

Informe **EITI Colombia** 2013

DICIEMBRE 2015



REPÚBLICA DE COLOMBIA
Ministerio de Minas y Energía

Tomás González Estrada
Ministro de Minas y Energía

Líder de la Iniciativa EITI

María Isabel Ulloa Cruz
Viceministra de Minas

Secretaría Técnica Nacional

Karen Aparicio Mora
Coordinadora Nacional EITI

Catalina Morales Llanos
Asesora Informe EITI

Ramiro Arellano
Asesor Dirección UPME

Firmas Consultoras

Ernst & Young S.A.S

Consultores Especializados

Diego Beltrán
Juan Guillermo Rubio

Entidades Colaboradoras

Ministerio de Hacienda y Crédito Público
Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales
Departamento Nacional de Planeación
Agencia Nacional de Hidrocarburos
Agencia Nacional de Minería
Unidad de Planeación Minero Energética

Diseño e impresión

La Imprenta Editores S.A.
William Cruz Corredor

Bogotá, 2015

Informe
EITI Colombia
2013

Ministerio de Minas y Energía
Diciembre de 2015
Bogotá, Colombia

Índice



1. RESUMEN EJECUTIVO

- 1.1 Generalidades
- 1.2 Principales resultados y conclusiones del Administrador Independiente

Pág. 9 • 13



2. LA RUTA EITI

- 2.1 La Iniciativa de Transparencia en las Industrias Extractivas –EITI-
- 2.2 EITI en Colombia

Pág. 15 • 22



3. ALCANCE INFORME EITI

- 3.1 Alcance 2013
- 3.2 Empresas adheridas a la EITI

Pág. 23 • 37



4. METODOLOGÍA

- 4.1 Etapa de preparación
- 4.2 Etapa de cotejo (Administrador Independiente)

Pág. 39 • 44



5. LA INDUSTRIA EXTRACTIVA EN COLOMBIA

- 5.1 El Marco institucional y regulatorio del sector
- 5.2 El régimen de contratos de la industria extractiva
- 5.3 El aporte de la industria extractiva a la economía colombiana
- 5.4 ECOPETROL S.A.

Pág. 45 • 66



6. FLUJOS DE PAGOS E INGRESOS NACIONALES, REPORTADOS Y COTEJADOS

- 6.1 Descripción de los flujos de pagos e ingresos
- 6.2 Flujos de ingresos nacionales, reportados y cotejados

Pág. 67 • 86



7. DISTRIBUCIÓN Y EJECUCIÓN DE LOS INGRESOS DE LA INDUSTRIA EXTRACTIVA

- 7.1 Presupuesto General de la Nación (PGN)
- 7.2 Sistema General de Regalías (SGR)
- 7.3 Mecanismo de control: Contraloría General de la Nación

Pág. 87 • 97

ANEXOS

Pág. 99 • 112

ACRÓNIMOS

ACM:	Asociación Colombiana de Minería
ACP:	Asociación Colombiana del Petróleo
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANM:	Agencia Nacional de Minería
BANREP:	Banco de la República
CTN:	Comité Tripartita Nacional
CP:	Constitución Política de Colombia
DNP:	Departamento Nacional de Planeación
DIAN:	Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales
EITI:	Extractive Industry Transparency Initiative – Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas
EBIT:	Earnings Before Interests and Taxes – Utilidad Antes de Impuestos e Intereses
EPN:	Establecimientos Públicos Nacionales
EY:	Ernst & Young S.A.S.
GAT:	Grupo de Apoyo Técnico
GNC:	Gobierno Nacional Central
GEIH:	Gran Encuesta Integrada de Hogares
IED:	Inversión Extranjera Directa
KBPDC:	Miles de Barriles Promedio Día Calendario
MHCP:	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MME:	Ministerio de Minas y Energía
MPCD:	Millones de Pies Cúbicos por Día
MBPE:	Millones de Barriles de Petróleo Equivalentes
NIT:	Número de Identificación Tributaria
OCDE:	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OECD:	Organization for Economic Cooperation and Development
PAN:	Plan de Acción Nacional
PBC:	Programa en Beneficio de las Comunidades
PE:	Plan Estratégico
PGN:	Presupuesto General de la Nación
PIB:	Producto Interno Bruto
PPM:	Partes por Millón
PO:	Plan Operativo
RNNR:	Recursos Naturales no Renovables
RUCOM:	Registro Único de Comercializadores Mineros
SIMCO:	Sistema de Información Minero Colombiano
SISMEG:	Sistema de Seguimiento de Metas de Gobierno
SGR:	Sistema General de Regalías
SMMLV:	Salario Mínimo Mensual Legal Vigente
SMSCE:	Sistema de Monitoreo, Seguimiento, Control y Evaluación
STN:	Secretaría Técnica Nacional
TES:	Títulos del Tesoro
TPC:	Tera Pies Cúbicos
TRM:	Tasa Representativa del Mercado
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética
WTI:	West Texas Intermediate (Tipo de Petróleo)

