaluación sin Producción:

Para liquidar los Aportes debe aplicarse la siguiente fórmula:

$$ATT_{PE} = DUS_{PE} * 25\%$$

Donde:

$ATT_{PE}$  corresponde al Aporte para Formación, Fortalecimiento Institucional y Transferencia de Tecnología en el Período Exploratorio

$DUS_{pE}$  es el Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo durante el mismo Período.

- Período de Producción tanto en Descubrimientos como en Período de Evaluación con Producción:

Para liquidar los Aportes debe aplicarse la siguiente fórmula:

$$ATT_p = DUS_p * 10\%$$

Donde:

$ATT_p$  corresponde al Aporte para Formación, Fortalecimiento Institucional y Transferencia de Tecnología en el Período de

Explotación, en Descubrimientos o en Período de Evaluación si existe Producción.

DUSp corresponde al Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo en el Período de Explotación, en Descubrimientos o en Período de Evaluación si existe Producción.

**2.2.3. Derecho Económico por concepto de Participación en la Producción (X%):**

Para liquidar este Derecho debe aplicarse la siguiente fórmula sobre la Producción de cada Campo en cada Área asignada en Producción, así como sobre la proveniente de cada Yacimiento, en Descubrimientos y en Áreas en Evaluación:

$$DPP_{VOL} = PB * XP * FM$$

Donde:

$DPP_{VOL}$  es el Derecho Económico por concepto de Participación en la Producción (X0/0) para el Período mensual de Liquidación de que se trate, expresado en volumen, en Barriles de Petróleo o en miles de Pies Cúbicos de Gas Natural.

PB o Producción Base, es la Producción medida en el Punto de Medición Oficial o Punto de Fiscalización, después de descontar las Regalías expresadas en volumen, que resulta de la fórmula  $PB = PT - R$ .

PT es la Producción Total del Descubrimiento, de cada Área en Evaluación o de cada Campo en cada Área asignada en Producción, expresada en volumen, Barriles de Hidrocarburos Líquidos o miles de Pies Cúbicos de Gas Natural, también correspondiente al Período mensual de Liquidación de que se trate, una vez descontados los

volúmenes de Hidrocarburos utilizados en beneficio de las operaciones de extracción y los que inevitablemente se desperdicien en ellas, así como los de Gas que se reinyecten en el mismo Campo en Producción.

R es el volumen de Regalías inherente al Período Mensual de Liquidación de que se trate, expresado en Barriles de Hidrocarburos Líquidos o en miles de Pies Cúbicos de Gas Natural, según el caso.

XP corresponde al Porcentaje de Participación en la Producción pactado en el respectivo Contrato, (X%).

FM es el factor multiplicador correspondiente al rango del promedio del Precio del Hidrocarburo de que se trate, durante el Mes al que se refiera la Producción, según la siguiente Tabla:

<b>Petróleo Crudo Precio Promedio Referencia Cushing, OK WTI, "Spot Price", FOB, durante el Mes de Producción (USD/bbl)</b>	<b>Gas Natural Precio Promedio de Venta en Campo, durante el Mes de Producción (USD/Mbtu)</b>	<b>FM</b>
X<30	Y<3,0	0,77
30<=X<35	3,0<=Y<3,5	0,84
35<=X<40	3,5<=Y<4,0	0,89
40<=X<45	4,0<=Y<4,5	0,95
45<=X<50	4,5<=Y<5,0	1,00
50<=X<55	5,0<=Y<5,5	1,00
55<=X<60	5,5<=Y<6,0	1,01
60<=X<65	6,0<=Y<6,5	1,01
65<=X<70	6,5<=Y<7,0	1,02
70<=X<75	7,0<=Y<7,5	1,03
75<=X<80	7,5<=Y<8,0	1,06
80<=X<85	8,0<=Y<8,5	1,08
85<=X<90	8,50<=Y<9,0	1,1
90<=X<95	9,0<=Y<9,5	1,12
95<=X<100	9,5<=Y<10,0	1,14
X>=100	Y>=10,0	1,16

Tabla 8. Factor multiplicador del precio del hidrocarburo. Fuente: ANH.

En el evento de que la ANH opte por recaudar este Derecho Económico en dinero, debe aplicarse la siguiente fórmula:

$$DPP_{DIN} = (DPP_{VOL} \pm VC) * (PV - CD)$$

Donde:

$DPP_{DIN}$  es el monto en dinero por concepto del Derecho Económico de Participación en la Producción (X%), expresado en Dólares de los Estados Unidos de América, correspondiente al Período mensual de Liquidación de que se trate.

VC es el Volumen de Compensación, a favor o en contra, también en el Período mensual de Liquidación de que se trate, resultado de la calidad del crudo producido en cada Campo de cada Área Asignada en Explotación, en cada Descubrimiento o en cada Área en Evaluación, y entregado al sistema de oleoducto, cuando se emplee este medio de transporte, de acuerdo con el Manual de Procedimiento de Compensación Volumétrica de cada transportador por oleoducto, y con los Informes Mensuales de Balance Volumétrico del respectivo transportador.

PV corresponde al Precio de Venta aplicable al volumen de Producción a favor de la ANH, por concepto de Participación en la Producción (X%), durante el Período mensual de Liquidación de que se trate, expresado en Dólares de Estados Unidos de América por Barril (USD/bbl) para Hidrocarburos Líquidos o por millón de BTU (British Thermal Unit por su sigla en inglés) (USD/MBTU) para Gas Natural.

#### **2.2.4. Derecho Económico por concepto de Precios Altos:**

El Derecho Económico por concepto de Precios Altos a favor de la ANH corresponde a un porcentaje de la Producción y se determina por Mes

Calendario vencido, sobre la Producción Base, en función de la variación del Precio del Crudo Marcador con respecto al Precio Base (Po).

Para liquidar este Derecho debe aplicarse la siguiente fórmula:

$$DPA_{VOL} = (PB - DPP_{VOL}) * [(P - Po) / P] * D$$

Donde:

$DPA_{VOL}$  corresponde al Derecho Económico por concepto de Precios Altos, para el Período mensual de Liquidación de que se trate, expresado en volumen, es decir, en Barriles (bbl) para Hidrocarburos Líquidos o en miles de Pies Cúbicos (kft3) para Gas Natural.

PB o Producción Base, es la Producción medida en el Punto de Medición Oficial o Punto de Fiscalización, después de descontar las Regalías expresadas en volumen, que resulta de la fórmula  $PB = PT - R$

PT es la Producción Total del Descubrimiento, de cada Área en Evaluación o de cada Campo en cada Área asignada en Producción, expresada en volumen, Barriles de Hidrocarburos Líquidos o miles de Pies Cúbicos de Gas Natural, también correspondiente al Período mensual de Liquidación de que se trate, una vez descontados los volúmenes utilizados en beneficio de las Operaciones de Extracción y los que inevitablemente se desperdicien en ellas, así como los del Gas que se reinyecten en el mismo Campo en Producción.

R es el volumen de Regalías del Período Mensual de Liquidación de que se trate, expresado en Barriles (bbl) o en miles de Pies Cúbicos (kft3), según sea Hidrocarburo Líquido o de Gas Natural.

DPP<sub>VOL</sub> es el Derecho Económico por concepto de Participación en la Producción (X%) para el Período mensual de Liquidación de que se trate, expresado en volumen, es decir, en Barriles (bbl) para Hidrocarburos Líquidos o en miles de Pies Cúbicos (kft3) para Gas Natural

P es el promedio mensual del Precio Marcador, es decir, el "West Texas Intermediate W77" para Hidrocarburos Líquidos o el Precio promedio de Venta para Gas Natural

Po es el Precio Base, redondeado a centésimas, para el año 2017\*, de acuerdo con la Tabla que se consigna más adelante.

D% es el porcentaje que corresponde a la ANH, según la siguiente Tabla:

Contrato / Precio WTI (P)	Porcentaje (D%) ANH
<b>Contratos asignados directamente, por Nominación de Áreas en la Mini Ronda 2007 y en la Ronda Caribe 2007</b>	30
<b>Otros Procedimientos de Contratación</b>	
$Po \leq P < 2Po$	30
$2Po \leq P < 3Po$	35
$3Po \leq P < 4Po$	40
$4Po \leq P < 5Po$	45
$5Po \leq P$	50
Tipo de Hidrocarburo	Precio Base, Po
<b>Hidrocarburos Líquidos - Gravedad API°</b>	<b>USD por Barril</b>
Mayor de 29° API	35,15
Mayor de 22°API e inferior o igual a 29°API	36,52
Mayor de 15°API e inferior o igual a 22°API	37,87
Mayor de 10°API e inferior o igual a 15°API	54,09
<b>Provenientes de Yacimientos de Hidrocarburos en Rocas Generadoras o los demás yacimientos definitivos en el Artículo 1 del Decreto 3004 de 2013.</b>	87,30
<b>Originados en Áreas Costa Afuera</b>	
Descubrimientos a profundidades de agua de entre 300 m y 1.000 m	81,84
Descubrimientos a profundidades de agua de más de 1.000 m	99,80

<b>Gas Natural Exportado:</b>	
Distancia en línea recta entre el punto de entrega y el de recibo en el país de destino	<b>USD por MBTU (1)</b>
<b>Tipo de Hidrocarburo</b>	<b>Precio Base, Po</b>
Menor o igual a 500 km	8,13
Mayor de 500 km y menor o igual a 1.000 km	9,48
Mayor de 1.000 km o Planta de LNG (Gas Natural Licuado por sus siglas en inglés)	10,82

Tabla 9. Variables para el cálculo del derecho económico por precios altos. Fuente: ANH.

Sobre la producción de Gas Natural para consumo interno, no se causa este Derecho Económico.

Si la ANH opta por recaudar este Derecho Económico en dinero, debe aplicarse la siguiente fórmula:

$$DPA_{DIN} = (DPA_{VOL} \pm VC) * (PV - CD)$$

Donde:

$DPA_{DIN}$  es el valor del Derecho Económico por concepto de Precios Altos, expresado en Dólares de los Estados Unidos de América (USD), correspondiente al Período de Liquidación de que se trate.

VC es el Volumen de Compensación a favor o en contra, en el Período mensual de Liquidación de que se trate, resultado de la calidad del Hidrocarburo producido en cada Descubrimiento, Yacimiento y Campo del o de las Áreas en Producción, entregado al sistema de oleoductos, cuando se emplee este medio de transporte, de acuerdo con el Manual de Procedimiento de Compensación Volumétrica de cada transportador por oleoducto, y con los Informes Mensuales de Balance Volumétrico del respectivo transportador.

PV es el Precio de Venta aplicable al volumen de Producción a favor de la ANH, por concepto de Precios Altos, durante el Período mensual de Liquidación de que se trate, expresado en Dólares de Estados Unidos de América por Barril (USD/bbl) para Hidrocarburos Líquidos o por Millones de BTU (British Termal Unit por sus siglas en inglés) (USD/MBTU) para Gas Natural.

CD equivale a la suma de los costos realmente incurridos por el Contratista, conforme al Artículo 89 posterior, para transportar el volumen de Hidrocarburo a favor de la ANH, por concepto del Derecho Económico de Precios Altos, entre el Punto de Fiscalización o de Medición Oficial, y el Punto de Venta, durante el Período mensual de Liquidación de que se trate, expresado en Dólares de Estados Unidos de América por Barril (USD/bbl) para Hidrocarburos Líquidos salvo los Extrapesados, o por millones de BTU (British Termal Unit por sus siglas en inglés) (USD/MBTU) para Gas Natural.

### 2.3. PROCESO PERMANENTE DE ASIGNACIÓN DE ÁREAS<sup>20</sup>:

En lo corrido del año 2019, se llevó a cabo el “Proceso Permanente de Asignación de Áreas” por parte de la ANH, en el cual se asignaron los siguientes 11 bloques:

N°	Bloque	Cuenca	Ubicación
1	GUA OFF 10	Guajira Offshore	Costa Afuera
2	COR 9	Cordillera	Continental
3	LLA- 104	Llanos Orientales	Continental
4	LLA 85	Llanos Orientales	Continental
5	LLA 86	Llanos Orientales	Continental
6	LLA 87	Llanos Orientales	Continental
7	LLA 94	Llanos Orientales	Continental
8	LLA 99	Llanos Orientales	Continental

<sup>20</sup> [http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Procedimiento\\_Competitivo\\_Permanente\\_ANH.aspx](http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Procedimiento_Competitivo_Permanente_ANH.aspx)

9	VIM 22	Valle Inferior del Magdalena	Continental
10	VIM 24	Valle Medio del Magdalena	Continental
11	VSM 25	Valle Superior del Magdalena	Continental

Tabla 10. Contratos adjudicados en el Proceso Permanente de Asignación de Áreas 2019. Fuente: ANH.

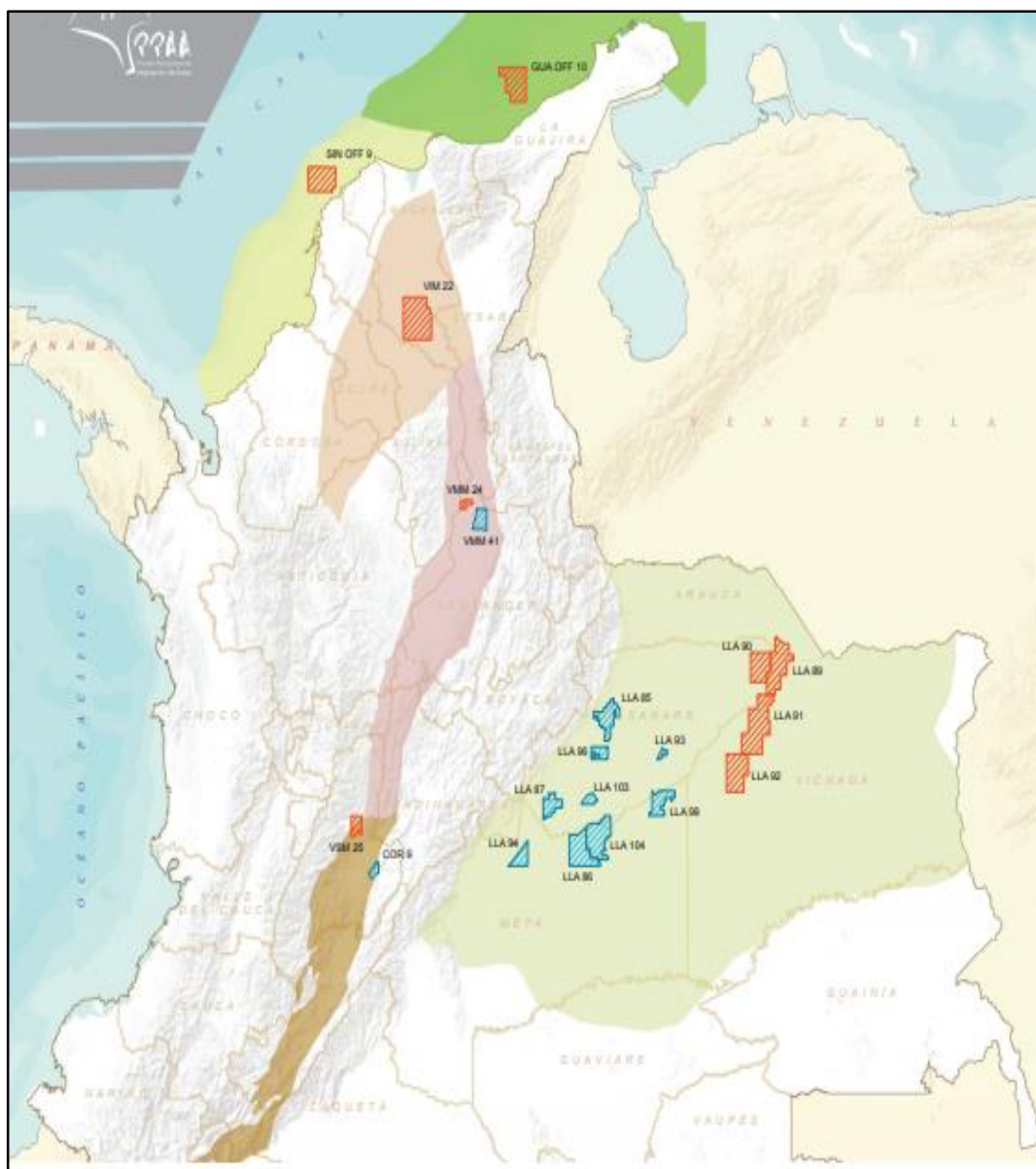


Figura 20. Áreas Ofertadas en Proceso de Asignación Áreas 2019. Fuente: ANH.

Con base en la información suministrada anteriormente, se puede observar el impacto que se ha generado desde el momento en el cual se escindió Ecopetrol y se creó la ANH, por cuanto el gobierno ha realizado un trabajo titánico para

atraer nuevos inversionistas extranjeros, y promover la exploración y el desarrollo de nuevas áreas on shore y off shore en Colombia, lo cual finalmente ha dado lugar a nuevos descubrimientos de hidrocarburos, y por ende, al incremento de las reservas y contraprestaciones económicas a título de regalías para la nación, beneficiando así a las comunidades y a la economía del país en general.

#### 2.4. CONTRATOS SUSCRITOS DESDE LA CREACIÓN DE LA ANH:

Para conocer y analizar el impacto de los procesos competitivos que ha desarrollado la ANH, es importante observar el diagnóstico de los contratos suscritos para explotación de hidrocarburos antes y después de la creación de la ANH:

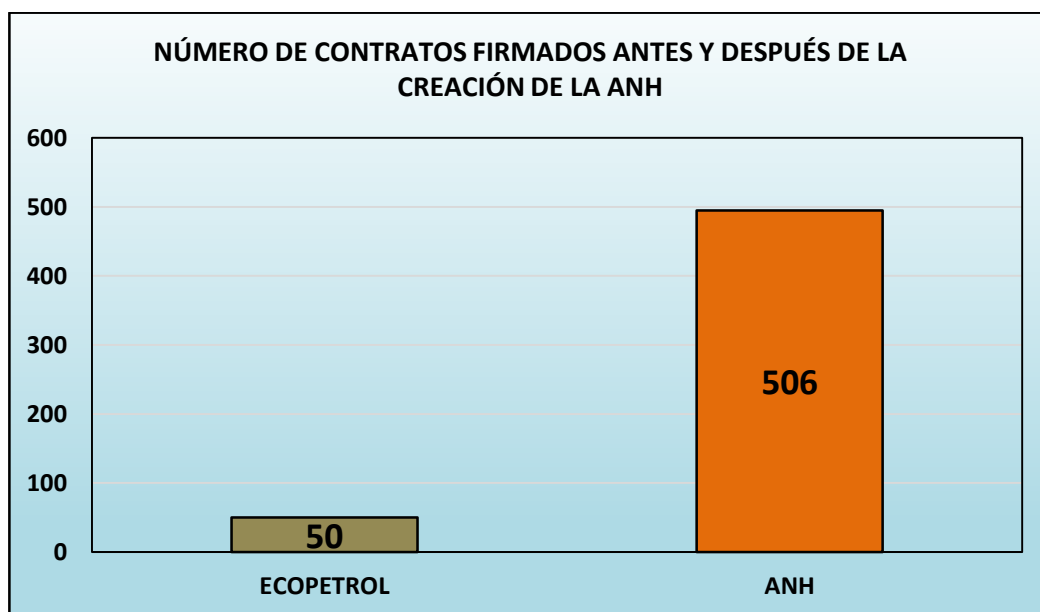


Figura 21. Contratos suscritos antes y después de la creación de la ANH. Fuente: <http://www.eiticolombia.gov.co/content/contratos-vigentes>

Los 50 Contratos suscritos por Ecopetrol a 2003 son contratos de asociación, de los cuales 45 se encuentran vigentes a la fecha<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> <http://www.eiticolombia.gov.co/content/contratos-vigentes>.

A continuación, se presenta la cronología de la suscripción de los 506 contratos suscritos por la ANH desde 2003 a la fecha, los cuales incluyen contratos tipo E&P (Exploración y Producción) y TEA (Evaluación Técnica)<sup>22</sup>:

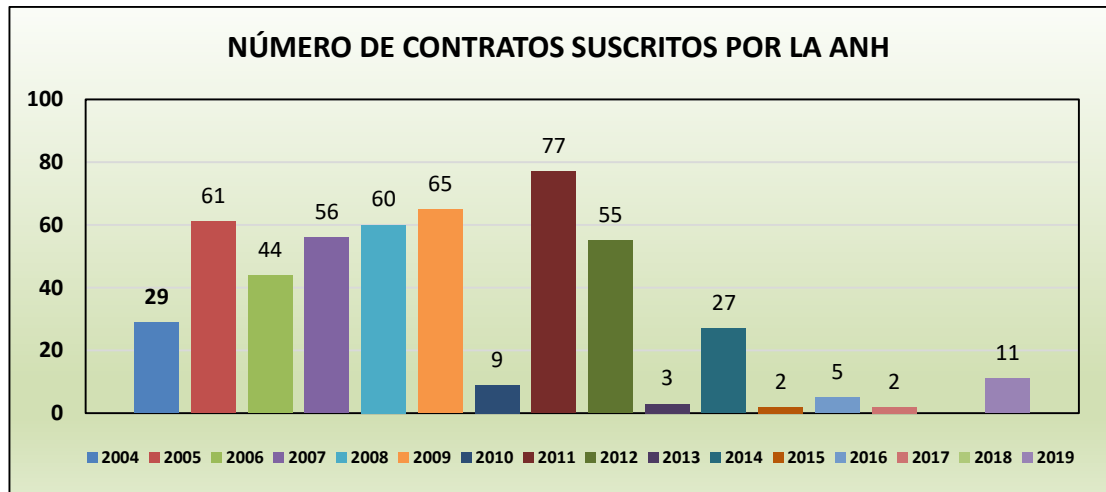


Figura 22. Cronología contratos suscritos desde la creación de la ANH. Fuente: ANH

A la fecha se han liquidado 119 contratos y se encuentran en proceso de liquidación 115 contratos más por renuncia voluntaria del Operador a alguna de las fases del Periodo exploratorio o al Periodo de Explotación, y vigentes 326 Contratos E&P, TEA y Convenios E&P y Convenios de Explotación, a los cuales se les hace seguimiento a los compromisos exploratorios y de producción, y cuya relación se presenta a continuación<sup>23</sup>:



Figura 23. Cronología de contratos suscritos desde la creación de la ANH. Fuente: ANH

<sup>22</sup> <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/contratosfirmadosEyP-TEAS.aspx>.