Prólogo

Es un gusto presentar el primer Informe de cotejó de la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI) en Colombia, resultado de un esfuerzo conjunto del sector público, del sector privado y de la sociedad civil. Desde febrero de 2014 organizaciones de estos sectores conformaron el Comité Tripartita Nacional (CTN) y trabajaron en el proceso que nos permite hoy tener información económica y fiscal consolidada del sector extractivo para el año 2013, siguiendo los parámetros el Estándar del EITI, que se enmarca, además, dentro de las recomendaciones de transparencia y acceso a la información de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).

En octubre de 2014, el Consejo del EITI aceptó a Colombia como *País Candidato*. Desde ese momento, el Comité Tripartita Nacional (CTN) formuló un Plan de Acción Nacional (PAN) con la asistencia de grupos de apoyo técnico y de una Secretaría Técnica Nacional. Este Plan de Acción Nacional se formuló para ser implementado en un período de 22 meses, desde octubre de 2014, incluyendo los siguientes aspectos:

1. Realizar el Informe EITI Colombia.
2. Estandarizar y validar un proceso para recopilación y producción de Informes EITI.
3. Aplicación del principio de progresividad en temas estratégicos como pagos del orden subnacional, transporte y pequeña y mediana minería.
4. Diseño de un plan de acción para el fortalecimiento institucional en acceso de la información, transparencia, y rendición de cuentas en entidades del Gobierno nacional claves en la cadena de valor del sector extractivo.
5. Diseñar y ejecutar una estrategia de comunicaciones para el posicionamiento y notoriedad de la EITI a nivel nacional y regional.

Este primer Informe ha permitido conciliar el 96% de los pagos realizados por las empresas del sector y los ingresos recibidos por el Estado colombiano en el año 2013, dando como resultado una brecha inferior al 0,4%. La conciliación se acompaña de información contextual económica que permite también consolidar algunas cifras del sector para el año 2013 y contribuye a facilitar el acceso a información tradicionalmente disperso en múltiples entidades del Estado. Además, el proceso de elaboración del Informe ha permitido identificar algunas debilidades en los sistemas de información públicos y privados con base en los cuales se podrán desarrollar procesos de aprendizaje y mejora en las entidades involucradas que conduzcan a informes EITI de mayor calidad en el futuro cercano.

Consideramos que el informe y el proceso que se ha llevado a cabo han permitido iniciar un proceso de generación de diálogo y confianza mediante espacios de trabajo conjunto. En el mismo sentido, estimamos que para el éxito de este proceso es necesario que la EITI se fortalezca como política de Estado y sea socializada ampliamente en todo el país. Para ello, es indispensable contar con los recursos económicos y humanos que le den viabilidad, propender por el aumento del número de empresas adheridas y de entidades del gobierno vinculadas a nivel nacional y local, fortalecer los sistemas de información, simplificar los procesos de captura y análisis de la información y definir estrategias que garanticen que la información producida llega de forma adecuada y oportuna a los ciudadanos y que estos encuentran los espacios para retroalimentar el proceso.

Finalmente, debe reconocerse el esfuerzo del país en avanzar en la implementación de acciones de buen gobierno y de transparencia en el marco del Estándar del EITI, que permitirán el seguimiento y consolidación de espacios de diálogo multi-actor y mayor y mejor acceso a sistemas de información. En el futuro esperamos que el proceso de construcción del Informe EITI Colombia se visibilice en diferentes páginas web y continúe siendo un motor para el mejoramiento de la transparencia y el acceso a la información sobre el sector extractivo colombiano y su relacionamiento con grupos de interés.