<sup>23</sup> Fuente: Rendición de cuentas interna ANH 2018.

De los contratos vigentes a la fecha, se encuentran suscritos 9 contratos de yacimientos no convencionales, y 26 contratos costa afuera – off shore, cuya relación se presenta a continuación:

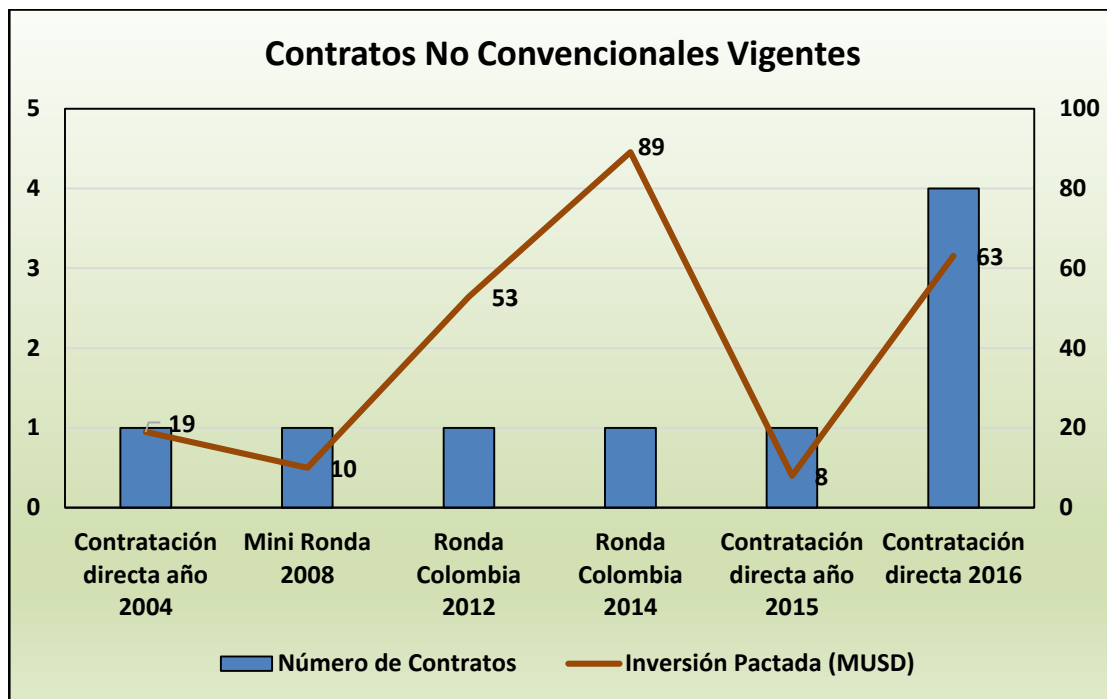


Figura 24. Contratos No Convencionales Vigentes. Fuente: ANH.



Figura 25. Contratos Off Shore en Colombia. Fuente: ANH.

### 3. NUEVOS DESCUBRIMIENTOS DE HIDROCARBUROS Y COMPORTAMIENTO DE LAS RESERVAS EN COLOMBIA ANTES Y DESPUÉS DE LA CREACIÓN DE LA ANH

A partir de la expedición del Decreto 1760 de 2003 con el cual se creó la ANH, se han suscrito nuevos contratos para la exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos del país. En el marco de la ejecución de los contratos, las compañías operadoras deben llevar a cabo actividades u operaciones de exploración durante el “Periodo Exploratorio”, cuyo objetivo es encontrar nuevos descubrimientos de crudo o gas. Estas actividades son adquisición de sísmica y perforación de pozos exploratorios del tipo A2 y A3. A continuación, se presenta el comportamiento histórico de las principales actividades llevadas a cabo durante los Periodos de Exploración y Explotación:

#### 3.1. ADQUISICIÓN DE SÍSMICA 2D EQUIVALENTE DESDE EL AÑO 2003 HASTA LA FECHA<sup>24</sup>:

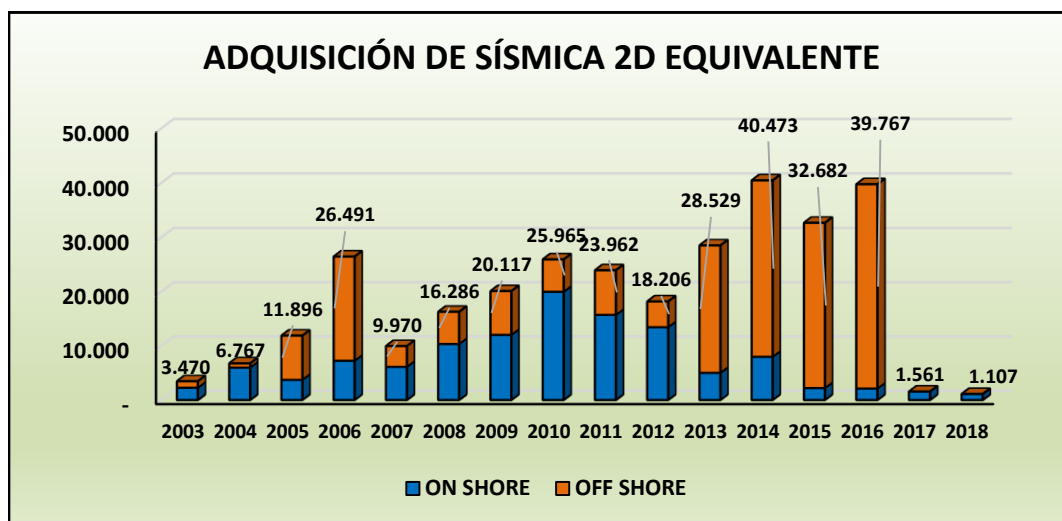


Figura 26. Adquisición de sísmica 2D equivalente on shore y off shore. Fuente: ANH.

Producto del procesamiento e interpretación de la sísmica adquirida, se identificaron prospectos de pozos exploratorios a perforar, con el fin de descubrir

<sup>24</sup> Rendición de cuentas ANH 2018.

nuevos campos productores de crudo y gas. La meta para el año 2019 es la adquisición de 1.200 Km de sísmica 2D, de los cuales a junio de 2019 se han adquirido se han corrido 551,73 Kilómetros se sísmica 2D.

### 3.2. PERFORACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS DESDE EL AÑO 2003 A LA FECHA<sup>25</sup>:

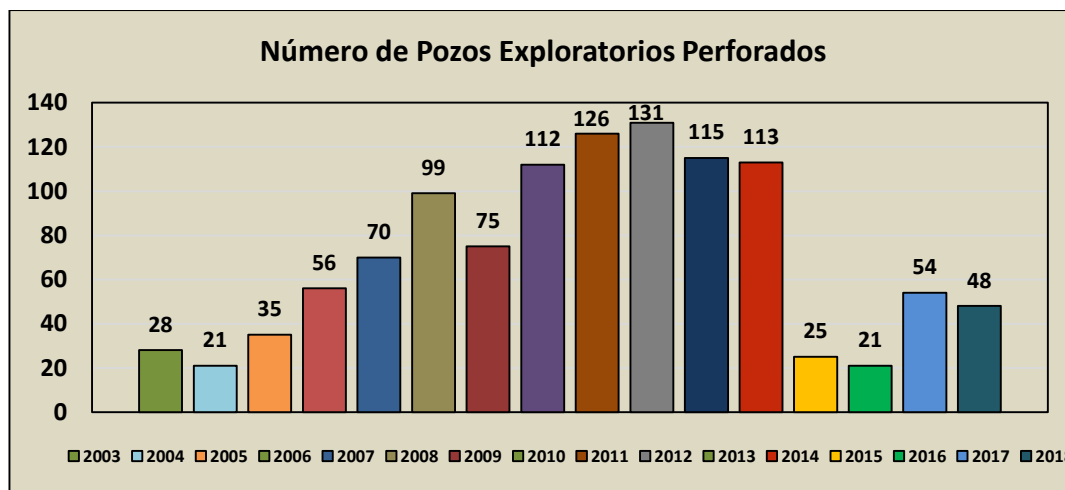


Figura 27. Número de pozos exploratorios perforados. Fuente: ANH.

Teniendo en cuenta que no todos los pozos exploratorios perforados resultan ser productores de hidrocarburos, a continuación, se presenta la relación de los pozos que una vez realizadas las pruebas iniciales tuvieron producción de crudo o gas, y presentaron un “Aviso de Descubrimiento” a la ANH:

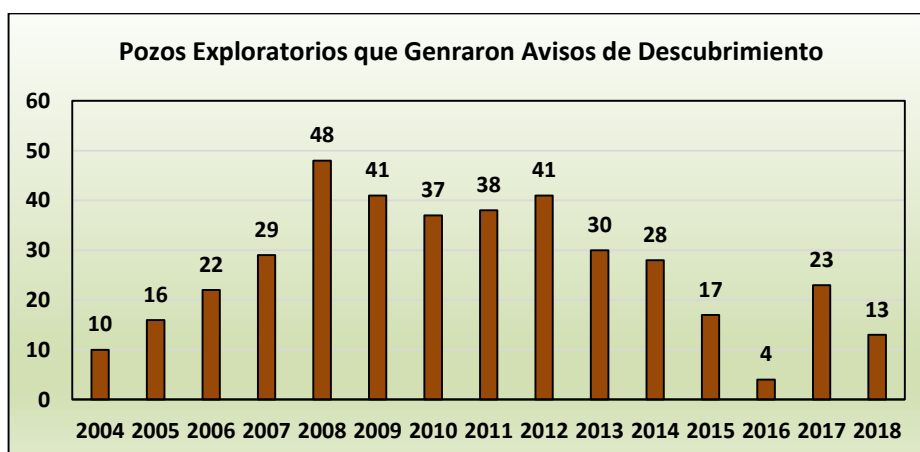


Figura 28. Pozos que presentaron Aviso de Descubrimiento. Fuente: ANH.

<sup>25</sup> Rendición de cuentas ANH 2018.

En Colombia de cada 3 pozos perforados, 2 pozos resultan secos, es decir que no arrojan muestras de hidrocarburos, ya sea crudo o gas durante el periodo de las pruebas iniciales, y 1 pozo resulta productor, es decir que en nuestro país la tasa de éxito es de 39%.

Sumado a lo anterior, cabe resaltar que no es posible extraer la totalidad del hidrocarburo que se encuentran entrampado en el yacimiento. En Colombia, el porcentaje de recobro es de 20%, es decir, que de solo es posible explotar la quinta parte del hidrocarburo descubierto, implementando diferentes métodos de recobro mejorado y optimizando los sistemas de levantamiento artificial, lo cual ayuda a extraer al máximo ese hidrocarburo.

### **3.3. NUEVOS DESCUBRIMIENTOS DE HIDROCARBUROS:**

En el primer semestre del año 2019, se perforado 22 pozos exploratorios, de los cuales 7 resultaron productores y presentaron Aviso de Descubrimiento (Frankmave East-1, Danes-1, Pomorroso-1 ST2, Indico-1, Arrecife-1 ST1, Cedrillo-1, Seje-1D).

La meta para el año 2019 es de 55 pozos exploratorios tipo A2 y A3 perforados, es decir, que para el segundo semestre de 2019 se esperan perforar los 33 pozos restantes. Esto se ha visto reflejado en el comportamiento de la economía durante el primer trimestre del año, en donde la economía creció 2,8%, según lo informado por el DANE.

### **3.4. COMPORTAMIENTO DE LAS RESERVAS EN COLOMBIA:**

Respecto al balance de las reservas de hidrocarburos, éstas se basan en los Informes de Recursos y Reservas - IRR entregados por las compañías operadoras en el país, según los parámetros del Acuerdo 11 del 16 de

septiembre de 2008 y de la Resolución 159 del 12 de febrero de 2014, los cuales fueron consolidados y revisados por la ANH<sup>26</sup>:

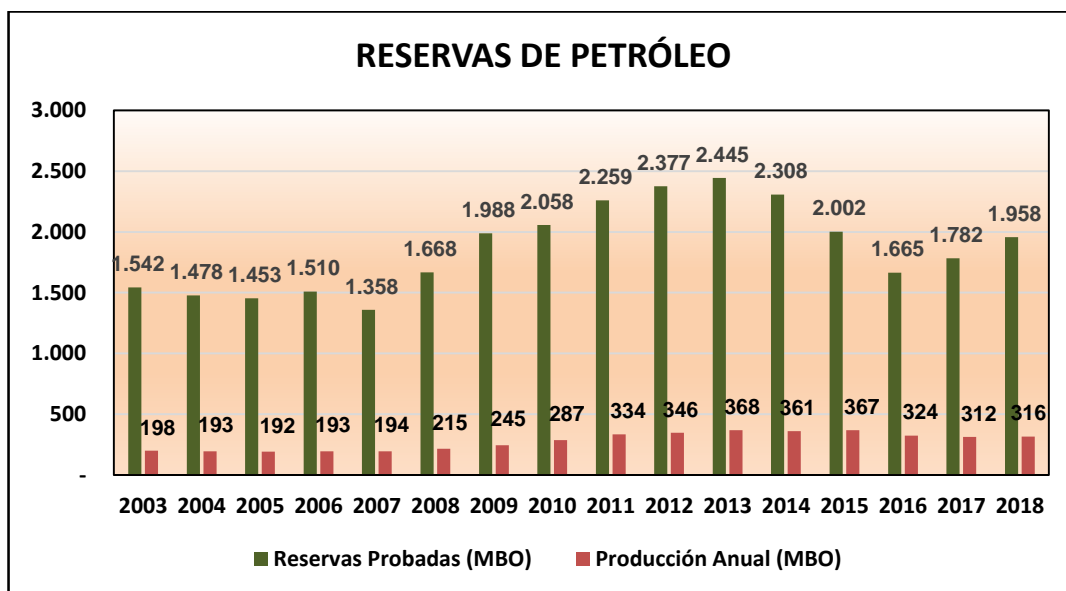


Figura 29. Comportamiento Histórico Reservas de Petróleo. Fuente: ANH.

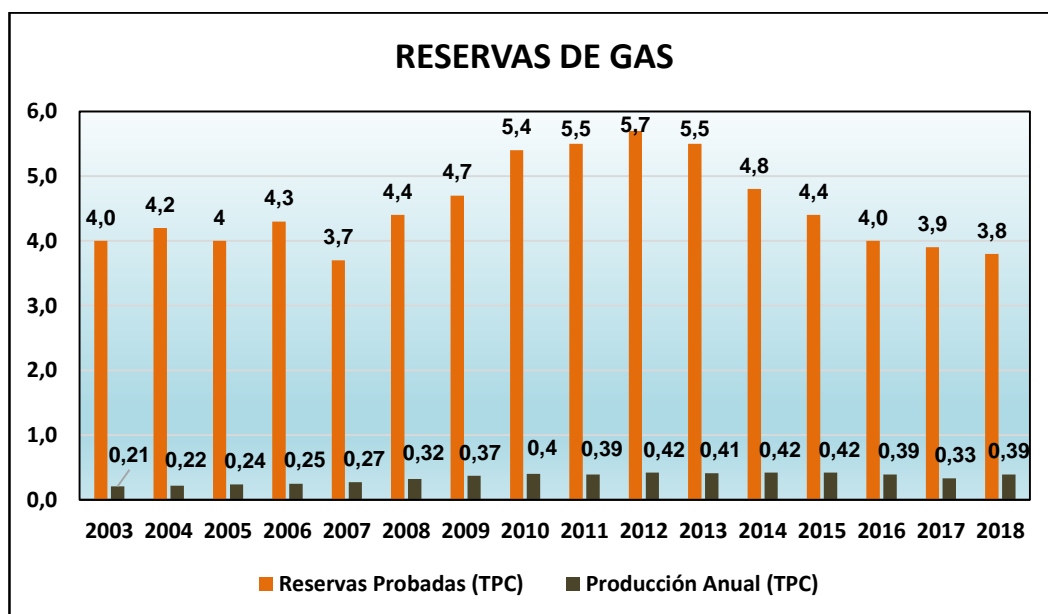


Figura 30. Comportamiento Histórico Reservas de Gas. Fuente: ANH.

<sup>26</sup> <http://www.anh.gov.co/la-anh/Informes%20de%20Gestin/Presentaci%C3%B3n%20Informe%20de%20Gesti%C3%B3n%202014.pdf>

Antes de la creación de la ANH, es decir, a 31 de diciembre de 2002, Colombia tenía unas reservas probadas de crudo de 1.632 millones de barriles y de gas de 0,7 giga pies cúbicos; después de la creación de la ANH a 31 de diciembre de 2018, el país tiene unas reservas probadas de crudo de 1.958 MMBOP y de gas de 3,8 TPC, lo cual refleja un aumento en las reservas de crudo en 326 MMBOP y en las reservas de gas en 3,1 TPC.

Todo esto gracias a las actividades sísmica y perforación de pozos exploratorios en busca de nuevos descubrimientos de hidrocarburos, impulsados gracias a la promoción de la ANH a las distintas compañías operadoras para invertir en áreas inexploradas en el país. Adicionalmente, gracias a todas las medidas impulsadas por la ANH desde 2003 a la fecha, ha permitido mantener la producción en los campos productores en etapa de explotación, y ha incentivado a las compañías también a reactivar campos que se consideraban marginales.

Finalmente, los proyectos de producción incremental son muy importantes para incorporar nuevas reservas, por cuanto contemplan inversiones adicionales en los distintos contratos, y se encuentran encaminadas a aumentar el factor de recobro de los yacimientos existentes. El Artículo 29 del Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018, estableció que todos los proyectos de producción incremental serán beneficiarios de lo estipulado en el parágrafo 3 del artículo 16 de la Ley 756 de 2002, con aprobación del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización.

La relación de Reservas/Producción (R/P) permite afirmar que a 31 de diciembre de 2018, el país cuenta con un abastecimiento de crudo para 6,2 años, manteniendo la misma tasa de producción del año 2017.

No obstante, con los nuevos descubrimientos y proyectos de recobro, se han estimado reservas probables y posibles que ayudan a incrementar esta relación, tal y como se observa en el siguiente pronóstico de producción realizado hasta el año 2054, en el cual se puede observar cómo se acentúa la declinación de las reservas probadas (barras verdes):

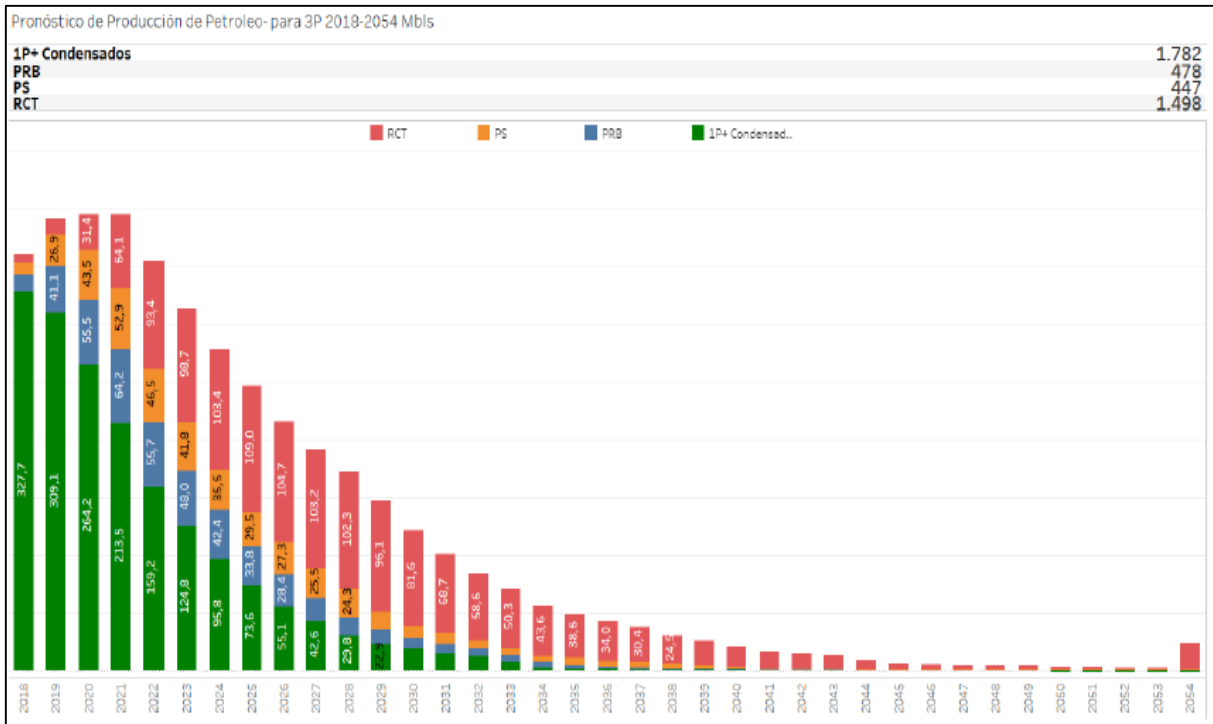


Figura 31. Pronóstico de Producción Petróleo (3P) y recursos contingentes. Fuente: ANH.

De la gráfica anterior se observa, que el impacto de las reservas probables y posibles en el pronóstico de producción no es muy significativo, obteniéndose la mayor contribución en los años 2020, 2021 y 2022; la producción se extiende hasta el año 2054, y a partir de 2025 se obtienen niveles menores a 300.000 bopd, umbral que se disminuye entre 200.000 hasta llegar a 100.000 bopd en 2031. La adición de reservas probables y posibles cubriría un 52% del valor de las reservas probadas actuales, aunque inferior al potencial impacto de los recursos. Por ello la necesidad de desarrollar proyectos que favorezcan la migración de recursos contingentes en el corto plazo. Además de continuar fortaleciendo los proyectos de Recobro Mejorado y la exploración en bloques Off-Shore para el mediano plazo, y la retoma de programas de exploración y ejecución de contratos para desarrollar recursos no convencionales<sup>27</sup>.

En cuanto a las reservas de gas, la relación de Reservas/Producción (R/P) de gas permite afirmar que el país cuenta con un abastecimiento para 9,7 años,

<sup>27</sup> Fuente: Rendición de cuentas ANH 2018.

manteniendo la misma tasa de comercialización y producción de blancos registrada en el año 2018. El pronóstico de producción de gas hasta el año 2054 se observa en la siguiente gráfica:

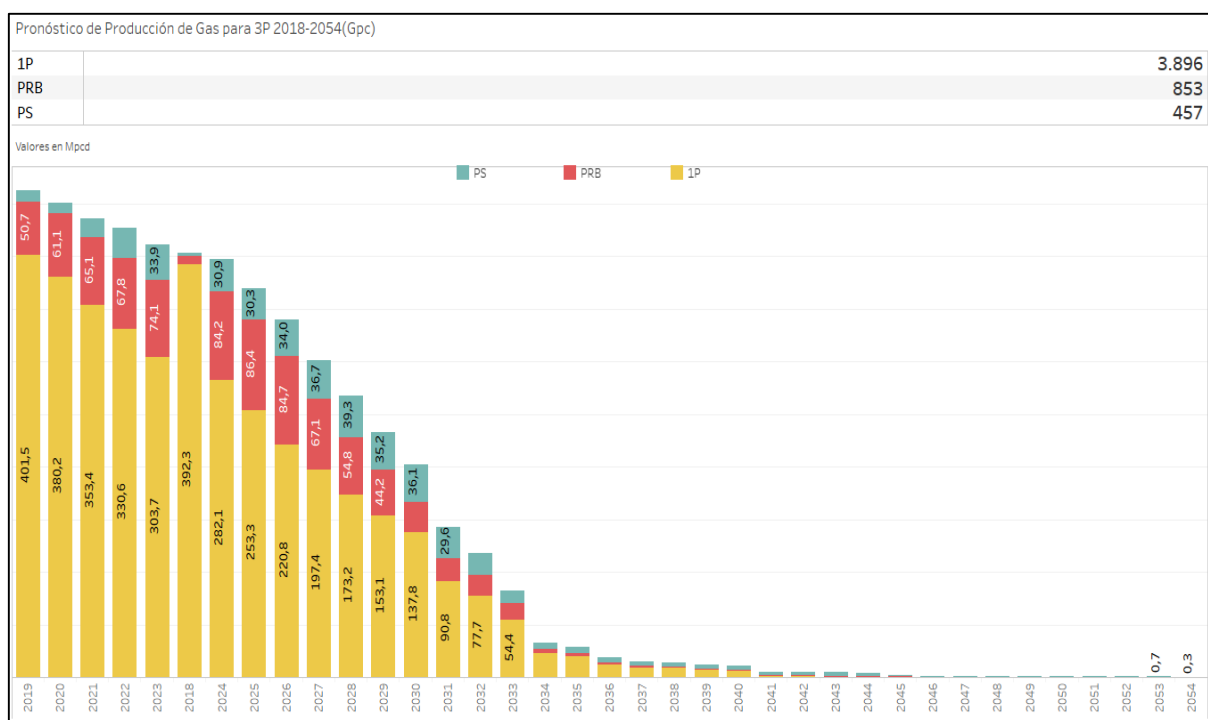


Figura 32. Pronóstico de Producción Gas (3P). Fuente: ANH.

La contribución de las reservas probables y posibles presentadas en los IRR, mejora el perfil en el mediano plazo, aunque no modifica el efecto de la declinación marcada a partir del año 2030, por lo que se debe continuar el esfuerzo industria – gobierno para incentivar tanto el incremento de reservas de gas como el fortalecimiento del mercado y mejora de los costos de transporte, teniendo en cuenta el impacto social que tiene el consumo de gas en el país. Esfuerzos adicionales deben dirigirse a áreas costa fuera (“offshore”), donde el potencial es mayor, pero los costos y desarrollo presentan retos grandes<sup>28</sup>.

Dentro de las actividades que adelanta la ANH, se lleva a cabo el seguimiento de los “Pilotos de Recobro Mejorado (EOR)”, “Proyectos de Producción Incremental (PPI)”, adjudicación del “Certificado de Reembolso Tributario

<sup>28</sup> IBIDEM 28

(CERT)”, y el “Convenio Interadministrativo suscrito con Colciencias para adelantar proyectos de ciencia y tecnología”.

✓ **Proyectos de Recobro Mejorado:**

El objetivo fundamental de los proyectos de recobro mejorado es aumentar el factor de recobro último que se lograría con los métodos tradicionales de producción, extrayendo un porcentaje adicional de petróleo del yacimiento, llamado Petróleo Original En Sitio – POES; esto aplicando tecnologías, procesos o mecanismos de recuperación secundaria, terciaria o mejorada de petróleo.

Durante la vigencia 2018 se registraron 39 proyectos piloto de recobro mejorado -EOR. En la siguiente gráfica se muestra la ubicación de los proyectos actuales<sup>29</sup>.

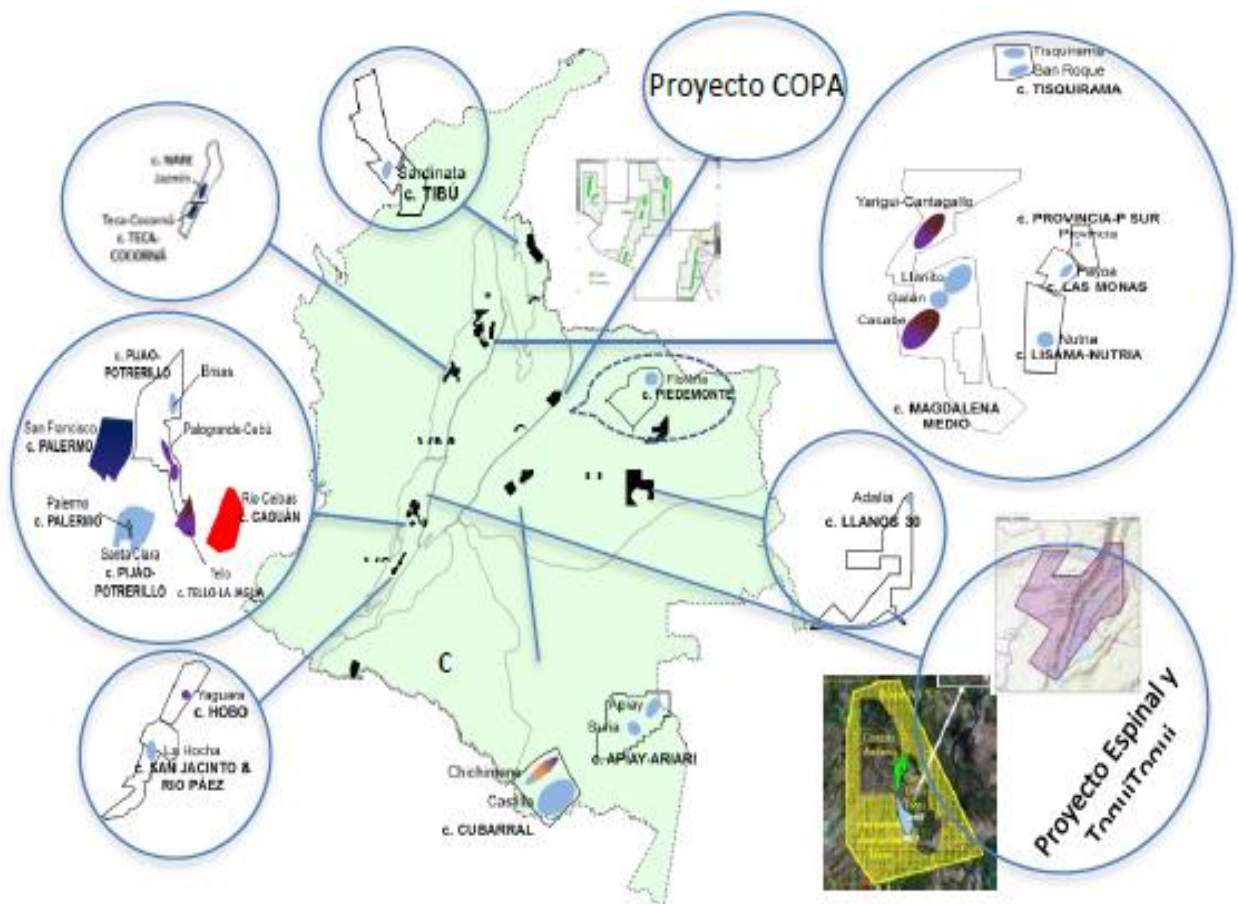


Figura 33. Ubicación proyectos piloto de recobro mejorado activos 2018. Fuente: ANH.

<sup>29</sup> IBIDEM 29

✓ **Proyectos de Producción Incremental:**

Durante el año 2018 se realizó el análisis y aprobación de cuatro Proyectos de Producción Incremental – PPI, de las empresas Petroleos Sudamericanos, Petrosantander Colombia Inc., Gran Tierra Energy Colombia Ltd, y Ecopetrol S.A., mediante los cuales, las compañías se comprometen a realizar inversiones adicionales en la operación de los campos con el fin de incrementar el factor de recobro, incorporar nuevas reservas y, de esta manera, producir volúmenes de hidrocarburos adicionales a los estimados en las curvas básicas de producción y en contraprestación, obtienen como beneficio un ajuste en el porcentaje de regalías de la producción adicional<sup>30</sup>:

✓ **Certificado de Reembolso Tributario – CERT para proyectos de inversión en hidrocarburos:**

En el año 2018 la Gerencia de Reservas y Operaciones participó en el diseño e implementación del Certificado de Reembolso Tributario - CERT para proyectos de inversión en hidrocarburos, específicamente en la parte de inversión en recobro mejorado.

Según lo establece el Decreto 2253 de 2017, las inversiones en el sector de hidrocarburos que darán lugar al otorgamiento del CERT serán exclusivamente aquellas que tengan por objeto el descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos, la adición de reservas probadas o la incorporación de nuevas reservas recuperables, ya sea mediante actividades de exploración o mediante actividades dirigidas al aumento del factor de recobro en proyectos de cuencas en tierra firme, incluidas en este último caso las respectivas pruebas piloto.

El CERT será otorgado a aquellos contribuyentes que incrementen las inversiones y corresponderá a un monto derivado de un porcentaje sobre el valor del incremento de las inversiones, será un ingreso no constitutivo de renta ni ganancia ocasional para quien lo percibe o adquiere, podrá ser utilizado para el

---

<sup>30</sup> Rendición de cuentas ANH 2018.

pago de impuestos de carácter nacional administrados por la DIAN, será libremente negociable en el mercado de valores secundario, divisible y su redención sólo podrá realizarse desde el año dos hasta el año cinco, contados a partir de la fecha en que fue otorgado.

La ANH en cumplimiento del citado decreto, dio inicio e implementó el proceso mediante la promulgación de las resoluciones 108, 159 y 284 de 2018, creando el marco reglamentario requerido.

A continuación, se muestran discriminadas las propuestas aprobadas para beneficio CERT, incluyendo los resultados esperados en la vigencia 2018 y los totales (4 años).

OPERADORA	CONTRATO	VOLUMEN PARA AGREGARRESERVAS PROBADAS BPE		PRODUCCIÓN DE VOLUMENES DE RESERVAS PROBADAS BPE		INVERSIÓN INCREMENTAL EN MILLONES DE PESOS COLOMBIANOS		TOTAL CERT SOLICITADO (Millones COP)	
		2018	TOTAL	2018	TOTAL	2018	TOTAL	2018	TOTAL
Ecopetrol S.A.	Cubarral	32.523.392	66.108.517	5.308.217	42.948.870	250.699	661.049	125.349	330.524
Frontera Energy Colombia Corp.	Guatiquia	3.295.030	3.295.030	442.547	1.540.283	57.111	57.111	25.129	25.129
Ecopetrol S.A.		1.562.747	11.808.816	4.429	2.710.371	26.988	203.935	8.096	61.181
Ecopetrol S.A.	Cubarral	11.131.466	16.625.428	71.562	5.839.402	48.557	187.019	12.625	48.625
Ecopetrol S.A.	Cubarral	10.022.492	18.850.828	441.850	8.211.056	158.708	379.675	41.264	98.715
Ecopetrol S.A.	Magdalena Medio	610.579	7.546.123	35.805	3.519.359	87.974	296.672	18.474	62.301
Ecopetrol S.A.	Pijao Potrerillo	1.843.897	1.843.897	182.775	1.196.728	90.366	90.366	13.555	13.555
Ecopetrol S.A.	CPO9	11.028.225	22.351.866	439.822	12.832.743	274.548	430.869	41.182	64.630
Parex Resources Colombia LTD	Cabrestero	1.340.264	4.152.636	252.911	739.250	98.178	102.960	14.727	15.444
Ecopetrol S.A.	Caño Sur	255.250	17.736.625	77.200	4.095.420	80.397	974.329	12.060	146.149
Ecopetrol S.A.	Pijao Potrerillo	4.512.030	4.512.030	223.498	1.352.248	51.070	52.375	7.661	7.856

OPERADORA	CONTRATO	VOLUMEN PARA AGREGAR RESERVAS PROBADAS BPE		PRODUCCIÓN DE VOLUMENES DE RESERVAS PROBADAS BPE		INVERSIÓN INCREMENTAL EN MILLONES DE PESOS COLOMBIANOS		TOTAL CERT SOLICITADO (Millones COP)	
		2018	TOTAL	2018	TOTAL	2018	TOTAL	2018	TOTAL
Frontera Energy Colombia Corp.	Quifa	282.100	4.559.136	39.494	2.347.266	24.829	287.982	2.979	34.558
Ecopetrol S.A.	Tibú	439.700	8.242.900	18.250	869.465	32.653	554.210	3.918	66.505
Geopark Colombia S.A.S.	Llanos 34	13.000.000	22.700.000	775.296	12.642.318	48.112	127.079	4.811	12.708
Ecopetrol S.A.	Cira Infantas	206.787	243.890	36.293	147.240	18.208	21.475	1.821	2.148
Ecopetrol S.A.	Cira Infantas	1.041.551	1.368.227	62.766	475.626	51.457	67.596	5.146	6.760
Geopark Colombia S.A.S.	Llanos 34	15.000.000	26.000.000	337.466	10.611.472	58.192	126.625	5.819	12.662
Frontera Energy Colombia Corp.	Quifa	911.125	2.745.584	221.796	1.909.035	30.257	350.762	1.815	21.046
Gran Tierra Energy INC.	Midas	57.198.440	91.595.375	636.560	14.582.480	338.866	455.425	16.571	22.270

Tabla 11. Relación de Proyectos aprobados en 2018 para CERT. Fuente: ANH.

A continuación, se muestra un resumen de los principales beneficios de la aplicación del CERT para los próximos cuatro años:

- Inversión Incremental Total (Millones): \$5.427.514.
- Volumen para agregar a Reservas Probadas(BPE): 332.286.908.
- Producción de Volumen de Reservas Probadas (BPE): 128.569.842.
- Incentivo CERT solicitado Total (Millones): \$1.052.765.

✓ **Gestión de la Ventanilla Única de Comercio Exterior - VUCE:**

Las exenciones arancelarias en el sector de hidrocarburos se establecen inicialmente en el Código de Petróleos (Decreto 1056 de 1953- Ministerio de Minas y Petróleos), especificándose la responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía de supervisar tales alivios contemplados en el código. La función es

reassignada a la ANH por medio del Decreto 4130 de 2011, Artículo 2, Numeral 3, del Ministerio de Minas y Energía, que estipula: “Supervisar las especificaciones y destinación del material importado en el subsector de hidrocarburos para efectos de aplicar las exenciones previstas en el Código de Petróleos o normas que lo modifiquen o adicionen, asignada al Ministerio de Minas y Energía en el numeral 24 del artículo 12 del Decreto 70 de 2001.”

La Circular 037 de 2016 del Ministerio de Comercio Industria y Turismo especifica que:

“Requieren de autorización de la ANH, las solicitudes de licencia de importación presentadas por entidades privadas en las cuales se solicite exención arancelaria para las importaciones de maquinaria, equipos y repuestos destinados a la exploración, explotación, beneficio, transformación, transporte por ductos, de conformidad con lo establecido en el literal h) del artículo 9 y el artículo 9.1 del Decreto 255 de 1992 y demás normas que lo modifiquen o adicionen.

Así mismo, las importaciones que efectúen: la Nación, las entidades territoriales y las entidades descentralizadas por servicios que se dediquen, entre otros, a la exploración y explotación de hidrocarburos, según lo señalado en el literal b) del artículo 7 del Decreto 255 de 1992 y demás normas que lo modifiquen o adicionen.”

Con base en lo anterior pero acorde con la naturaleza y funciones de la ANH, se emiten vistos buenos para las importaciones de maquinaria, equipos y repuestos destinados a la Exploración y Explotación de hidrocarburos (Upstream). Los vistos buenos para las importaciones que ocurren en alguno de los otros dos sectores de la industria del petróleo (Midstream y Downstream), deben ser emitidos por el Ministerio de Minas y Energía.

Las autorizaciones y vistos buenos previos, que las entidades en el marco de sus competencias deben emitir, se realizan a través de la Ventanilla Única de

Comercio Exterior (VUCE), creada por el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, con el Decreto 4149 de 2004; el cual, en su artículo 1, literal a, estipula uno de los objetivos de la VUCE: “Tramitar las autorizaciones, permisos, certificaciones o vistos buenos previos que exigen las diferentes entidades competentes para la realización de las operaciones específicas de exportación e importación”.

### **3.5. REGALÍAS Y DERECHOS ECONÓMICOS:**

En cumplimiento a la Ley 1530 de 2012, la ANH tiene dentro del ciclo de regalías, la función de determinar y ejecutar los procedimientos y plazos de liquidación de las regalías, señalar, mediante actos administrativos de carácter general, los términos y condiciones para la determinación de los precios base de liquidación de las regalías y compensaciones, recaudar las regalías y compensaciones liquidadas y pagadas en dinero o en especie, y transferir los recursos recaudados en cada periodo a la Cuenta Única del Sistema General de Regalías.

Adicionalmente, de acuerdo con las disposiciones transitorias de esta misma Ley, la ANH continúa con la función de recaudo, distribución y giro de las regalías y compensaciones causadas antes de la entrada en vigencia del Sistema General de Regalías de acuerdo con la normativa vigente en ese momento, lo cual incluye la administración de los recursos de regalías de las entidades territoriales que se encuentren con medida de suspensión preventiva y correctiva, los giros y los reintegros del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP y el giro de los recursos correspondientes al margen de comercialización, entre otros.

En relación a la comercialización de hidrocarburos de regalías, acorde al numeral 10 del artículo 4 del Decreto 4137 de 2011, corresponde a la ANH “Administrar la participación del Estado, en especie o en dinero, en los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los contratos y convenios de exploración y explotación, y demás contratos suscritos por la Agencia, incluyendo las regalías, en desarrollo de lo cual podrá disponer de dicha participación mediante la celebración de contratos u operaciones de cualquier naturaleza”; con lo cual

la ANH realiza la contratación con terceros de la comercialización del crudo y del gas correspondiente a las regalías, además de la liquidación y recaudo de los Derechos Económicos pactados en los contratos y convenios de Exploración y Explotación (E&P) de hidrocarburos suscritos por la Agencia<sup>31</sup>.

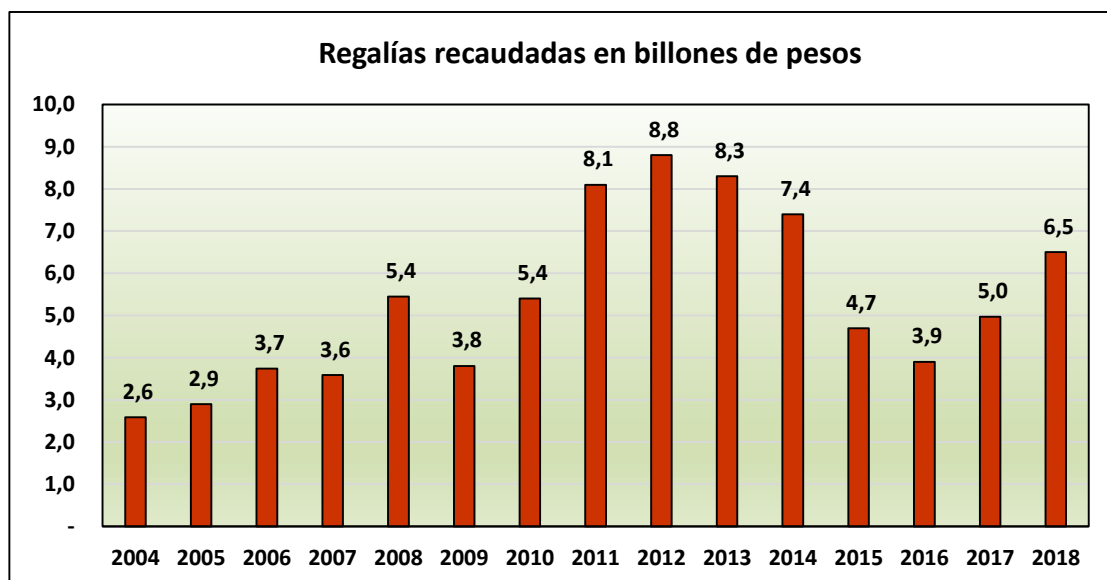


Figura 34. Valor recaudado por concepto de regalías. Fuente: ANH.