Presentación

Colombia decide adherirse a la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas –EITI por sus siglas en inglés-, con el objetivo de proveer información exacta, oportuna, contextualizada y socialmente útil para fortalecer la transparencia en la cadena de valor¹ del sector extractivo en beneficio del desarrollo del mismo y de las comunidades donde se desarrolla.

El Gobierno nacional encuentra en el Estándar del EITI un mecanismo que mejora la gestión, el almacenamiento, la difusión y el acceso a la información de las entidades del Estado, que incentiva un mayor seguimiento al funcionamiento de la industria extractiva, demuestra la importancia del sector para el desarrollo económico y social del país, y fomenta el diálogo tripartita gracias a información oportuna y veraz que fortalece las relaciones entre los diferentes grupos de interés en todo el territorio nacional.

En el marco de la decisión de adhesión a EITI se presenta el primer Informe EITI Colombia, un documento que es fruto del diálogo tripartita liderado por el Ministerio de Minas y Energía en el ámbito del Comité Tripartita Nacional (CTN), así como del apoyo de la cooperación internacional y resultado de un importante esfuerzo de coordinación interinstitucional y multisectorial.

Este ejercicio contó con el total apoyo institucional de las entidades de Gobierno participantes, los equipos legales, financieros y corporativos de las empresas adheridas, un equipo importante de consultores, y los integrantes del Comité Tripartita Nacional a nivel directivo y técnico. En la producción de este Informe intervinieron algo más de 150 profesionales del sector que hicieron evidente el compromiso y la voluntad del Gobierno nacional, los gremios, las empresas adheridas y la sociedad civil de contribuir al acceso a la información, la transparencia y el fortalecimiento a la rendición de cuentas y control social de la industria extractiva en el país.

El documento se desarrolla de acuerdo con lo exigido en los requisitos técnicos del Estándar y busca brindar al lector una visión integral del comportamiento institucional y económico de la industria en el marco de la cadena de valor de la EITI, para lo cual se recopiló y cotejó información del año fiscal 2013².

El Informe presentado a continuación se desarrolla en siete capítulos, estructurados de la siguiente manera:

- El primero presenta el resumen del ejercicio de adopción y cumplimiento de los requisitos del Estándar del EITI, en particular los resultados y conclusiones del ejercicio de recopilación y cotejo de información por parte del Administrador Independiente;
- El segundo capítulo, presenta la iniciativa del EITI en el contexto colombiano, su esquema de gobernanza y el Plan de Acción Nacional;
- El tercer capítulo desarrolla el alcance del primer Informe EITI Colombia a partir del Estándar y los compromisos asumidos por el país en el Formulario de Candidatura;
- El cuarto capítulo expone la metodología construida para la formulación del Informe EITI;
- El quinto capítulo presenta el contexto macroeconómico e institucional de la industria extractiva en el país;
- El sexto capítulo, expone los resultados del proceso de recopilación y cotejo de la información, y explica las posibles causas en las diferencias de información encontradas entre empresas adheridas y entidades del Gobierno nacional;
- El séptimo capítulo, presenta la distribución y ejecución de los recursos recaudados por el Gobierno nacional en el Presupuesto General de la Nación (PGN) y el Sistema General de Regalías (SGR).

¹ En el marco de la EITI se comprende la cadena de valor como el proceso mediante el cual se asegura que la riqueza proveniente de la explotación y exploración de los recursos naturales se convierte en bienestar para los ciudadanos, en este caso el proceso abarca cinco etapas: términos y condiciones que regulan la actividad, transparencia en el recaudo del ingreso, distribución del ingreso, y gestión del ingreso.

² Se reporta el año fiscal 2013 toda vez que los impuestos incluidos en el informe son de periodicidad anual, y la información reportada por la DIAN cuenta con un rezago de 2 años.

Con este Informe se espera contribuir de manera significativa al acceso público a la información de la industria extractiva, así como a mejorar la transparencia y la comprensión de la misma. Esto no sólo constituye un aporte sustantivo para los diferentes grupos de interés a nivel sectorial, sino también un avance en la Política Integral de Transparencia y Lucha contra la Corrupción concebida por el Presidente de la República, Juan Manuel Santos, política que ha sido liderada por la Secretaría de Transparencia de la Presidencia de la República³.

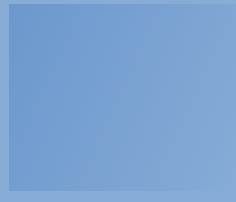
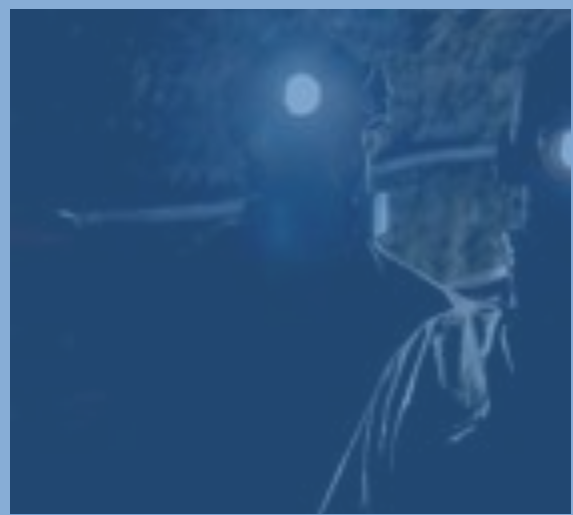
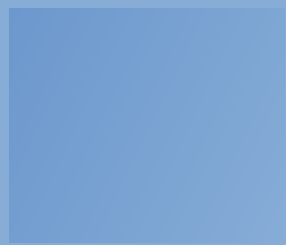
1

Resumen Ejecutivo

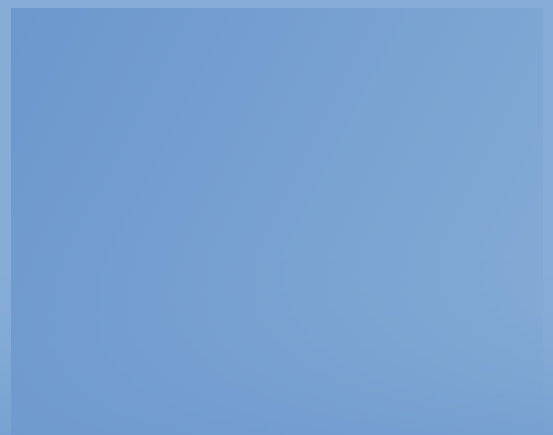
Generalidades

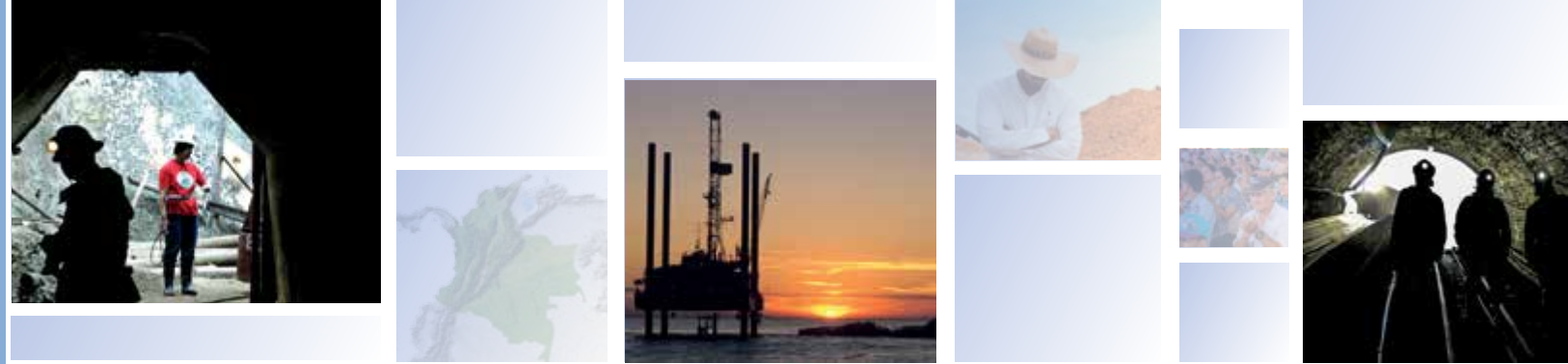
Principales resultados y conclusiones
del Administrador Independiente





(TMR • V1 USD = \$1,869 COP)





1. Resumen Ejecutivo

1.1 Generalidades

El 2013 fue un año particular para la industria extractiva, pues en él se materializaron dos logros que en el corto y mediano plazo han sido determinantes para la misma. Se trata del año en el cual se alcanza la mayor Inversión Extranjera Directa (IED) en la industria extractiva, con 8 mil millones de dólares (14 billones de pesos COP); y el sector petrolero alcanza su meta de producir un millón de barriles diarios, los cuales le otorgan a Colombia un lugar entre los 20 mayores productores de petróleo del mundo.