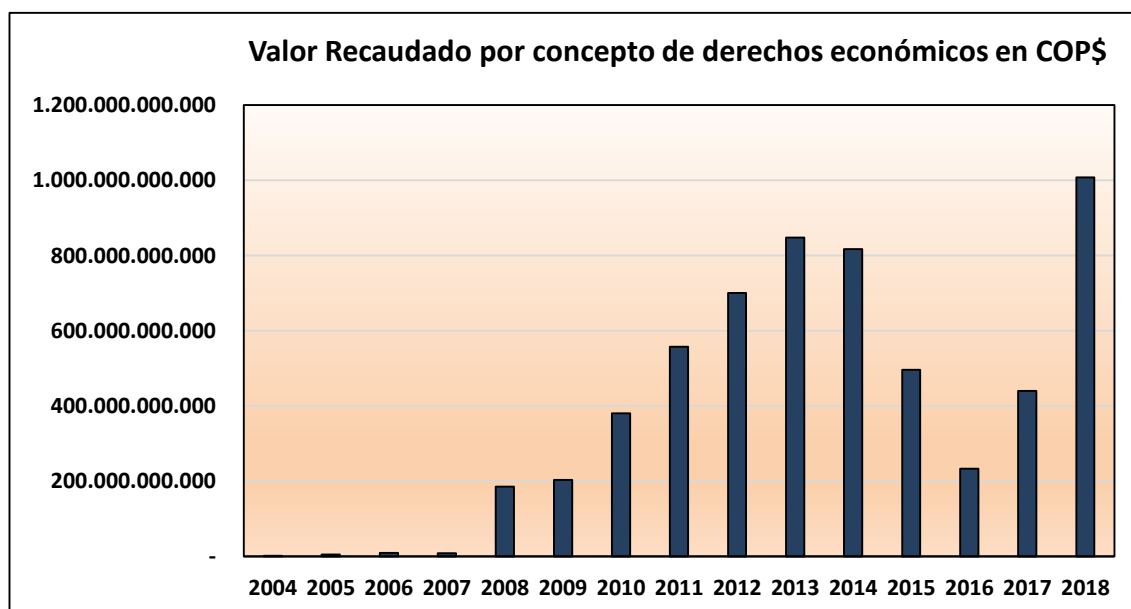


Figura 35. Valor recaudado por concepto de derechos económicos. Fuente: ANH.

<sup>31</sup> <http://www.anh.gov.co/la-anh/Informes%20de%20Gestin/Informe%20de%20gesti%C3%B3n%202016.pdf>

Teniendo en cuenta la modificación del párrafo del artículo 150 de la Ley 1530 de 2012 adicionado por el artículo 6 de la Ley 1608 de enero de 2013, que introdujo un cambio en la destinación del desahorro para el pago de las deudas del régimen subsidiado de salud, se hizo necesaria la expedición del Decreto 1849 de agosto 29 de 2013, “para establecer el procedimiento de giro de los recursos del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera – FAEP”.

Atendiendo las disposiciones legales establecidas en la Ley 1530 de 2012 y conforme al procedimiento de giro vigente respecto de estos recursos, contenido en el Decreto 1849 de 2013, durante 2018 la ANH ha tramitó a solicitud de los partícipes, los cupos de desahorro de recursos del FAEP del orden de USD\$110.416.523, que fueron monetizados y girados a cada uno de los partícipes del Fondo. Como resultado de los desahorros tramitados a la fecha, el saldo acumulado en el FAEP al cierre del mes de diciembre de 2018 asciende a USD \$113.350.940, de conformidad con la conciliación realizada por el Banco de la República y cuyo comportamiento se observa en la siguiente gráfica<sup>32</sup>:

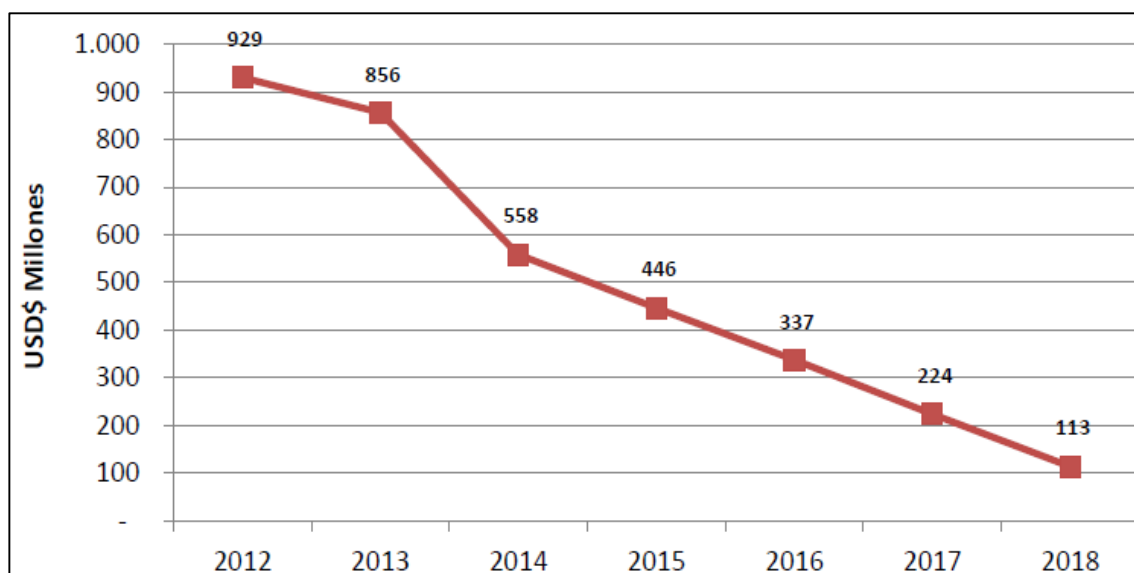


Figura 36. Histórico saldo FAEP a diciembre 2018 (en millones de USD). Fuente: ANH.

<sup>32</sup> Rendición de cuentas ANH 2018.

Para 2018 se monetizaron adicionalmente USD\$2.923.457 correspondiente a los rendimientos financieros generados durante el año anterior por los recursos del FAEP y trasladados por el Banco de la República para el giro directo a los partícipes de dicho Fondo. Estos rendimientos representaron un giro directo de \$8.244.149.727 a favor de los partícipes de este fondo.

En la gráfica siguiente se puede observar el porcentaje de participación en el saldo actual del FAEP de las distintas entidades territoriales beneficiarias del Fondo. Así, puede identificarse que la mayor participación la tienen los departamentos de Arauca y Casanare.

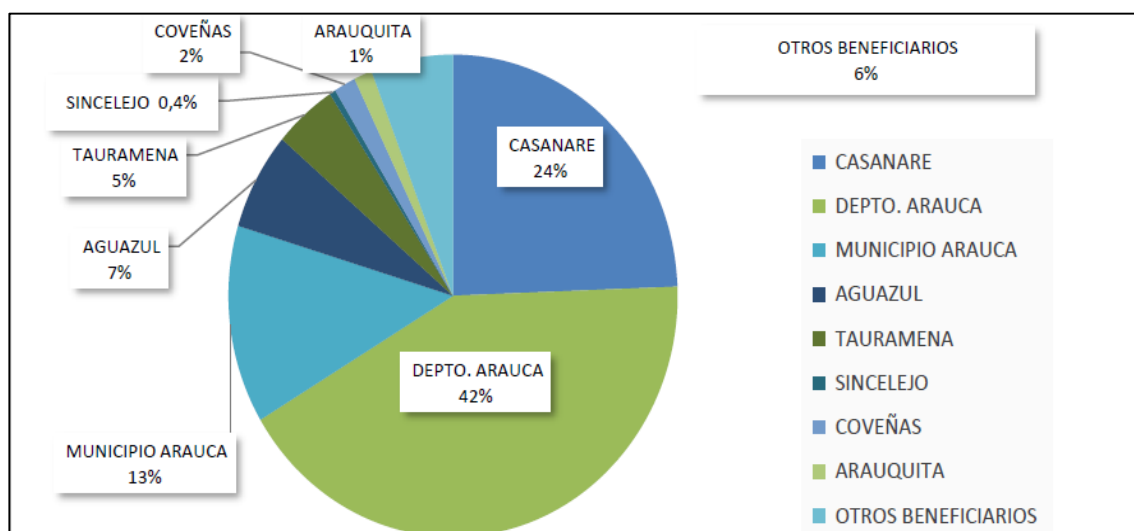


Figura 37. Participación % de entidades territoriales en saldo de FAEP. Fuente: ANH.

La disminución de la actividad petrolera en los años 2015 y 2016, debido a la crisis económica por distintos factores económicos y políticos que impactó al país por la baja en los precios el crudo de US\$100 a 32 US\$, generando que Colombia recibiera menos ingresos por concepto de la renta petrolera, y que aumentara el desempleo en el país. Algunas de las principales razones de esta crisis se presentan a continuación<sup>33</sup>:

<sup>33</sup> <https://revistaempresarial.com/industria/seguridad-industria/afecta-crisis-petrolera-colombia/>

- **Desaceleración Economía China:** China siendo el segundo consumidor e importador de petróleo en los últimos años, pese a toda la situación tiene baja demanda siendo una de las razones que lleva a la caída del precio. En la medida en que hay una menor actividad económica, la demanda de crudo se contrae, lo que hace caer su precio internacional en medio de una alta oferta, haciendo, a su vez, que el dólar se fortalezca frente a las demás monedas.
  
- **Aumento producción Petróleo no convencional o de esquisto en Estados Unidos:** Existe la teoría que Estados Unidos ha hundido el precio del petróleo para castigar a Rusia, Irán y Venezuela, cuya economía depende mayormente de las exportaciones de hidrocarburos. Una herramienta para subir o bajar el precio del petróleo es la política monetaria estadounidense. Un fortalecimiento de la moneda estadounidense provoca una caída en los precios del petróleo.
  
- **Guerra de Divisas, depreciaciones asociadas:** Los países optan por depreciar su moneda para aumentar las exportaciones tal es el caso de Colombia, Venezuela, Argentina y Brasil. Al depreciar estas monedas se fortalece el dólar, que superó la barrera de los 3000 pesos en el año 2016.
  
- **Reacción Arabia Saudita:** Arabia Saudita, ha venido actuando tradicionalmente como el “productor” del cartel, utilizando su capacidad de producción excedentaria para aumentar o reducir el suministro de petróleo con el fin de estabilizar los precios de una determinada franja. Arabia Saudita ha mantenido sus niveles de producción, a pesar de llegar a acuerdos con la OPEP ha bajado muy poco el nivel de producción, siendo el responsable del desplome del precio. Se considera que este juego está en contra de Estados Unidos frente a una revolución de producción de esquisto, para obtener beneficios tanto económicos como políticos.
  
- **Regreso de Irán:** Al levantarse la sanción a Irán regresó aumentando a producción de petróleo en 500.000 barriles al día, llegando a un nivel de

producción alto históricamente, llevando al precio del petróleo a su disminución.

- **Decisiones OPEP:** La Organización de países exportadores de petróleo (OPEP) fue fundada el 14 de septiembre de 1960 a través de unos acuerdos previos establecidos en el primer Congreso Petrolero Árabe realizado en El Cairo (Egipto), a iniciativa del Gobierno de Venezuela y por el gobierno de Arabia Saudita, la OPEP tiene una gran influencia en el mercado de petróleo, especialmente si decide reducir o aumentar su nivel de producción, controla aproximadamente el 43% de la producción mundial de petróleo y el 81% de las reservas de petróleo, su dominio en las exportaciones de crudo, para el tercer trimestre del año 2016, se situó en alrededor del 34,9% además, concentra la totalidad de la capacidad de producción de petróleo del mundo, lo que, de hecho, convierte a la OPEP en el banco central del mercado petrolero.

A finales del año 2014, la producción de crudo promedio diaria en el país estaba en el orden de los 1.150 kbpd, y para finales de 2015 el promedio cayó a 1.005 kbpd, no obstante, las metas fijadas para la vigencia 2015 en el “Plan Nacional de Desarrollo – PND” se cumplieron en un 90%<sup>34</sup>:

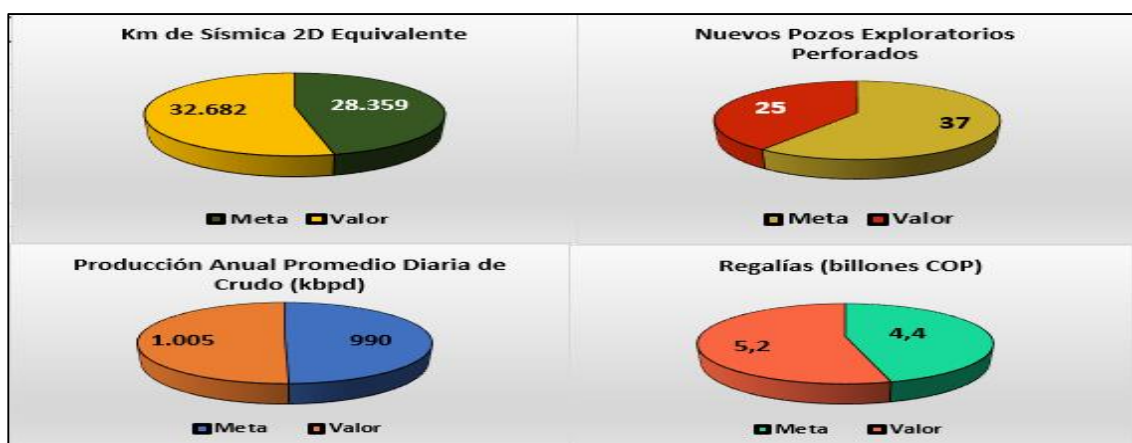


Figura 38. Indicadores Meta vs. Valor Ejecutado año 2015. Fuente: ANH.

<sup>34</sup> <http://www.anh.gov.co/la-anh/Informes%20de%20Gestin/Presentaci%C3%B3n%20Informe%20de%20Gesti%C3%B3n%202015.pdf>

En la vigencia 2015, la ANH impulsó un “Plan de Impulso a la Productividad y el Empleo - PIPE” para mitigar los efectos de la baja de los precios del petróleo, cuyas estrategias se mencionan a continuación:

- ✓ Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos – PINES: En el Plan Nacional de Desarrollo, se estableció en sus artículos 49 al 52, la prioridad que las distintas entidades deben dar a la ejecución de proyectos considerados como de interés nacional, entre ellos la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, la cual tramitará de manera integral y exclusiva los permisos y licencias ambientales requeridos en la ejecución de los PINE.
  
- ✓ Condiciones de los Contratos Costa Afuera adjudicados antes del 2014: Se estableció en su artículo 28, que la ANH adoptará reglas de carácter general conforme a las cuales podrán adecuarse o ajustarse los contratos E&P, y los contratos TEA en materia económica, sin que bajo ninguna circunstancia se puedan reducir los compromisos de inversión inicialmente pactados.

También en el Acuerdo 02 de 2015 se determinaron condiciones de términos de extensiones o plazos en periodo exploratorio para contratos off shore.

- ✓ Regalía Variable para la producción: En el Artículo 29 del Plan Nacional de Desarrollo -PND, indicó que todos los proyectos de producción incremental serán beneficiarios de lo establecido en el párrafo tercero del artículo 16º de la Ley 756 de 2002, para lo cual se deberá obtener la aprobación previa del proyecto por parte Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces en materia de fiscalización.
  
- ✓ Expedición Acuerdos 02, 03 y 04 de 2015: Mediante estos acuerdos se establecieron medidas para mitigar los efectos de la baja de los precios del crudo en el Periodo de Exploración, cuyos beneficios se presentan a continuación:

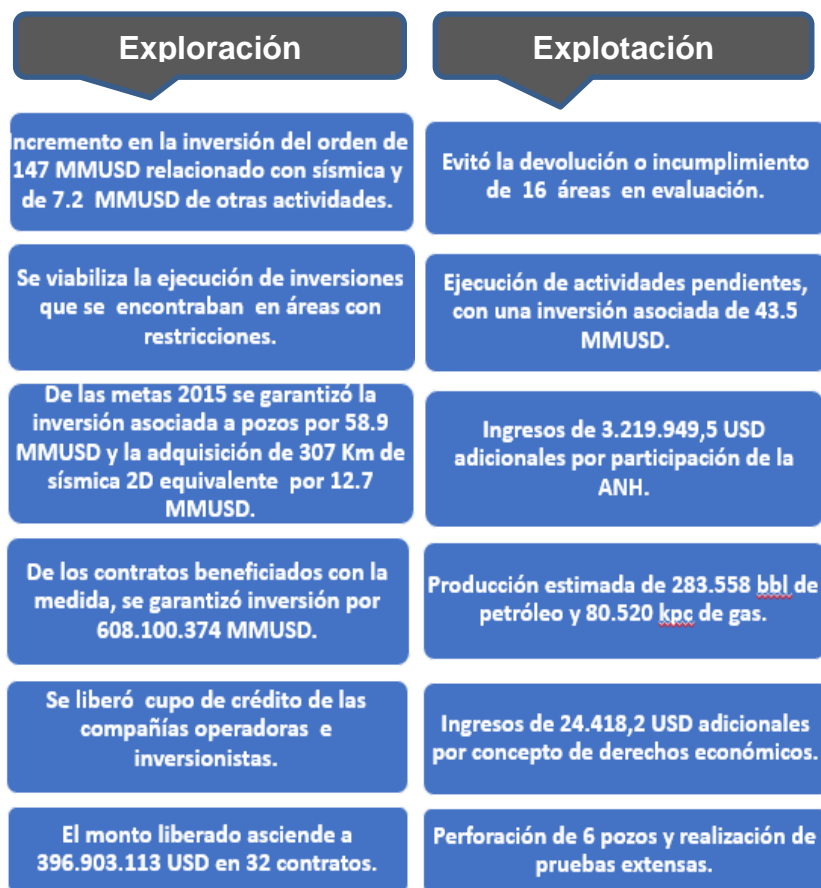


Figura 39. Características Acuerdos expedidos por las ANH. Fuente: Presentación Rendición de Cuentas ANH 2015 [www.anh.gov.co/la-anh/Paginas/Informes-de-Gestion.aspx](http://www.anh.gov.co/la-anh/Paginas/Informes-de-Gestion.aspx).

### 3.6. IMPACTO DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN LA ECONOMÍA COLOMBIANA<sup>35</sup>:

En los últimos 15 años, la industria de los hidrocarburos se ha convertido en un renglón muy importante de la economía colombiana. De acuerdo con la información publicada por el DANE a diciembre de 2017, el sector petrolero aporta en promedio el 7% del PIB nacional (29.238 de 434.465 miles de millones de pesos), observándose así el dinamismo de la industria gracias a la inversión extranjera y las políticas de Estado en los últimos años, lo cual ha permitido al país mantener una producción promedio por encima de 860.000 barriles de

<sup>35</sup> <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero/271-informe-estadistico-petrolero-actualizado-marzo>

petróleo diarios, pese a la crisis que azotó a Colombia en el año 2015 por la caída de los precios del petróleo.

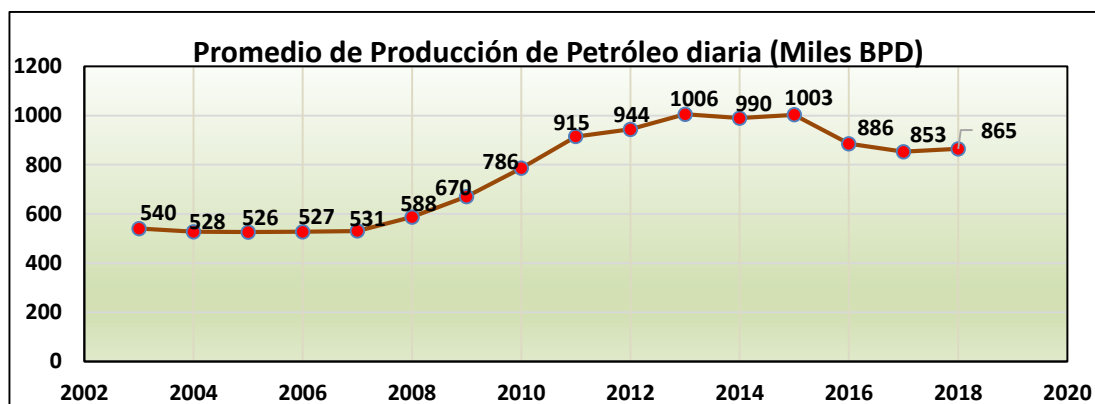


Figura 40. Producción promedio diaria de crudo. Fuente: Informe Estadístico Petrolero ACP.

Para estudiar la verdadera importancia del sector de hidrocarburos en la economía colombiana, es preciso determinar si nuestro país es o no un país petrolero, comparado con los demás países del mundo. Para esto, en términos económicos, se dice que un país es petrolero si el sector de hidrocarburos contribuye con al menos 8% del PIB y con 40% de los ingresos nacionales por exportaciones. A partir del año 2011 el sector de hidrocarburos comenzó a aportar un porcentaje del 8% al PIB nacional, así como también un 41% en promedio de los ingresos a la nación por exportaciones:

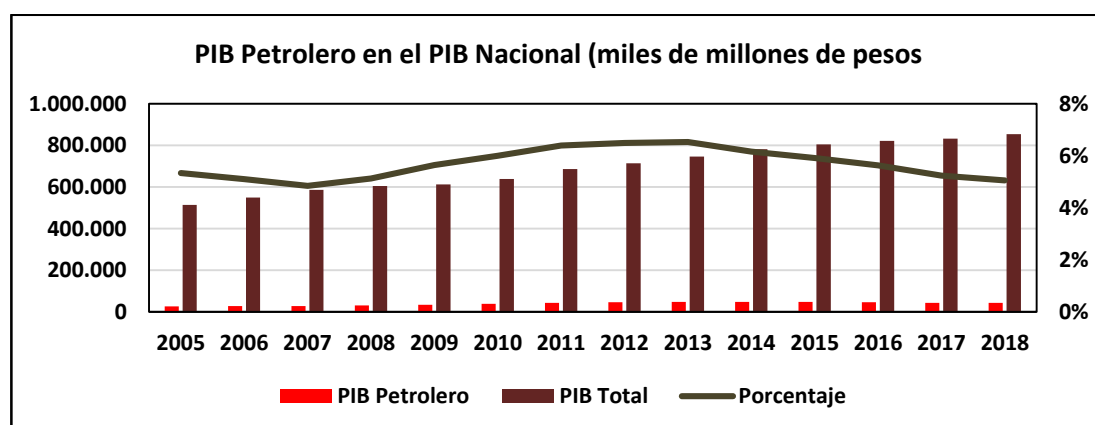


Figura 41. Aporte del PIB Petrolero al PIB Nacional. Fuente: DANE<sup>36</sup>

<sup>36</sup> [http://www.banrep.gov.co/es/contenidos/page/pib-precios-constant-ramas\\_2](http://www.banrep.gov.co/es/contenidos/page/pib-precios-constant-ramas_2)

De otro lado, en cuanto a la inversión extranjera, de acuerdo con la información publicada por la Asociación Colombiana de Petróleos – ACP, desde la creación de la ANH en el año 2003 a la fecha, el sector petrolero ha tenido una inversión extranjera de 44.813 millones de dólares, frente a 159.221 millones de dólares totales de capital invertido en Colombia, incluyendo sectores como la agricultura, manufactureras, minas y canteras, entre otros, lo cual representa el 28% de la inversión extranjera en el país.

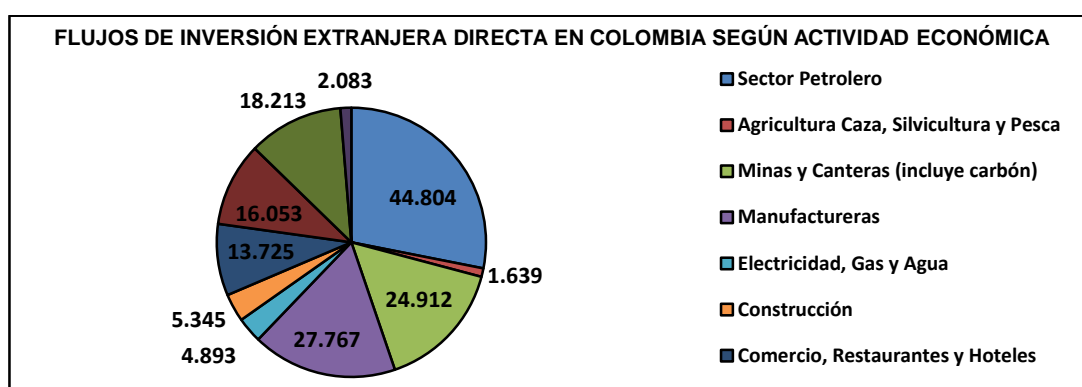


Figura 42. Flujos de Inversión extranjera directa en Colombia por sectores. Fuente: ACP.

En cuanto a las exportaciones de Colombia en los últimos 15 años, el país ha exportado en promedio 37.113 millones de dólares, de los cuales 15.151 millones de dólares corresponden a exportaciones de petróleo y sus derivados, lo cual representa el 41% de las exportaciones totales de la nación.



Figura 43. Exportaciones de petróleo y sus derivados. Fuente: ACP.

En cuanto a las importaciones de Colombia en los últimos 15 años, el país ha importado en promedio 41.056 millones de dólares, de los cuales 2.872 millones de dólares corresponden a importaciones de petróleo y sus derivados, lo cual representa el 7% de las importaciones totales de la nación.

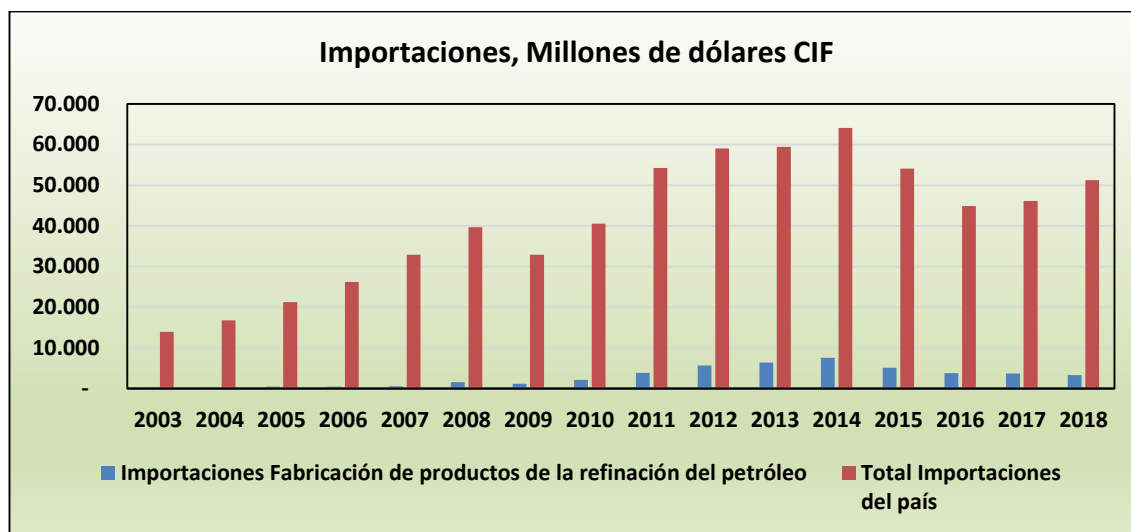


Figura 44. Importaciones de petróleo y sus derivados. Fuente: ACP.

Para un mejor entendimiento de los ingresos fiscales por actividad de petróleo en Colombia, es preciso tener en cuenta las fuentes de estos ingresos: a) la contratación, b) las regalías, c) el impuesto al transporte, y d) la retención en la fuente a las exportaciones de crudo.

En cuanto a la primera fuente, se tienen los derechos económicos que las compañías operadoras pagan por la producción y por el derecho al subsuelo, los cuales se describieron en el capítulo anterior.

En cuanto a las regalías, el valor a pagar por el contratista se calcula como:

$$HpM \times PR \times USD\$ \times TCP = \text{Valor regalías en pesos.}$$

En donde:

HpM: Representa los hidrocarburos producidos en un mes.

PR: Es el porcentaje de regalías, el cual está entre 8 y 25%, según la Ley 756 de 2002 o 20% con la Ley 141 de 1994. El porcentaje depende del volumen de producción por campo.

USD\$: Es el precio en dólares por barril.

TCP: Es la tasa de cambio promedio.

Los recursos por concepto de regalías, cuya descripción se presentó en el capítulo anterior, se distribuyen mediante el Sistema General de Regalías (SGR) de acuerdo con el Acto Legislativo 05 de 2011 y la Ley 1530 de 2012 de la siguiente manera:

- 10% para el Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación.
- 10% para ahorro pensional territorial.
- Hasta un 30% para el Fondo de Ahorro y Estabilización.
- Los recursos restantes se dividen de la siguiente manera: 20% para las asignaciones directas y 80% para los Fondos de Compensación Regional y Desarrollo Regional (60% y 40% respectivamente).

El impuesto al transporte es un mecanismo creado por la Nación que busca compensar a los municipios no productores por donde pasan los oleoductos o gasoductos. El cobro del impuesto se realiza trimestralmente siguiendo la fórmula que se relaciona a continuación:

$$\text{Volúmenes Transportados} \times \text{Porcentaje} \times \text{Tarifa Transporte por Barril}$$

Los recursos provenientes de este impuesto deben destinarse a inversiones de infraestructura social que hagan parte del plan de desarrollo del municipio.

Finalmente, la retención en la fuente a las exportaciones de crudo consiste en una tarifa establecida por el gobierno, la cual no podrá ser superior al 10% del

respectivo pago o abono en cuenta, y que se aplica a los ingresos por concepto de exportación de hidrocarburos y demás productos mineros.

Los ingresos por la refinación y venta de combustibles derivados del petróleo se obtienen principalmente de los impuestos a la gasolina y el ACPM, de la formación de los precios de los combustibles y los dividendos e impuestos a la renta pagados por Ecopetrol.

En primer lugar, los impuestos a la gasolina son tres: i. IVA; ii. Global; y iii. Sobretasa. El IVA es un impuesto indirecto del 16% sobre el precio base de liquidación, y se aplica a la venta de ACPM, gasolina motor corriente o extra. Por su lado, el impuesto global es fijado por el Ministerio de Minas y Energía a través de unos valores base de liquidación ajustados por la meta de inflación que fije el Banco de la República. La Ley 681 de 2001 establece los valores para el impuesto global en moneda nacional y pesos constantes de 2001. La sobretasa a la gasolina tiene dos tarifas según si es ACPM o Gasolina.

En el primer caso, se establece una sobretasa del 6%, cobrada por la Nación y distribuida en 50% para el mantenimiento en la red vial nacional y 50% para los departamentos. En el caso de la gasolina, se establece que la tarifa total de la sobretasa es del 25%, de los cuales 18.5% son de la tarifa municipal y distrital y 6.5% de la departamental.

La segunda fuente de ingresos corresponde a cómo los impuestos son incorporados en la estructura del precio de los combustibles. En el caso colombiano, los impuestos representan, en promedio, cerca del 30% de las ventas totales nacionales para la gasolina y 17% para el ACPM. Por último y no menos importantes, los dividendos pagados por Ecopetrol son los ingresos más importantes para el gobierno nacional central. Los dividendos son un porcentaje de las utilidades que Ecopetrol transfiere a la Nación, quien es su accionista mayoritario.

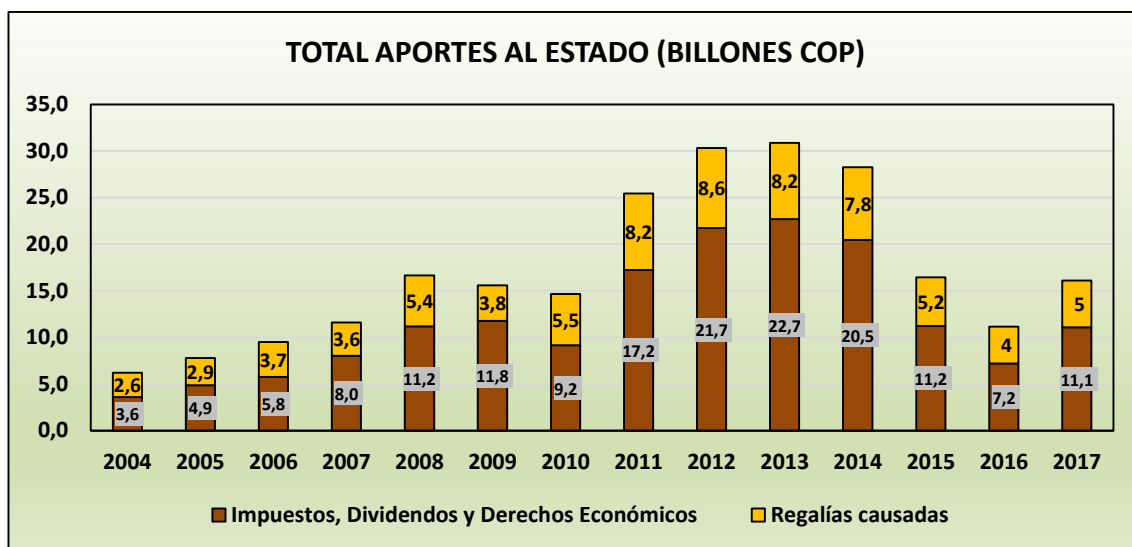


Figura 45. Participación en la Renta Estatal. Fuente: ACP.

A continuación se presenta un análisis de los principales aportes del sector en materia tributaria, regalías y derechos económicos contractuales, con base en la información publicada por la DIAN y la ANH para los años 2016 y 2017.

- **Impuesto de Renta:** Uno de los aportes más significativos de la industria en materia tributaria es el impuesto de renta. De acuerdo con la información suministrada por la DIAN, en el año fiscal 2017 la extracción de petróleo y gas generó impuestos por \$3.5 billones. Ello implica que el aporte de renta total de la actividad de extracción de crudo creció 2.5 veces frente al 2016 (\$3.5 billones 2017 vs \$1.4 billones en 2016).

Desde 2010 la actividad de extracción de crudo ha aportado más de \$42 billones en impuesto a la renta. Y ha fluctuado en línea con el comportamiento de los precios internacionales. Se estima que el 60% del recaudo de impuesto a la renta del año fiscal 2017 viene de un grupo pequeño de compañías petroleras<sup>37</sup>. Al sumarse las demás actividades relacionadas: extracción de gas, transporte por oleoductos, refinación y distribución de combustibles

<sup>37</sup> Fuente: <https://acp.com.co/web2017/es/asustos/economicos/451-informe-economico-participativo-del-estado-colombiano-en-la-renta-de-petrolera-en-2017/file>.

líquidos, en 2017 el sector de hidrocarburos totalizó un aporte de \$7.1 billones por impuesto a la renta. Esto representó el 26% del impuesto a la renta aportado por todas las sociedades (más de 400 mil empresas).

- **Regalías:** Para el año 2017 el pago de regalías por petróleo y gas totalizó \$5 billones, 30% más que en 2016, principalmente por el aumento en los precios internacionales del crudo. De este total, \$4.3 millones fueron generados por la producción de crudo y \$650 mil millones por producción de gas. Por su parte, en 2016 las regalías totalizaron \$3.9 billones; \$3 billones por la producción de crudo y \$900 mil millones por producción de gas. Este gravamen es un recurso vital para el desarrollo socio económico de las regiones. A manera de comparación, el aporte por regalías que hacen las compañías petroleras y se distribuye entre todas las regiones del país fue 4% mayor al ingreso recibido por los municipios por concepto de Impuesto de Industria y Comercio - ICA - en el año 2017. Es de resaltar que el ICA, según reporte reciente de la Dirección de Apoyo Fiscal del Ministerio de Hacienda, fue la principal fuente de recaudo tributario de los municipios en el 2017; lo aportan todas las actividades económicas del país, mientras que las regalías las pagan las productoras de petróleo y gas, cuyo número de empresas es significativamente menor.
- **Derechos económicos contractuales a favor de la ANH:** En total, por derechos económicos contractuales, el sector pagó a la ANH \$440 mil millones en 2017; casi el doble de su aporte en 2016 que fue de \$233 mil millones.
- **Otros gravámenes:** Dentro del cálculo del Government Take se toman en cuenta otras tasas y contribuciones que hace el sector al Gobierno: (i) pagos por seguridad social; (ii) Inversión Social Obligatoria; (iii) Aranceles; (iv) Impuesto al transporte por oleoducto. Se estima que en 2017 el pago por concepto de otros gravámenes estuvieron en alrededor de \$1.06 billones. En resumen, con la información disponible hasta el momento, las empresas dedicadas a la exploración y producción de petróleo y gas aportaron al país

\$10 billones en 2017. De ellos, \$3.5 billones por impuesto a la renta, y \$6.5 billones por regalías, derechos económicos contractuales y otras contribuciones. Ello implica un incremento del 54% frente al 2016.

De conformidad con lo expuesto anteriormente, el comportamiento del sector petrolero en la economía colombiana se debió principalmente a la competitividad que adquirió Ecopetrol S.A. a partir de la creación de la ANH. En 2007 Ecopetrol se sometió a un proceso de capitalización vendiendo 10.1% de sus acciones al público, lo cual le generó ingresos importantes para invertir y expandir sus operaciones. De esta manera, las inversiones de Ecopetrol pasaron de menos de mil millones de dólares en 2005 a alrededor de 5 mil millones en promedio en los años 2008, 2009, y 2010 (Martínez, 2010). Lo anterior, se ha reflejado en el crecimiento sostenido tanto de la producción de Ecopetrol como de su participación dentro del total producido en el país. La mayor capacidad de inversión de Ecopetrol, junto con un mayor flujo de Inversión Extranjera Directa hacia el sector, se han visto reflejados en la cantidad de contratos vigentes de exploración y producción de petróleo (E&P), firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), así como el número de campos petroleros activos. A continuación se puede ver el aporte de Ecopetrol S.A. en la producción nacional de barriles de petróleo por día, el cual es en promedio 36%, con una tendencia en aumento en los últimos años:

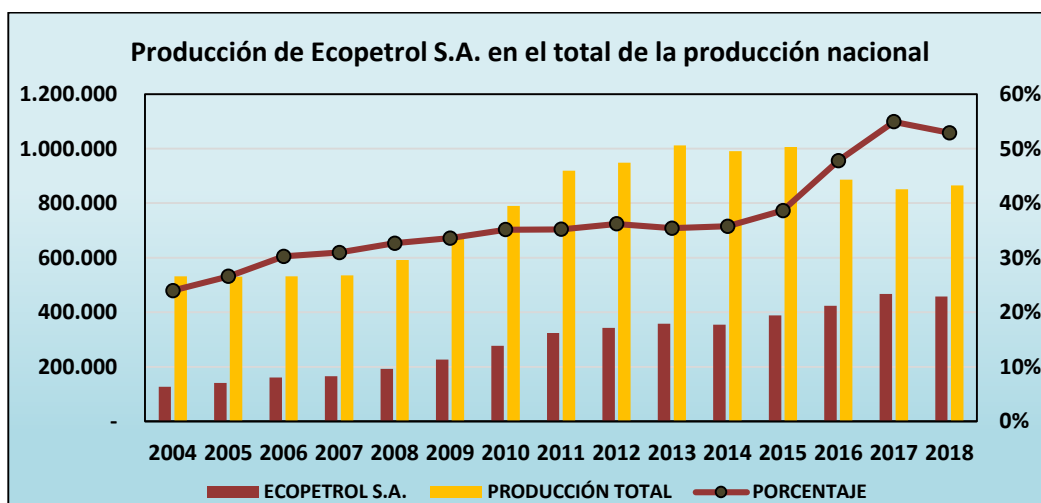


Figura 46. Aporte de Ecopetrol S.A. a la producción nacional de crudo. Fuente: ACP

Estos factores han hecho que el sector de hidrocarburos tenga una gran importancia en el comercio internacional del país. Como consecuencia de los altos precios internacionales y una regulación propicia a la inversión, se generó un fuerte impulso a la atracción de inversión extranjera en la producción y exploración de las cuencas colombianas, como se evidencia en el comportamiento de la Inversión Extranjera Directa (IED). En los últimos años el IED se ha mantenido en promedio en un 28% de la IED total.

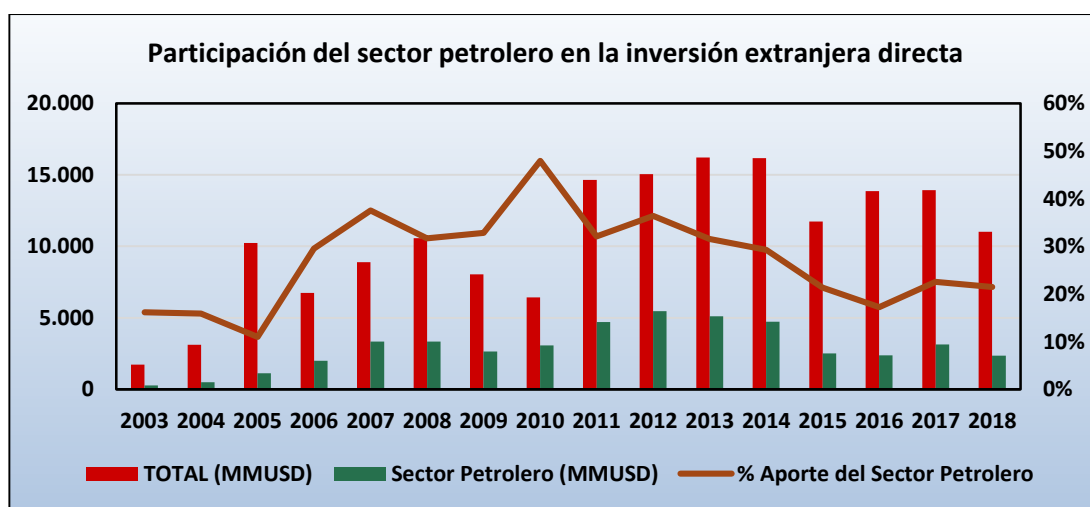


Figura 47. Participación sector petrolero en la inversión extranjera directa. Fuente: <http://www.banrep.gov.co/es/inversion-directa>.

Aparte de las condiciones favorables en términos de regulación y precios, una tercera causa posible de este comportamiento es la mejora en las condiciones de seguridad en las regiones productoras de petróleo, las cuales se han caracterizado por presentar problemas de orden público a lo largo de la historia. Con respecto a la balanza financiera, se ha presentado un comportamiento positivo gracias a la actividad de Ecopetrol, pues las empresas privadas exhibieron egresos netos durante la mayor parte del periodo.

Los resultados de las empresas privadas se deben, esencialmente, a la repatriación de utilidades a casas matrices en el extranjero. Estos aportes han permitido favorecer la generación de empleo para el país.

Finalmente, para hablar acerca del impacto económico del sector de los hidrocarburos en Colombia, es preciso analizar la contribución de las regalías a las finanzas de los distintos departamentos, no sin antes hacer un breve resumen de la estructura de este sistema de “contraprestación económica de propiedad del Estado que se causa por la explotación de hidrocarburos”, y su factor determinante para impulsar el desarrollo social y las iniciativas consideradas prioritarias en los planes de desarrollo de los entes territoriales receptores de estos recursos. A continuación se presenta la normatividad de la distribución y uso de las regalías.

Antes de la ley 1530 de 2012 (Sistema General de Regalías): La normatividad sobre las regalías en Colombia ha variado a través del tiempo. Para la última década del siglo XX, la regulación sobre estos recursos estaba regida por los Art. 360 y 361 de la Constitución Política de 1991 y la Ley 141 de 1994. En particular, el Art. 360 de la Constitución, definía que “los departamentos y municipios en cuyo territorio se adelanten explotaciones de recursos naturales no renovables, así como los puertos marítimos y fluviales por donde se transporten dichos recursos o productos derivados de los mismos, tendrán derecho a participar en las regalías y compensaciones”. De otro lado, el Art. 361 permitiría que las regiones no productoras también fueran beneficiarias de estos recursos, lo cual se reglamentó a través del Fondo Nacional de Regalías (FNR), creado por la Ley 141 de 1994, los cuales se destinaban para la promoción de la minería, la preservación del ambiente y para financiar proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de los entes territoriales.

Por su parte, la distribución de regalías entre directas e indirectas se encontraba regulada por la Ley 141 de 1994. Desde el punto de vista de la cadena de hidrocarburos, las regalías se generaban en la fase de producción de hidrocarburos (favoreciendo a los departamentos y municipios productores y al FNR), y en el transporte para comercialización y refinación de hidrocarburos (favoreciendo a los municipios puertos), así como en el transporte de derivados.

En cuanto al monto de regalías por explotación de hidrocarburos, la Ley 141 de 1994 establecía que éstas correspondían al menos el 20% de la producción en boca o borde del pozo, independientemente de su producción. Sin embargo, esta tasa fue modificada por la Ley 508 de 1999 donde se establecía que los recursos por concepto de regalías por hidrocarburos estarían condicionados a la producción del pozo, entendida como el promedio mensual de la producción medida en miles de barriles por día (KBPD).