Así las cosas, desde la perspectiva de toda la cadena de valor de la industria extractiva, los resultados de este año fueron muy importantes, lo cual se reflejó tanto en las variables macroeconómicas como en las variables sectoriales.

En materia de impacto macroeconómico de la industria extractiva, se destaca:

- **Balanza Comercial:** la exportación de los bienes de la industria extractiva (incluyendo combustibles) constituyeron el 72% del total de las exportaciones del país.
- **Ingresos:** la industria contribuyó con el 19% de los ingresos generados por rentas y recursos de capital de la nación⁴ e ingresos de regalías.
- **PIB:** la participación de la industria extractiva en el Producto Interno Bruto –PIB- del 2013 ascendió a 7,7%, cifra que incluye la participación de la industria de hidrocarburos con el 5,5% y la industria minera con el 2,2% respectivamente.
- **Empleo:** la industria extractiva empleó cerca de 331 mil personas en el 2013.

Ilustración No 1. Síntesis Industria Extractiva en Colombia 2013



Fuente: Síntesis de datos del capítulo No 5, para ver fuentes remitase al mismo.

4 Rentas y recursos de capital de la nación: equivale a los ingresos corrientes, los recursos de capital, los fondos especiales, las rentas parafiscales y los ingresos de los establecimientos públicos.

A nivel de la industria extractiva cabe destacar que:

- **Número de contratos:** para el 2013 se encontraban vigentes 430 contratos de hidrocarburos y 9.699 títulos de minería.
- **Tipo de contratos:** de los contratos de hidrocarburos 77 son contratos del esquema de asociación de Ecopetrol y 353 del nuevo esquema de concesión administrado por la ANH.
- **Títulos Mineros:** para el sector de minería se asignaron 360 contratos de concesión bajo la Ley 685 de 2001 en el 2013.
- **Pagos de la industria extractiva:** para el año fiscal 2013 el Gobierno reporta que la industria contribuyó con 35,3 billones de pesos colombianos, de los cuales el 92% es aportado por el sector de hidrocarburos, lo cual se explica por el rubro de dividendos, rubro pagado por Ecopetrol dada su naturaleza de sociedad de mixta, y que representa el 37% de los pagos.
- **Ejecución:** el Sistema General de Regalías (SGR), en reporte de DNP a octubre de 2015, señala que se ha ejecutado un 19% del total de los recursos de regalías distribuidos para el año 2013, y se encuentran en ejecución un 72%, el 9% no ha sido comprometido. Es importante resaltar que con los recursos recaudados en el 2013 se financiaron más de 3 mil proyectos de inversión.

1.2 Principales resultados y conclusiones del Administrador Independiente⁵

El Informe EITI tiene entre sus principales propósitos recopilar y cotejar información de los pagos realizados en el año 2013 por empresas⁶ de la industria extractiva al Gobierno nacional y el ingreso registrado en cada una de las Entidades encargadas de liquidar y recaudar los impuestos, regalías, y compensaciones a pagar como resultado de la exploración y explotación de petróleo, gas y minerales.

La recopilación y cotejo de los datos fue realizada por Ernst & Young S.A.S (EY), en su rol de Administrador Independiente, según lo acordado con el Ministerio de Minas y Energía, en el Contrato número 415 de 2015, siguiendo los lineamientos de la Nota Guía del EITI. A continuación se presentan los principales resultados y conclusiones derivados de la actividades ejecutadas por EY.