Los nuevos valores establecieron una tasa de regalías entre 5% y 25%, dependiendo del volumen de la producción en boca del pozo. Así por ejemplo, si la producción promedio mensual del pozo era inferior al 5 KBPD, éste debía pagar el 5% del valor de su producción como regalías al Estado. Por otro lado, si la producción del pozo excedía los 600 KBPD la tasa de regalías era de 25%. Posteriormente, la Ley 756 de 2002 aumentó el rango de las regalías por hidrocarburos entre 8% y 25%.

<b>Producción pozo (KBPD)</b>	<b>Ley 508/1999</b>	<b>Ley 756/2002</b>
Menor a 5	5%	8%
Entre 5 y 125	$5 + ((\text{producción pozo KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * 0,125)$	$8 + ((\text{producción pozo KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * 0,10)$
Entre 125 y 400	20%	20%
Entre 400 y 600	$20 + ((\text{producción pozo KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * 0,025)$	$20 + ((\text{producción pozo KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * 0,025)$
Mayor a 600	25%	25%

Tabla 12. Regalías hidrocarburos acorde con la ley 508/1999 y 756/2002. Fuente: Ley 508/1999 y Ley 756/2002.

En cuanto a la distribución de las regalías directas entre los entes territoriales, la Ley 141 de 1994 establecía que el 60% del total de las regalías debía ser girado a los entes territoriales productores como regalías o asignaciones directas (47,5% departamentos y 12,5% municipios)<sup>12</sup>, el 32% se dirigía al Fondo Nacional de Regalías (FNR) y el 8% se destinaba a los puertos asociados con la

explotación de recursos naturales no renovables. La Ley 756 de 2002 mantuvo esta distribución con algunas modificaciones<sup>38</sup>.

La Ley 141 también determinaba los usos específicos de las regalías directas que recibían los entes territoriales. En particular, en el caso de los departamentos, luego de descontar el 10% del total de regalías para interventoría y administración, el 45% de las regalías recibidas debían ser invertidas en salud, educación, agua potable y alcantarillado y el resto de los recursos en inversiones en infraestructura social que hicieran parte del Plan de Desarrollo.

En el caso de los municipios, y descontado el 10% para interventoría y administración, el 57.5% de las regalías debían estar destinadas a salud, educación, saneamiento ambiental y demás servicios públicos básicos, y las regalías restantes a inversiones en infraestructura social que hicieran parte del Plan de Desarrollo. Posteriormente, La Ley 756 de 2002 modificó esta distribución de los usos de las regalías directas, incrementando, en general, la participación de los recursos para saneamiento básico, agua potable, alcantarillado, y demás servicios básicos. En el caso de los departamentos, la Ley mantuvo el porcentaje de 45% de las regalías directas por hidrocarburos destinados a inversiones en salud, educación, agua potable y saneamiento básico de los municipios (restringiendo a 15% el monto máximo de regalías invertidas en un solo municipio), pero destinando un 15% adicional de regalías a estos rubros hasta cumplir con las coberturas mínimas en estas áreas (salud, educación, agua potable y alcantarillado). Los recursos restantes, descontando el 10% para interventoría técnica y gastos de funcionamiento y operación, podían ser invertidos en proyectos de infraestructura y otros priorizados en sus planes de desarrollo.

La institucionalidad y normatividad de la distribución y uso de las regalías asociadas con la explotación de recursos naturales no renovables variaron

---

<sup>38</sup> [http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Estudios%202014-2016/resumen\\_fedesarrollo\\_mme\\_final.pdf](http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Estudios%202014-2016/resumen_fedesarrollo_mme_final.pdf)

drásticamente con la creación del Sistema General de Regalías, a través del Acto Legislativo 05 de 2011 y la Ley 1530 de 2012. El nuevo sistema mejoró la equidad en la distribución de las regalías entre los entes territoriales, generó mecanismos de ahorro y desahorro para estabilizar la inversión regional financiada con estos recursos y reducir la volatilidad cambiaria, y liberó los usos de las regalías privilegiando los proyectos de impacto regional.

El componente de ahorro está asignado a los aportes al FONPET (Fondo Pensional Territorial, al que se le asigna el 10% de las regalías) y al el Fondo de Ahorro y Estabilización (entre 25% y 30% de las regalías). Los recursos disponibles para inversión están entre el 60% y el 70% de las regalías de cada período, luego de descontar los aportes para administración, monitoreo, fiscalización, y asignaciones para los municipios del Río Grande de la Magdalena. Los recursos para inversión se dividen entre asignaciones directas y los fondos de inversión a los cuáles tienen accesos tanto productores como no productores. La participación de estos últimos es creciente en la medida en que decrece la participación de las asignaciones directas desde 50% en 2012 hasta 20% de 2015 en adelante. Estos fondos de inversión son el Fondo de Ciencia y Tecnología (FCyT, que recibe el 10% de las regalías netas), el Fondo de Desarrollo Regional (FDR), y el Fondo de Compensación Regional (FCR). El FDR y el 60% de los recursos del FCR están dirigidos a la financiación de proyectos de carácter regional. El 40% restante del FCR está destinado a proyectos locales de tal manera que éstos, junto con las asignaciones directas a municipios productores, son los únicos recursos municipalizados del SGR.

Esta es una característica muy importante porque resalta el carácter 'departamentalizante' del SGR, lo cual concuerda con el objetivo central de promover el desarrollo regional a través de la financiación de proyectos de carácter regional (en contraposición a los proyectos puramente locales). El cálculo de la participación de cada departamento en los Fondos del SGR está definido por el Decreto Ley 4923 de 2011, y se basa en fórmulas en función de la de pobreza relativa medida por el Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas

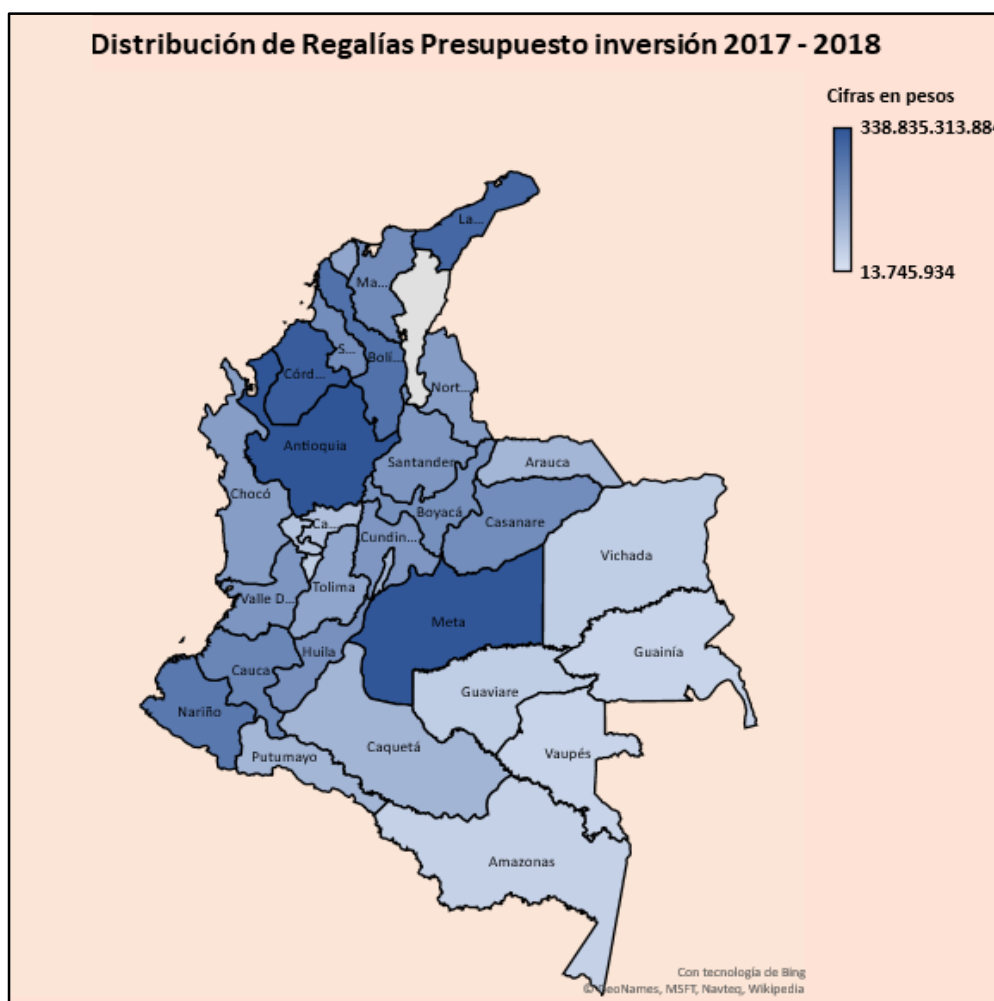
(NBI) del departamento en relación con el promedio nacional y por la participación de la población departamental en la población total del país, en el caso del FDR, y adicionalmente por la tasa de desempleo relativa de cada departamento frente a la tasa de desempleo nacional, en el caso del FCR.

Se debe señalar que el acceso a los fondos departamentales del FCR, sólo lo pueden hacer departamentos con niveles de NBI superiores a 35%, o departamentos que tienen municipios con NBI superiores a 30%. Finalmente, la participación en el Fondo de Ciencia y Tecnología es igual a la participación de cada departamento en el FDR y en el FCR. La estructura de gobierno y de toma de decisiones en el SGR es otra innovación que tiene como eje central a los Órganos Colegiados de Administración y Decisión (OCADs), cuyas principales funciones son evaluar, priorizar, y viabilizar los proyectos a ser financiados con los recursos provenientes de las regalías, y designar la entidad responsable de su ejecución. Se crearon seis OCADs regionales, 32 OCADs departamentales, y 1085 OCADs municipales.

Otro cambio fundamental del nuevo sistema está referido al uso de las regalías. Antes de la reforma las asignaciones directas debían destinarse principalmente a alcanzar las metas de coberturas en servicios sociales, y una vez alcanzadas se liberaban recursos para la financiación de proyectos priorizados incluidos en los planes de desarrollo. En el caso de los recursos del FNR, se financiaban proyectos que atendían los acuerdos sectoriales expedidos por el Consejo Asesor de Regalías.

Con el nuevo sistema, las regalías son de libre inversión, con énfasis, como ya se indicó, en proyectos de impacto regional y se admite también la posibilidad de financiar estudios y diseños. El aspecto crucial para el acceso a los fondos y a los recursos de asignaciones directas es la formulación de proyectos de inversión que deben ser aprobados por los Órganos Colegiados de Administración y Decisión (OCADs). En este proceso intervienen las Secretarías de Planeación de las ETs que son las encargadas de presentar los proyectos a los OCADs, el

DNP o Colciencias que hacen la verificación de requisitos, y sobre esta base el OCAD viabiliza y prioriza los proyectos a ser incluidos en el presupuesto bianual del SGR, y posteriormente aprueba para ejecución, definiendo también la entidad ejecutora del proyecto. De acuerdo con la información publicada por EITI Colombia<sup>39</sup>, en el año 2017 los ingresos del SGR fueron de 5,7 billones de pesos, de los cuales, el 50% de los recursos se distribuyeron en 11 departamentos del país y ascendieron a los 2,9 billones de pesos. A continuación, en el siguiente mapa se presenta la distribución de estos recursos:



\*Las regalías distribuidas expuestas en esta tabla, tienen descontado el desahorro del FAE y los rendimientos financieros (distribuidos). Lo anterior, teniendo en consideración que eran ingresos de vigencias anteriores y el informe del año examinado buscaba mostrar solamente la vigencia 2017.

Figura 48. Distribución de Regalías del 2017-2018. Fuente: Informe 2017 EITI Colombia, DNP.

<sup>39</sup> <http://www.eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti/informe-2017/distribucion-y-seguimiento-de-ingresos/distribucion-y-ejecucion-de-los-recursos-del-sgr/>

De otra parte, de acuerdo con la información que reposa en la base de datos del DNP, a continuación, se presenta la relación de proyectos aprobados en la vigencia 2017, de los cuales el 38,6% corresponden a proyectos del sector del transporte, el 11,9% a proyectos del sector educación, y el 12,2% para proyectos del sector cultura, deporte y recreación.



Figura 49. Número de proyectos aprobados por sector 2017. Fuente: Informe EITI Colombia, DNP.

Como se puede observar, gracias a los recursos recaudados por el gobierno por concepto de regalías, es viable la ejecución de un sinnúmero de proyectos de todos los sectores, que permiten el desarrollo y crecimiento económico y social del país. En este capítulo, se demuestra que el sector de los hidrocarburos es un generador importante de recursos para el fisco nacional, lo que se traduce en una gran oportunidad para generar progreso, apalancar los programas de Gobierno, garantizar la sostenibilidad macroeconómica, el desarrollo regional y el abastecimiento energético del país<sup>40</sup>.

<sup>40</sup> <http://www.eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti/informe-2077/distribucion-y-seguimiento-de-ingresos/proyectos-aprobados-2017/>

## **4. PROGRAMAS Y ESTRATEGÍAS DE LA ANH EN SEGURIDAD, COMUNIDADES Y MEDIO AMBIENTE**

### **4.1. ESTRATEGIA TERRITORIAL<sup>41</sup>:**

En los últimos años, el entorno social en el que se desarrollan las actividades del sector de hidrocarburos se ha caracterizado por altas expectativas de las comunidades en cuanto a la inversión social que realizan las empresas operadoras, la contratación de mano de obra local y la adquisición de bienes y servicios, entre otros beneficios que el sector tiene en las regiones en las que opera, las cuales en ocasiones exceden el alcance de la actividad hidrocarburífera; así mismo, por la manifestación de las autoridades regionales en cuanto a una mayor presencia y acompañamiento permanente del Gobierno Nacional en el desarrollo de las operaciones hidrocarburíferas.

Cuando las expectativas en las regiones no se atienden como se espera, se presentan situaciones de conflictividad social y vías de hecho que retrasan y dificultan el cumplimiento de las metas de Colombia en materia de exploración y producción de hidrocarburos. Para atender esta situación, la ANH, amparada en el Decreto 714 de 2012, que en su Artículo 3º, numeral 8, establece la función de “Apoyar al Ministerio de Minas y Energía y demás autoridades competentes en los asuntos relacionados con las comunidades, el medio ambiente y la seguridad en las áreas de influencia de los proyectos hidrocarburíferos”, ha suscrito convenios interadministrativos con diferentes autoridades del gobierno nacional, que le permitieron durante 2015 continuar trabajando con el fin de lograr la viabilidad de operaciones del sector en todo el territorio nacional, en el marco de la “Estrategia Territorial para la Gestión Equitativa y Sostenible del Sector de Hidrocarburos” (en adelante ETH).

---

<sup>41</sup> Fuente: ANH.

La ANH lidera el programa denominado “Estrategia Territorial para la Gestión Equitativa y Sostenible del Sector Hidrocarburos”, la cual es una iniciativa del Gobierno Nacional que surge en 2014, y cuenta con el acompañamiento del Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio del Interior, cuenta con el apoyo de Ecopetrol y la asistencia técnica del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD).

Se trata de un mecanismo integral de promoción del desarrollo territorial y la construcción de paz en regiones donde opera la industria de hidrocarburos, a través del fortalecimiento y la articulación de la institucionalidad pública, la sociedad civil y la industria, mediante la institucionalización del diálogo, la solución alternativa de conflictos y la consolidación de escenarios participativos de planificación para el desarrollo humano.

A este plan de trabajo están vinculados profesionales de las entidades ya mencionadas que se encuentran ubicados en los siguientes territorios:

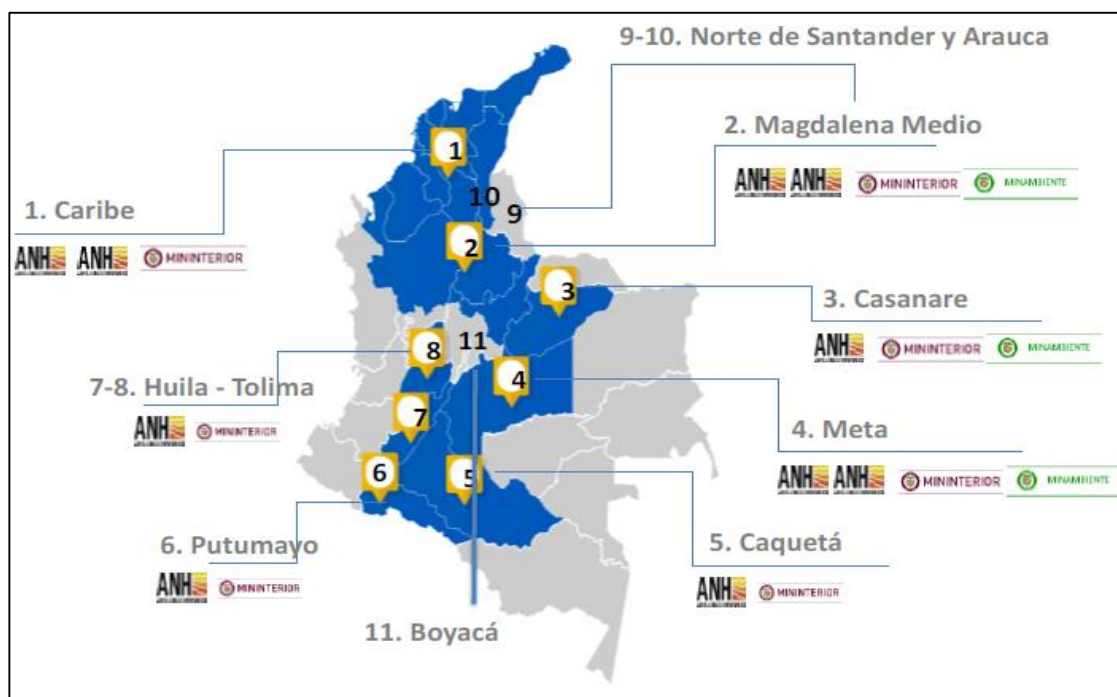


Figura 50. Ubicación de profesionales de la ANH en territorio colombiano. Fuente: ANH.

Durante el año 2018 se desarrollaron las siguientes actividades:

- Superintendencia de Industria y Comercio, SIC: 116 espacios en 14 departamentos y 50 municipios, con la participación de 2.832 personas.
  
- Ministerio del Trabajo: 152 espacios en 64 municipios de 19 departamentos, en el marco de proyectos de 25 operadoras y con la participación de 5.202 personas.
  
- Servicio Público de Empleo: 336 espacios en 18 departamentos, 76 municipios y 259 veredas y/o corregimientos, con la participación de 9.732 personas
  
- Ministerio de Ambiente: 16 espacios. Diseño e implementación modelo pedagógico ambiental mediante 14 espacios en Meta y Magdalena Medio.
  
- Ministerio de Minas y Energía: Desarrollo de (27) talleres sobre regalías e incentivos a la producción en 9 municipios.
  
- Acipet: Realización de 44 talleres capacitación a nivel técnico, social y ambiental en 13 municipios de los departamentos del Meta, Arauca, Casanare, Cesar, Santander y Caquetá: Autoridades 350; estudiantes 518 y 447 comunidad.
  
- ANH y ESAP: Realización de ciclos formativos dirigidos a funcionarios de las Gobernaciones de Norte de Santander y Boyacá
  
- ACP y ETH: cuatro talleres con funcionarios de la Fiscalía en los departamentos de Meta, Barrancabermeja, Arauca. Un taller con fuerzas militares del Magdalena Medio.

- Formulación de 15 Planes de Desarrollo Comunitario, por parte de las Juntas de Acción Comunal, con el apoyo del Ministerio del Interior. Posteriormente, formación en diseño de proyectos y gestión comunitaria.
- Fortalecimiento de 24 Juntas de Acción Comunal mediante el programa de capacitación denominado ABC Comunal, liderado por el Ministerio del Interior.
- Fortalecimiento a las instituciones que tienen a cargo el seguimiento e implementación de la normatividad laboral en el sector de hidrocarburos: Ministerio del Trabajo y prestadores del SPE.
- Realización de dos (2) diplomados ambientales dirigidos a periodistas de Caquetá y líderes del Meta, en articulación con universidades del territorio.
- Formación a líderes en resolución de conflictos por medios pacíficos a través del programa Líder transformador, 20 en total.

De otra parte, la ANH atendió un total de 84 vías de hecho y 129 alertas tempranas. La mayor conflictividad se registra en Magdalena Medio y Casanare, seguida del departamento del Meta.

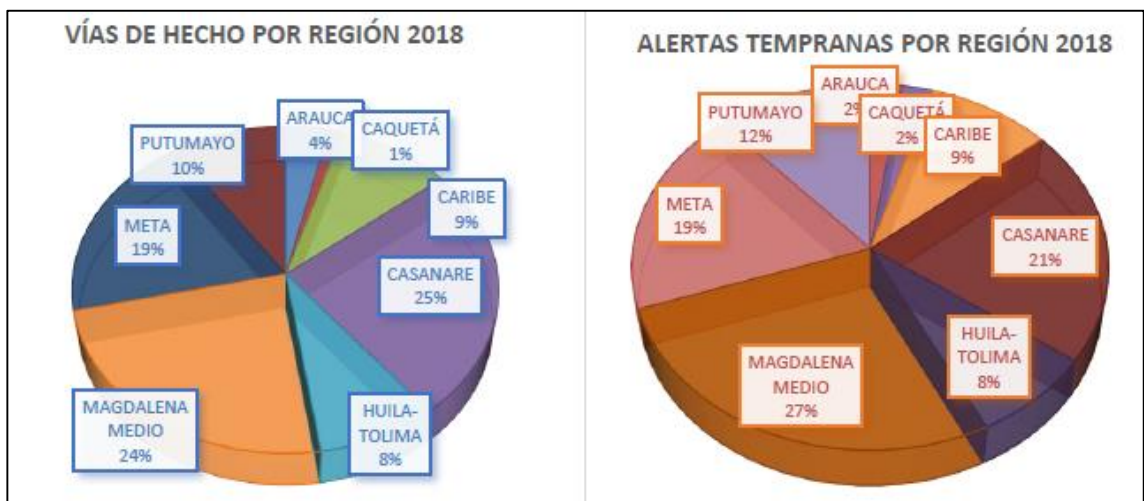


Figura 51. Atención de la ANH de vías de hecho. Fuente: ANH.

En temas de inversión social, Se desarrollaron 52 proyectos de inversión social, con una inversión ETH correspondiente \$2.081.456.427 y \$ 2.561.361.952 recursos apalancados.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	TOTAL PROYECTOS	APROX BENEFICIARIOS FAMILIAS	INVERSIÓN ETH	CONTRAPATIDAS	TOTAL
Huila - Tolima	Aipe, Yaguara, Purificación	7	398	215.606.691	204.713.000	420.319.691
Caribe	Pueblo Nuevo, Sahagún, Talaigua, Nuevo, Ariaguni, Nueva Granada, Ovejas	7	890	229.924.103	58.850.000	288.774.103
Putumayo	Villagarzón, Orito, Valle del Guamez, Puerto Caicedo, San Miguel, Puerto Asis	12	3005	209.787.791	1.991.789.455	2.201.577.246
Cauquetá	Florencia, San Vicente del Caguán	2	50	104.190.000	19.000.000	123.190.000
Meta	Acacias, Guamal, Villavicencio, Puerto Gaitán	9	41314	394.795.398	27.400.000	422.195.398
Casanare	Tauramena, Sdan Luis de Palenque, Orocué y San Luis	7	397	495.080.779	53.800.000	548.880.779
Magdalena Medio	San Martin, Puerto Nare, Puerto Boyaca, Nare y Triunfo, Aguachica	5	260	341.072.035	61.700.000	402.772.035
Norte de Santander	Tibú, Cucuta	2	100	46.000.000	39.000.000	85.000.000
Boyacá	Ciénaga y Boyacá	1	240	45.000.000	65.000.000	110.000.000
TOTAL		52	46654	2.081.456.797	2.521.252.455	4.602.709.252

Tabla 13. Proyectos ejecutados por región. Fuente: ANH.

#### **4.2. PROGRAMA EN BENEFICIO A LAS COMUNIDADES<sup>42</sup>:**

El numeral 5.7 del artículo 5 del Decreto 1760 de 2003, la minuta de los contratos que suscribe la ANH incluye cláusulas que se refieren específicamente a los términos y condiciones conforme a los cuales los operadores ejecutan los Programas en Beneficio de las Comunidades en las áreas de influencia del Área de Exploración y Producción en el marco de las políticas de responsabilidad social de las empresas operadoras.

En el Acuerdo 05 de 2011, se definieron los parámetros para la realización de programas en beneficio de las comunidades ubicadas en áreas de influencia de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos.

En las minutas correspondientes a las vigencias de los años 2010 a 2014, se estableció un valor de inversión de los PBC en el Período Exploratorio y en producción que corresponderá, como mínimo, al uno por ciento (1%). Igualmente, en las minutas, se estableció dentro del contenido del informe de Programas de Trabajos de Explotación, las compañías operadoras deben remitir lo siguiente:

*“d) Los términos y condiciones conforme a los cuales desarrollará los programas en beneficio de las comunidades en las áreas de influencia del área de explotación”.*

Igualmente, en el contenido de los informes de Planes de Explotación, de acuerdo con lo estipulado en el Literal f), las Operadoras deben allegar: *“Los términos y condiciones conforme a los cuales desarrollará los programas en beneficio de las comunidades en las áreas de influencia del Área de Producción”.*

---

<sup>42</sup> Fuente: ANH.

De otra parte, la Cláusula 34 de las minutas de las rondas 2010 a 2014 de los contratos E&P establece lo siguiente:

*"34. PROGRAMAS EN BENEFICIO DE LAS COMUNIDADES: EL CONTRATISTA deberá incluir en el Plan de Exploración, en el Plan de Desarrollo y en cada Programa Anual de Operaciones un capítulo con los programas que adelantará en beneficio de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia del proyecto. Este plan deberá ajustarse a los términos y condiciones que determine LA ANH, de acuerdo con lo estipulado en el numeral 5.7. del artículo 5º del Decreto Ley 1760 de 2003. Mientras LA ANH determina los términos y condiciones aplicables a estos programas EL CONTRATISTA someterá estos últimos a LA ANH para su aprobación.*

*Estas actividades se entenderán convenidas una vez LA ANH se pronuncie en este sentido dentro de los tres (3) meses siguientes al recibo del respectivo plan o programa a que se refiere la presente cláusula. De ser el caso, EL CONTRATISTA atenderá las sugerencias razonables que le sean comunicadas por LA ANH, las cuales deberán ser incluidas en sus planes y programas. Una vez LA ANH verifique la inclusión de sus sugerencias, dará por convenidas las actividades respectivas. De no pronunciarse LA ANH dentro del término estipulado anteriormente, EL CONTRATISTA podrá adelantar los programas en beneficio de las comunidades incluidos en su propuesta inicial, sin perjuicio de la obligación de atender las sugerencias razonables que presente la ANH en cualquier tiempo".*

De otro lado la Cláusula 18 de las minutas de las rondas 2010 a 2014 de los contratos TEA establece lo siguiente:

*"18. PROGRAMAS EN BENEFICIO DE LAS COMUNIDADES: EL EVALUADOR deberá incluir en el Plan de Ejecución del Programa Exploratorio un capítulo con los programas que adelantará en beneficio de las comunidades ubicadas en el área de influencia de influencia del proyecto. Este plan deberá ajustarse a los*

*términos y condiciones que determine LA ANH, de acuerdo con lo estipulado en el numeral 5.7. del artículo 5° del Decreto Ley 1760 de 2003. Mientras LA ANH determina los términos y condiciones aplicables a estos programas EL EVALUADOR someterá estos últimos a LA ANH para su aprobación.*

*Estas actividades se entenderán convenidas una vez LA ANH se pronuncie en este sentido dentro de los tres (3) meses siguientes al recibo del respectivo plan o programa a que se refiere la presente Cláusula. De ser el caso, EL EVALUADOR atenderá las sugerencias razonables que le sean comunicadas por LA ANH, las cuales deberán ser incluidas en sus planes y programas. Una vez LA ANH verifique la inclusión de sus sugerencias, dará por convenidas las actividades respectivas. De no pronunciarse LA ANH dentro del término estipulado anteriormente, EL EVALUADOR podrá adelantar los programas en beneficio de las comunidades incluidos en su propuesta inicial, sin perjuicio de la obligación de atender las sugerencias razonables que presente la ANH en cualquier tiempo”.*

Ahora bien, las minutas de la ronda 2014 tiene el “ANEXO F”, el cual contiene la descripción de los términos y condiciones para los PBC en los siguientes aspectos:

- Marco normativo de los PBCs.
- Área de Influencia Directa de los PBCs.
- Parámetros y criterios para la definición y ejecución de los PBCs.
- Aspectos Generales de los PBCs.
- Contenido de los PBCs durante las Fases del Periodo de Exploración y el Programa Exploratorio Posterior del Contrato E&P.
- Contenido de los PBCs durante el PEV y el Periodo de Producción del Contrato E&P.
- Plazos para la presentación de los PBCs.
- Contenido de los Informes de los PBCs para su presentación a la ANH.
- Descripción de las etapas de los PBCs.

Finalmente, en cuanto a la presentación de estos PBC, se tiene lo siguiente:

<b>Contratos en Exploración</b>	<b>Contratos en Producción</b>	<b>Anexo F (Contratos Ronda 2012 y 2014)</b>
Fase 1, dentro de los 30 días calendario siguientes a partir de la fecha efectiva.	Para presentación por primera vez, dentro de los 3 meses a partir de la declaración de comercialidad.	Fase 1, 6 meses (Ronda 2012), o 1 año (Ronda 2014) posterior a fecha efectiva.
Fases subsiguientes, mínimo 8 días antes del inicio de cada fase.	Anualidades siguientes, durante el mes de noviembre de cada año calendario.	Fases subsiguientes, 8 días (Ronda 2012) o 10 días (Ronda 2014) antes del inicio de la fase.

Tabla 14. Aplicación de PBC'S en Contratos E&P. Fuente: ANH.

La ANH verifica el cumplimiento del contenido de estos PBCs a través de los distintos informes contractuales tales como los “Informes Ejecutivos Semestrales”, “Informes Técnicos Anuales” o “Informes Anuales de Operaciones”.

#### **4.3. GESTIÓN SOCIAL: PROYECTOS DE INTERÉS NACIONAL ESTRATÉGICO – PINES:**

La ley 1450 de 2011 por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014: “Todos por un nuevo país” define los sectores de transporte, minería, energía e hidrocarburos como los sectores estratégicos para impulsar el desarrollo económico de Colombia. Algunos de los proyectos de estos sectores fueron considerados como Proyectos de Interés Nacional Estratégico –PINES-, por los aportes que generan en materia de: productividad y competitividad, empleo, sostenibilidad, ingresos para la Nación y metas previstas en el Plan Nacional de Desarrollo.

El Documento del Consejo Nacional de Política Económica y Social –CONPES- 3762 de 2013 establece los criterios para declarar un proyecto como PINE y formula los lineamientos de política para su identificación y priorización en los

sectores de infraestructura, hidrocarburos, minería, energía, transporte y comercio, entre otros. Los PINES pueden ser de origen público o privado y se caracterizan por tener gran impacto en el crecimiento económico y social del país. A su vez, deben contar por lo menos con uno de los requisitos establecidos por la ley, es decir, deben cumplir con los siguientes criterios: aumento en la productividad y competitividad de la economía nacional o regional; generación de empleo directos; retorno positivo de la inversión y sostenibilidad operacional; ingresos para la Nación y la región; contribución a las metas del PND y articulación con el Plan Plurianual de Inversiones del PND y consistencia con las proyecciones de Marco de Gasto de Mediano Plazo.

En el documento CONPES también se promueve la creación de la Comisión Intersectorial de Infraestructura y Proyectos Estratégicos (CIPE) que se crea mediante el decreto 2445 de 2013. La CIPE busca coordinar y orientar las funciones de las entidades públicas participantes en la estructuración, financiación, contratación y ejecución de proyectos estratégicos de interés nacional. Por esta razón se establecen como miembros permanentes:

- El Ministro del Interior
- El Ministro de Hacienda y Crédito Público
- El Ministro de Minas y Energía
- El Ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible
- El Ministro de Transporte
- El Director del Departamento Nacional de Planeación
- El Director del Departamento Administrativo de la Presidencia de la República, o su delegado, quien la presidirá

Estado PINES Hidrocarburos:

Durante el periodo 2017-2018 se realizó seguimiento a 27 contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos considerados como Contratos PINES, con un total de 116 trámites, de las cuales se obtuvo la viabilidad de 88.

Actualmente, está pendiente continuar con el seguimiento para la viabilidad de 28 trámites de los cuales 7 hacen referencia a trámites ambientales, 9 procesos de atención permanente a la conflictividad social, 5 trámites de certificación y procesos de Consulta Previa, 3 trámites a cargo de las empresas del sector y 4 tramites en curso con otras Instituciones.

PINES 2018	TOTAL PROYECTOS	CUMPLIMIENTO (VIABILIDAD SOCIO AMBIENTAL)	% DE CUMPLIMIENTO
28	116	88	76%

Tabla 15. PINES 2018. Fuente: ANH

De los 27 Contratos estratégicos del Sector de Hidrocarburos, es prioritario realizar el seguimiento a los siguientes temas:

- Términos de referencia de explotación de yacimientos no convencionales expedidos por Ministerio de Medio Ambiente.
- Cláusula de arbitraje internacional y minuta para contratos Off-Shore por parte de Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Plan de alistamiento de Yacimientos No Convencionales liderado por el Ministerio de Ambiente.
- Licencias ambientales de los proyectos VMM2 y VMM3 de Connoco.

#### **4.4. PROYECTOS DE GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO<sup>43</sup>:**

La Gerencia SCYMA hace el seguimiento socio-ambiental a los Proyectos de Gestión del Conocimiento (PGC) de la ANH, con los cuales se promueve la investigación geológica y geofísica de las cuencas sedimentarias del país, tales

---

<sup>43</sup> Fuente: ANH.

como perforación de pozos estratigráficos someros y profundos, cartografía geológica y adquisición sísmica 2D marina y terrestre.

Para ello, cuenta con el Modelo de Gestión socio-ambiental de los PGC, el cual busca mejorar la oportunidad y efectividad de las acciones sociales y ambientales de la ANH en todas las etapas de estos proyectos, garantizando el cuidado del entorno ambiental y el respeto a los derechos de las comunidades, con el fin de procurar el adecuado ingreso del sector de hidrocarburos en aquellas regiones que no han tenido esta actividad.

Se destacan los procesos de consulta previa que se realizan con las comunidades étnicas, como los que se llevaron a cabo en el año 2013 con el Consejo Comunitario de Mankamaná de San Basilio de Palenque, para la Sísmica Montes de María, y con el Consejo Comunitario de COCOMAUPA, para el pozo estratigráfico Animas-Chocó.

Igualmente, la elaboración de los instrumentos de gestión social y ambiental de estos proyectos, tales como Planes de Manejo Ambiental y Social y los Proyectos de Inversión Social que se ejecutan con las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los PGC.

La Gerencia SCYMA hace el seguimiento socio-ambiental a los Proyectos de Gestión del Conocimiento (PGC) de la ANH, con los cuales se promueve la investigación geológica y geofísica de las cuencas sedimentarias del país, tales como perforación de pozos estratigráficos someros y profundos, cartografía geológica y adquisición sísmica 2D marina y terrestre.

Para ello, cuenta con el Modelo de Gestión socio-ambiental de los PGC, el cual busca mejorar la oportunidad y efectividad de las acciones sociales y

ambientales de la ANH en todas las etapas de estos proyectos, garantizando el cuidado del entorno ambiental y el respeto a los derechos de las comunidades, con el fin de procurar el adecuado ingreso del sector de hidrocarburos en aquellas regiones que no han tenido esta actividad.

Se destacan los procesos de consulta previa que se realizan con las comunidades étnicas, como los que se llevaron a cabo en el año 2013 con el Consejo Comunitario de Mankamaná de San Basilio de Palenque, para la Sísmica Montes de María, y con el Consejo Comunitario de COCOMAUPA, para el pozo estratigráfico Animas-Chocó.

Igualmente, la elaboración de los instrumentos de gestión social y ambiental de estos proyectos, tales como Planes de Manejo Ambiental y Social y los Proyectos de Inversión Social que se ejecutan con las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los PGC.

#### **4.5. SEGUIMIENTO EN SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO - SST, AMBIENTAL, LABORAL Y CONTRACTUAL - CONTRATOS E&P, E&E, TEAS, CONVENIOS E&P Y CONVENIOS DE EXPLOTACIÓN DE LA ANH<sup>44</sup>**

El Artículo 3 del Decreto 714 de 2012 del Ministerio de Minas y Energía, establece que la ANH tiene dentro de sus funciones: “(...) 8. Apoyar al Ministerio de Minas y Energía y demás autoridades competentes en los asuntos relacionados con las comunidades, el medio ambiente y la seguridad en las áreas de influencia de los proyectos hidrocarburíferos (...), y (...) 17. Hacer seguimiento al cumplimiento de las normas técnicas relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos dirigidas al aprovechamiento de los recursos de manera racional e integral”.

---

<sup>44</sup> Fuente: ANH.

En el marco de la ejecución de los Contratos E&P TEAS y Convenios, los Contratistas y Subcontratistas cuentan con “Autonomía” para llevar a cabo todas las operaciones y actividades que considere necesarias de conformidad con la legislación colombiana, y obtener a su propio costo y riesgo los bienes y servicios, y todos los permisos ambientales necesarios para llevar a cabo las operaciones de exploración y explotación en el Área Contratada. Así mismo, la ANH cuenta con la facultad de visitar la referida Área durante la vigencia del contrato para inspeccionar y hacer seguimiento a las distintas actividades de “El Contratista” y de los Subcontratistas.

La labor de seguimiento que realiza la ANH, tiene el siguiente fundamento legal:

<b>Norma</b>	<b>Año</b>	<b>Contenido</b>
Ley 2663	1950	Código Sustantivo del Trabajo
Ley 9	1979	Código Sanitario Nacional para la protección del Medio Ambiente
Ley 100	1993	Crea el sistema de seguridad social integral
Ley 55	1993	Seguridad en la utilización de productos químicos en el trabajo
Ley 776	2002	Organización, administración y prestaciones del Sistema General de Riesgos Profesionales
Ley 797	2003	Por la cual se reforman algunas disposiciones del sistema general de pensiones
Ley 1010	2006	Prevención del acoso laboral
Ley 1335	2009	Prevención y consumo de tabaco
Ley 1503	2011	Promueve la formación de hábitos, comportamientos y conductas seguros en la vía y se dictan otras disposiciones
Ley 1562	2012	Por la cual se modifica el sistema de riesgos laborales y se dictan otras disposiciones en materia de salud ocupacional

Tabla 16. Leyes aplicables al seguimiento HSE en contratos de HC. Fuente ANH.

<b>Norma</b>	<b>Año</b>	<b>Contenido</b>
Decreto 614	1984	Determina las bases para la organización y administración de la salud ocupacional en el país
Decreto Ley 1295	1994	Organización y administración del Sistema General de Riesgos Profesionales
Decreto 1609	2002	Manejo y transporte terrestre de mercancías peligrosas
Decreto 2090	2003	Actividades de alto riesgo
Decreto 2851	2013	Seguridad vial
Decreto 1477	2014	Nueva tabla de enfermedades laborales
Decreto 1072	2015	Decreto único reglamentario del sector trabajo - Sistema de Gestión de la Seguridad y la Salud en el Trabajo

Tabla 17. Decretos aplicables al seguimiento HSE en contratos de HC. Fuente ANH.

Norma	Año	Contenido
Resolución 2400	1979	Estatuto de seguridad industrial
Resolución 2013	1986	Copasst
Resolución 1016	1989	Programa de Salud Ocupacional
Resolución 1792	1990	Se adoptan valores límites permisibles a exposición ocupacional a ruido
Resolución 1072	1992	Campaña de control de la farmacodependencia, alcoholismo y tabaquismo
Resolución 1995	1999	Normas para el manejo de la Historia Clínica
Resolución 734	2006	Prevención acoso laboral
Resolución 2346	2007	Regula la práctica de evaluaciones médicas ocupacionales y el manejo de las historias clínicas ocupacionales
Resolución 1401	2007	Reglamenta la investigación de Accidentes e Incidentes de Trabajo
Resolución 2646	2008	Definen responsabilidades para prevención, intervención y monitoreo a factores de riesgo psicosocial en el trabajo.
Resolución 1956	2008	por la cual se adoptan medidas en relación con el consumo de cigarrillo o de tabaco.
Resolución 1356	2012	Comité de Convivencia Laboral
Resolución 4502	2012	Licencias de salud ocupacional
Resolución 90708	2013	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)
Resolución 1565	2014	Guía metodológica para la elaboración del Plan Estratégico de Seguridad Vial
Resolución 4927	2016	Parámetros y requisitos a desarrollar, certificar, y registrar la capacitación virtual en el SGSST
Resolución 1111	2017	Estándares mínimos del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo

Tabla 18. Resoluciones aplicables al seguimiento HSE en contratos de HC. Fuente ANH.

#### 4.6. ACUERDOS DE COORDINACIÓN ENTIDADES REGULADORAS

La Agencia desde el momento de su creación planteó en su política socio ambiental, la necesidad de articular acciones con instituciones reguladoras, tendiente a fortalecer sus capacidades y generar con ellas la información necesaria para una mejor y más ágil regulación.

Para la vigencia 2018 se establecieron relaciones formales de coordinación inicialmente con entidades del ámbito nacional tales como el Ministerio del Interior, Parques Nacionales, y las autoridades ambientales regionales.

Se están ejecutando los siguientes acuerdos de trabajo:

ENTIDAD	TEMÁTICA
CARSUCRE	Fortalecimiento a seguimiento y evaluación ambiental Fortalecimiento laboratorio calidad ambiental Monitoreo Golfo de Morrosquillo
CVS	Fortalecimiento SIG Diagnóstico de proyectos de Hidrocarburos
CORPOBOYACÁ	Fortalecimiento SIG Diagnóstico de proyectos de hidrocarburos con énfasis en Compensaciones y 1 % Fortalecimiento laboratorio calidad ambiental
CORPOCESAR	Fortalecimiento a seguimiento y evaluación con énfasis en proyectos en roca generadora
CORMACARENA	Fortalecimiento laboratorio calidad ambiental Diagnóstico de proyectos de hidrocarburos con permisos de la corporación Fortalecimiento a seguimiento y evaluación
CORPOAMAZONIA	Fortalecimiento a seguimiento y evaluación Fortalecimiento SIG
CORPAMAG	Fortalecimiento SIG Fortalecimiento a seguimiento y evaluación Diagnóstico aguas subterráneas en áreas de hidrocarburos
CORPOGUAJIRA	Plan de manejo pastos marinos Portafolio para compensaciones ambientales
CORPONOR	Monitoreo recurso hídrico afectado por derrames de hidrocarburos Fortalecimiento laboratorio calidad ambiental
CRA	Conocimiento de aguas subterráneas – Sabanalarga Fortalecimiento a seguimiento y evaluación Fortalecimiento SIG
ICANH	Fortalecimiento infraestructura tecnológica (redes, software, comunicaciones) Divulgación. Colección arqueología preventiva Patrimonio sumergido Capacitaciones SIG
MINISTERIO DEL INTERIOR	Fortalecimiento de capacidades al Grupo de Consulta Previa en Proyectos de Hidrocarburos
INVEMAR	Línea Base ambiental preliminar Área disponible Bloque COL-10 y análisis de muestras de Piston Core

Tabla 19. Acuerdos de Trabajo ANH y otras Entidades. Fuente: ANH

#### 4.7. APORTES SOCIALES A PARTIR DE RECAUDO POR ACTIVIDAD DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

Además de los aportes sociales a los que están obligadas las compañías, algunas de ellas, dentro de sus planes de gestión social y responsabilidad social corporativa, realizan pagos e inversiones de manera voluntaria<sup>45</sup>:

<sup>45</sup> <http://www.eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti/informe-2016/aportes-economicos-y-sociales/hidrocarburos/>



Figura 52. Pagos sociales voluntarios de empresas petroleras. Fuente: EITI Colombia.

El 1 de octubre de 2018 Discovery Channel emitió un documental llamado “El Futuro de la Energía”, en el cual se presenta el trabajo conjunto llevado a cabo entre la ANH y la Fundación Panamericana para el Desarrollo (FUPAD)<sup>46</sup>. Este documental contiene varias cápsulas, las cuales exponen los aportes que ha realizado el desarrollo de la industria en Colombia, y su impulso a la ejecución de proyectos en beneficio de las comunidades.

- Construcción y adecuación de Jagüeyes en la Guajira.
- Proyecto de impacto social para la producción y transformación de cacao impulsado por el sector de hidrocarburos en Arauca.
- Proyecto de recuperación del ecosistema amazónico y la biodiversidad en Putumayo.
- La Gran Vía Yuma: Proyecto que conectará dos regiones importantes de Colombia y permitirán que sus comunidades aumenten la comercialización de sus productos internos y mejoren la calidad de vida.

<sup>46</sup> <http://www.anh.gov.co/la-anh/Paginas/Videoteca-Ext-ANH.aspx>

## 5. CONCLUSIONES

- El nuevo modelo de contratación petrolera en Colombia adoptado a partir de la creación de la ANH ha traído grandes ventajas, y ha logrado que el país sea más competitivo a nivel mundial en materia de hidrocarburos, atrayendo nuevos inversionistas, estimulando la exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos y aumentando las reservas de nuestro país. En este modelo, el estado no realiza ninguna inversión, el inversionista asume la operación del contrato a su propia cuenta y riesgo. El Estado es el encargado de hacer seguimiento a la ejecución del contrato de recaudar las regalías y los derechos económicos derivados de la producción del referido contrato.
- La ANH diseña, evalúa e implementa las estrategias de promoción nacional e internacional para la inversión en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia. Para ello, la Entidad ha llevado a cabo distintos procesos, mediante los cuales se han promocionado distintos bloques con prospectos de hidrocarburos, los cuales han derivado en la suscripción los Contratos E&P vigentes.
- En el marco de la ejecución de los contratos, las compañías operadoras deben llevar a cabo actividades u operaciones de exploración durante el “Periodo Exploratorio” tales como adquisición de sísmica y perforación de pozos exploratorios del tipo A2 y A3, con el objetivo de encontrar nuevos descubrimientos de crudo o gas.
- Gracias a los nuevos descubrimientos hidrocarburíferos encontrados en el país durante los últimos años, Colombia ha aumentado sus reservas de 1.632 MMBOP de crudo y de 0,7 TPC de gas en el año 2012, a unas reservas

probadas de crudo de 1.958 millones de barriles de crudo y de 3,8 TPC de gas, lo cual refleja un aumento en las reservas de crudo en 326 MMBOP y en las reservas de gas en 3,1 TPC.

- Los “Proyectos de Producción Incremental (PPI)”, los “Pilotos de Recobro Mejorado (EOR)”, el “Certificado de Reembolso Tributario (CERT)”, y el “Convenio Interadministrativo suscrito con Colciencias para adelantar proyectos de ciencia y tecnología”, son muy importantes para incorporar nuevas reservas en el país, por cuanto contemplan inversiones adicionales en los distintos contratos, y se encuentran encaminadas a aumentar el factor de recobro de los yacimientos existentes. Los nuevos descubrimientos y proyectos de recobro han estimado reservas probables y posibles que incrementarán la relación actual de Reservas/Producción (R/P) de 6,2 años.
- Gracias a las políticas del Gobierno, desde la creación de la ANH a la fecha, la inversión extranjera en el sector petrolero representa un 28% del total de la inversión extranjera en el país, así como también, en materia de exportaciones, en los últimos 15 años el país ha exportado en promedio 37.113 millones de dólares, de los cuales 15.151 millones de dólares corresponden a exportaciones de petróleo y sus derivados, lo cual representa el 41% de las exportaciones totales de la nación.
- Los recursos recaudados por el gobierno por concepto de regalías, han hecho posible la ejecución de un sinnúmero de proyectos de todos los sectores, que permiten el desarrollo y crecimiento económico y social del país, demostrando así que el sector de los hidrocarburos es un generador importante de recursos para el fisco nacional, lo que se traduce en una gran oportunidad para generar progreso, apalancar los programas de Gobierno, garantizar la sostenibilidad macroeconómica, el desarrollo regional y el abastecimiento energético del país.

- La ANH, amparada en el Decreto 714 de 2012, que en su Artículo 3º, numeral 8, establece la función de “Apoyar al Ministerio de Minas y Energía y demás autoridades competentes en los asuntos relacionados con las comunidades, el medio ambiente y la seguridad en las áreas de influencia de los proyectos hidrocarburíferos. La ANH lidera el programa denominado “Estrategia Territorial para la Gestión Equitativa y Sostenible del Sector Hidrocarburos”, la cual es una iniciativa del Gobierno Nacional que surge en 2014, y cuenta con el acompañamiento del Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio del Interior, cuenta con el apoyo de Ecopetrol y la asistencia técnica del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD).
- El numeral 5.7 del artículo 5 del Decreto 1760 de 2003, la minuta de los contratos que suscribe la ANH incluye cláusulas que se refieren específicamente a los términos y condiciones conforme a los cuales los operadores ejecutan los Programas en Beneficio de las Comunidades en las áreas de influencia del Área de Exploración y Producción en el marco de las políticas de responsabilidad social de las empresas operadoras.

## BIBLIOGRAFÍA

CASTRO AGUDELO, C., Rey Carazo P. (2004). CRONOLOGÍA DE LA CONTRATACIÓN PETROLERA EN COLOMBIA; [recurso electrónico] /; director Edgar Francisco Paris Santamaria. Chia. La Sabana, 2004.

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

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

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

<http://www.banrepcultural.org/biblioteca-virtual/credencial-historia/numero-151/la-industria-petrolera-en-colombia>

<http://www.cid.unal.edu.co/files/publications/cid200510maatin.pdf>.

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

<http://www.anh.gov.co/Paginas/inicio/defaultANH.aspx>.

Modelo de minuta de Convenio de Explotación – Agencia Nacional de Hidrocarburos

<http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Relacion-de-areas-asignadas/Paginas/Contrato-EandP-TEA.aspx>

Modelo de minuta de Convenio de Explotación – Agencia Nacional de Hidrocarburos.

<http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2004%20de%202012.pdf>

<http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2003%20de%202014.pdf>

<http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2002%20de%2016%20de%20Marzo%20de%202015.pdf>

<http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%20003.pdf>

<http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2004%20del%208%20de%20Septiembre%20de%202015.pdf>

<http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2005%20del%2017%20de%20Diciembre%20de%202015.pdf>

<http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Procedimientos-de-Seleccion/Procesos%20Anteriores/ronda2007/index.html>

<http://www.anh.gov.co/Documents/ACUERDO%2002%20DE%202017.pdf>

[http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Procedimiento\\_Competitivo\\_Permanente\\_ANH.aspx](http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Procedimiento_Competitivo_Permanente_ANH.aspx)

<http://www.eiticolombia.gov.co/content/contratos-vigentes>.

<http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/contratosfirmadosEyP-TEAS.aspx>.

<http://www.anh.gov.co/la-anh/Informes%20de%20Gestin/Informe%20de%20gesti%C3%B3n%202017.pdf>

<http://www.anh.gov.co/la-anh/Informes%20de%20Gestin/Presentaci%C3%B3n%20Informe%20de%20Gesti%C3%B3n%202014.pdf>

<http://www.anh.gov.co/la-anh/Informes%20de%20Gestin/Informe%20de%20gesti%C3%B3n%202016.pdf>

<https://revistaempresarial.com/industria/seguridad-industria/afecta-crisis-petrolera-colombia/>

<http://www.anh.gov.co/la-anh/Informes%20de%20Gestin/Presentaci%C3%B3n%20Informe%20de%20Gesti%C3%B3n%202015.pdf>

<https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero/271-informe-estadistico-petrolero-actualizado-marzo>

[http://www.banrep.gov.co/es/contenidos/page/pib-precios-constantes-ramas\\_2](http://www.banrep.gov.co/es/contenidos/page/pib-precios-constantes-ramas_2)

<https://acp.com.co/web2017/es/asustos/economicos/451-informe-economico-participativo-del-estado-colombiano-en-la-renta-de-petrolera-en-2017/file>.

[http://www.banrep.gov.co/es/contenidos/page/pib-precios-constantes-ramas\\_2](http://www.banrep.gov.co/es/contenidos/page/pib-precios-constantes-ramas_2)

[http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Estudios%202014-2016/resumen\\_fedesarrollo\\_mme\\_final.pdf](http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Estudios%202014-2016/resumen_fedesarrollo_mme_final.pdf)

<http://www.eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti/informe-2016/distribucion-y-seguimiento-de-ingresos/distribucion-y-ejecucion-de-los-recursos-del-sgr/>

<http://www.anh.gov.co/la-anh/Informes%20de%20Gestin/Informe%20de%20gesti%C3%B3n%202016.pdf>

<http://www.eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti/informe-2016/aportes-economicos-y-sociales/hidrocarburos/>

<http://www.anh.gov.co/la-anh/Paginas/Videoteca-Ext-ANH.aspx>

## ANEXOS

Anexo A. Adquisición de sísmica 2D equivalente desde el año 2003 hasta la fecha

ADQUISICIÓN DE SÍSMICA 2D EQUIVALENTE		
AÑO	ON SHORE	OFF SHORE
2003	2.269	1.201
2004	5.993	774
2005	3.723	8.173
2006	7.256	19.235
2007	6.128	3.842
2008	10.344	5.942
2009	12.031	8.086
2010	19.986	5.979
2011	15.716	8.246
2012	13.451	4.755
2013	5.021	23.508
2014	7.980	32.493
2015	2.200	30.482
2016	2.114	37.653
2017	1.561	-
2018	1.107	-

Anexo B. Comportamiento Histórico Reservas de Petróleo

<b>Año</b>	<b>Reservas Probadas (MBO)</b>	<b>Producción Anual (MBO)</b>	<b>Relación R/P (Años)</b>
2003	1.542	198	7,8
2004	1.478	193	7,7
2005	1.453	192	7,6
2006	1.510	193	7,8
2007	1.358	194	7,0
2008	1.668	215	7,8
2009	1.988	245	8,1
2010	2.058	287	7,2
2011	2.259	334	6,8
2012	2.377	346	6,9
2013	2.445	368	6,6
2014	2.308	361	6,4
2015	2.002	367	5,5
2016	1.665	324	5,1
2017	1.782	312	5,7
2018	1.958	316	6,2

Anexo C. Comportamiento Histórico Reservas de Gas

<b>Año</b>	<b>Reservas Probadas (TPC)</b>	<b>Producción Anual (TPC)</b>	<b>Relación R/P (Años)</b>
2003	4,0	0,21	19,0
2004	4,2	0,22	19,1
2005	4	0,24	16,7
2006	4,3	0,25	17,2
2007	3,7	0,27	13,7
2008	4,4	0,32	13,8
2009	4,7	0,37	12,7
2010	5,4	0,4	13,5
2011	5,5	0,39	14,1
2012	5,7	0,42	13,6
2013	5,5	0,41	13,4
2014	4,8	0,42	11,4
2015	4,4	0,42	10,5
2016	4,0	0,39	10,3
2017	3,9	0,33	11,8
2018	3,8	0,39	9,7

Anexo D. Valor recaudado por concepto de derechos económicos

<b>Año</b>	<b>Valor</b>
2004	1.703.319.847
2005	4.726.535.068
2006	9.185.750.138
2007	8.063.381.171
2008	185.813.619.759
2009	203.098.080.298
2010	380.609.979.492
2011	557.709.408.162
2012	700.300.118.476
2013	847.423.186.629
2014	816.918.443.204
2015	496.131.760.584
2016	233.023.780.200
2017	440.392.353.419
2018	1.008.012.806.077

Anexo E. Aporte del PIB Petrolero al PIB Nacional

<b>Año</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
<b>PIB Petrolero (Miles de Millones de pesos)</b>	27.432	28.062	28.438	31.103	34.659	38.427	43.973	46.334	48.794	48.136	47.627	46.253	43.597	43.261
<b>PIB Total (Miles de Millones de pesos)</b>	514.253	549.116	586.723	605.833	613.136	639.792	686.897	713.707	746.301	781.589	804.692	821.489	832.590	854.721
<b>Porcentaje</b>	5%	5%	5%	5%	6%	6%	6%	6%	7%	6%	6%	6%	5%	5%

Anexo F. Flujos de Inversión extranjera directa en Colombia por sectores

AÑO	Sector Petrolero (MMUSD)	Agricultura Caza, Silvicultura y Pesca	Minas y Canteras (incluye carbón)	Manufactureras	Electricidad, Gas y Agua	Construcción	Comercio, Restaurantes y Hoteles	Transportes, Almacenamiento y Comunicaciones	Servicios Financieros y Empresariales 1/	Servicios Comunales
2003	278	8	627	289	68	-8	222	-47	243	40
2004	495	3	1.246	288	88	74	202	481	244	-6
2005	1.125	5	2.151	5.502	-252	150	299	1.025	245	-16
2006	1.995	6	1.796	815	-68	159	501	1.065	478	3
2007	3.333	39	1.081	1.760	-129	223	779	401	1.359	39
2008	3.349	36	1.790	1.696	156	387	1.018	978	1.083	71
2009	2.637	20	3.014	1.364	-992	273	578	340	711	88
2010	3.080	58	1.838	210	43	302	221	-356	916	118
2011	4.700	156	2.480	1.214	381	444	2.546	1.760	1.160	-193
2012	5.471	26	2.474	1.985	672	401	1.339	1.245	1.077	349
2013	5.112	296	2.977	2.481	314	354	1.361	1.386	1.606	324
2014	4.732	202	1.582	2.967	463	648	807	2.112	2.478	177
2015	2.502	211	638	2.661	274	693	1.672	747	2.096	229
2016	2.386	299	-125	1.839	3.620	620	903	1.495	2.461	353
2017	3.135	241	953	2.523	474	424	979	3.136	1.662	398
2018	2.360	229	1.711	832	-35	696	1.323	1.550	1.985	359
<b>TOTAL</b>	<b>44.813</b>	<b>1.641</b>	<b>24.910</b>	<b>27.654</b>	<b>5.165</b>	<b>5.304</b>	<b>13.676</b>	<b>15.798</b>	<b>18.200</b>	<b>2.061</b>

Anexo G. Exportaciones de petróleo y sus derivados

<b>Año</b>	<b>Exportaciones de Petróleo y derivados</b>	<b>Total Exportaciones del país</b>	<b>% Exp. Petróleo y derivados</b>
<b>2003</b>	3.383	13.129	26%
<b>2004</b>	4.227	16.788	25%
<b>2005</b>	5.559	21.190	26%
<b>2006</b>	6.328	24.391	26%
<b>2007</b>	7.318	29.991	24%
<b>2008</b>	12.213	37.626	32%
<b>2009</b>	10.268	32.846	31%
<b>2010</b>	16.502	39.713	42%
<b>2011</b>	28.421	56.915	50%
<b>2012</b>	31.559	60.125	52%
<b>2013</b>	32.483	58.826	55%
<b>2014</b>	28.988	54.857	53%
<b>2015</b>	14.566	36.018	40%
<b>2016</b>	10.784	31.757	34%
<b>2017</b>	13.047	37.800	35%
<b>2018</b>	16.769	41.832	40%
<b>PROMEDIO</b>	15.151	37.113	41%

Anexo H. Importaciones de petróleo y sus derivados

<b>Año</b>	<b>Importaciones Fabricación de productos de la refinación del petróleo</b>	<b>Total Importaciones del país</b>	<b>% Imp. Petróleo y derivados</b>
<b>2003</b>	199	13.882	1%
<b>2004</b>	212	16.764	1%
<b>2005</b>	419	21.204	2%
<b>2006</b>	487	26.162	2%
<b>2007</b>	544	32.897	2%
<b>2008</b>	1.557	39.666	4%
<b>2009</b>	1.198	32.891	4%
<b>2010</b>	2.068	40.486	5%
<b>2011</b>	3.846	54.233	7%
<b>2012</b>	5.651	59.040	10%
<b>2013</b>	6.366	59.381	11%
<b>2014</b>	7.519	64.029	12%
<b>2015</b>	5.117	54.058	9%
<b>2016</b>	3.761	44.889	8%
<b>2017</b>	3.691	46.076	8%
<b>2018</b>	3.313	51.231	6%
<b>PROMEDIO</b>	2.872	41.056	7%

Anexo I. Participación en la Renta Estatal

<b>Año causado</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
<b>Impuesto de renta (\$ billones)</b>	2,5	3,6	3,8	4,1	6,8	3,6	5,4	11,3	10,1	11,2	9,0	5,9	6,3	7,1
<b>Dividendos de Ecopetrol (\$ billones)</b>	1,2	1,3	2,0	3,3	4,2	7,9	3,3	5,3	7,0	13,2	10,8	4,8	0,7	3,6
<b>Derechos económicos contratos ANH</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,5	0,7	0,7	0,8	0,8	0,5	0,2	0,4
<b>Total Aportes Gobierno Central</b>	3,6	4,9	5,8	8,0	11,2	11,8	9,2	17,2	21,7	22,7	20,5	11,2	7,2	11,1
<b>Ingresos corrientes Gobierno Central (\$ billones)</b>	36,9	42,5	51,5	58,2	65,0	65,7	67,4	84,4	96,3	101,8	109,0	117,1	118,0	132,4
<b>% Aportes Gobierno Central</b>	10%	11%	11%	14%	17%	18%	14%	20%	23%	22%	19%	6%	6%	8%
<b>Total Aportes al Estado</b>	6,2	7,8	9,5	11,6	16,6	15,6	14,7	25,4	30,3	30,9	28,3	16,4	11,2	16,1
<b>Regalías causadas</b>	2,6	2,9	3,7	3,6	5,4	3,8	5,5	8,2	8,6	8,2	7,8	5,2	4	5

Anexo J. Aporte de Ecopetrol S.A. a la producción nacional de crudo

<b>EMPRESA</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
<b>ECOPETROL S.A.</b>	127.364	140.923	160.760	165.808	193.284	226.575	277.462	323.703	343.191	358.306	354.242	388.643	423.414	467.462	457.528
<b>PRODUCCIÓN TOTAL</b>	531.452	530.494	531.603	535.596	591.881	674.806	789.761	919.314	948.165	1.012.197	990.379	1.005.574	885.898	851.405	865.000
<b>PORCENTAJE</b>	24%	27%	30%	31%	33%	34%	35%	35%	36%	35%	36%	39%	48%	55%	53%

Anexo K. Participación sector petrolero en la inversión extranjera directa

<b>AÑO</b>	<b>TOTAL (MMUSD)</b>	<b>Sector Petrolero (MMUSD)</b>	<b>% Aporte del Sector Petrolero</b>
2003	1.720	278	16%
2004	3.116	495	16%
2005	10.235	1.125	11%
2006	6.751	1.995	30%
2007	8.886	3.333	38%
2008	10.565	3.349	32%
2009	8.036	2.637	33%
2010	6.430	3.080	48%
2011	14.648	4.700	32%
2012	15.039	5.471	36%
2013	16.210	5.112	32%
2014	16.168	4.732	29%
2015	11.723	2.502	21%
2016	13.850	2.386	17%
2017	13.924	3.135	23%
2018	11.010	2.360	21%

## Anexo L. Distribución de Regalías del 2017-2018

<b>Departamento</b>	<b>Cifras en pesos</b>	<b>Participación</b>
Antioquia	338.835.313.884	6%
Meta	336.078.769.113	6%
Córdoba	319.590.510.548	6%
La Guajira	294.837.159.025	5%
Cesar	273.849.620.408	5%
Bolívar	272.850.668.291	5%
Nariño	254.953.120.515	4%
Cauca	221.230.572.880	4%
Magdalena	210.627.208.575	4%
Sucre	206.910.247.547	4%
Casanare	205.808.721.119	4%
Boyacá	198.020.452.010	3%
Huila	196.942.765.832	3%
Valle Del Cauca	185.676.383.662	3%
Santander	184.859.058.674	3%
Cundinamarca	183.270.651.572	3%
Norte De Santander	168.572.466.052	3%
Chocó	165.912.936.388	3%
Tolima	148.664.645.823	3%
Atlántico	145.296.444.539	3%
Fiscalización, Yacimientos y Cartografía	114.863.106.016	2%
Funcionamiento SGR	114.847.992.048	2%
Caquetá	108.820.178.604	2%
Bogotá D.C.	108.100.275.369	2%
Arauca	107.780.941.485	2%
Putumayo	106.786.103.410	2%
Caldas	85.242.000.907	1%
Risaralda	72.277.047.166	1%
Sistema de Monitoreo	57.425.075.591	1%
Vichada	53.315.393.509	1%
Guaviare	52.766.631.356	1%
Quindío	51.271.185.062	1%
Amazonas	42.533.137.366	1%
Archipiélago de San Andrés	41.593.280.707	1%
Guainía	36.188.902.059	1%
Vaupés	35.956.550.891	1%
Otros	28.715.776.504	1%
Corporaciones Autónomas	10.602.221.143	0%
Gobernación Indeterminada	1.225.990.775	0%
Otros por Distribuir	13.745.934	0%
<b>Total general</b>	<b>5.743.113.252.360</b>	<b>100%</b>

Anexo M. Número de proyectos aprobados por el SGR por sector año 2017

<b>Sector</b>	<b>No. de proyectos aprobados</b>	<b>Porcentaje</b>
Agricultura y desarrollo rural	71	3,87%
Agua potable y saneamiento básico	139	7,57%
Ambiente y desarrollo sostenible	56	3,05%
Ciencia, tecnología e innovación	45	2,45%
Comercio, industria y turismo	16	0,87%
Cultura	45	2,45%
Defensa	1	0,05%
Deporte y recreación	225	12,26%
Educación	220	11,99%
Inclusión social y reconciliación	50	2,72%
Justicia y del derecho	6	0,33%
Minas y energía	45	2,45%
Planeación	11	0,60%
Salud y protección social	34	1,85%
Tecnologías de la información y de las comunicaciones	10	0,54%
Transporte	709	38,64%
Vivienda	152	8,28%