La siguiente tabla contiene los resultados del proceso de cotejo a 24 de diciembre de 2015:

Tabla No 1. Resultados generales del cotejo por rubro

Rubro	Empresa (Millones de COP)	Gobierno (Millones de COP)	Diferencia (Millones de COP)
Petróleo y Gas			
Impuesto de Renta	\$ 7.011.369	\$ 7.011.310	\$ (59)
Impuesto sobre la Renta para la Equidad CREE	\$ 2.574.192	\$ 2.574.171	\$ (21)
Impuesto al Patrimonio	\$ 607.828	\$ 607.828	\$ -
Dividendos Ecopetrol S.A.	\$ 13.193.557	\$ 13.193.557	\$ -
Regalías*	\$ 7.598.714	\$ 7.554.328	\$ (44.386)
Derechos Económicos	\$ 651.515	\$ 569.846	\$ (81.669)
Minería			
Impuesto de Renta	\$ 445.688	\$ 445.688	\$ -
Impuesto sobre la Renta para la Equidad CREE	\$ 200.333	\$ 200.333	\$ -
Impuesto al Patrimonio	\$ 134.643	\$ 127.636	\$ (7.007)
Impuesto al Oro, Plata y Platino -OPP	\$ 8.836	\$ 8.836	\$ -
Regalías	\$ 1.156.632	\$ 1.126.219	\$ (30.413)
Compensaciones	\$ 217.360	\$ 245.195	\$ 27.835
Canon Superficial	\$ 5.438	\$ 8.101	\$ 2.663
Total	\$ 33.806.105	\$ 33.673.048	\$ (133.057)

* En Colombia, el aprox. 97% de las regalías de crudo se pagan en especie

5 El informe del Administrador Independiente se puede consultar en la página www.eiti.upme.gov.co, en la sección recursos.
6 Ver en Anexo No. 1 las empresas adheridas a la iniciativa EITI 2013 (definidas en el ejercicio de materialidad realizado por EY).

- **Cumplimiento de la metodología y plan de trabajo.** La metodología establecida para la recopilación y cotejo de los datos se cumplió según lo establecido, aunque fue necesario replantear el plan de trabajo inicialmente acordado en aras de obtener mayor información y sustento sobre las diferencias iniciales encontradas en los datos proporcionados.
- **Participación de las empresas adheridas y entidades del Gobierno Nacional al estudio.** Todas las empresas y entidades del Gobierno nacional participantes en el Informe EITI 2013, presentaron los datos requeridos en los formatos solicitados vía correo electrónico al Administrador Independiente, con excepción del Ministerio de Hacienda y Crédito Público que aportó los datos solicitados sin usar el formato acordado. De acuerdo con los procedimientos establecidos, las empresas suministraron los datos acompañados de una carta remitora de declaración de responsabilidad, firmada por el Representante Legal de cada empresa.
- **Nivel de Materialidad.** Se solicitó a tres entidades del Gobierno nacional (DIAN, ANH y ANM) el valor total recaudado para todas las empresas del sector extractivo y el valor recaudado por empresa adherida a la iniciativa, para los rubros recopilados en el Informe EITI 2013. Luego se calculó el porcentaje de participación de las empresas adheridas sobre el total recaudado para los rubros recopilados en el Informe, obteniendo un porcentaje de participación total de las empresas que corresponde al 95,8% del total de los ingresos.
- **Recopilación y cotejo.** Los datos recopilados y cotejados se aproximan a los \$ 34 billones de pesos colombianos. El proceso de cotejo arrojó inicialmente diferencias por \$ 7.442.178 millones de pesos colombianos. Una vez revisado el cumplimiento de las premisas sobre caja o causación/declaración, unidades de medición, vigencia 2013, entre otros, se logra explicar la mayor parte de las diferencias y reducirlas en un 98,1%, obteniendo una discrepancia final del 0,4% del total de ingresos reportados por las empresas adheridas

Con respecto del alcance y objetivo del trabajo de cotejo, consideramos cuatro conclusiones principales:

- **Valor total: COP 33,9 billones**

Este valor es la suma total de todos los rubros que fueron reportados por el Gobierno nacional sobre las empresas adheridas a la iniciativa. Los rubros más representativos corresponden a:

Dividendos Ecopetrol:	COP 13,2 billones (37%)
Regalías:	COP 8,7 billones (25%)
Impuesto de Renta:	COP 7,5 billones (21%)

- **Diferencia final: COP 133.057 millones**

El ejercicio de recopilación y cotejo generó una diferencia final que representa un 0,4%, esto es, una diferencia similar o inferior a los resultados de un primer Informe EITI emitido en otros países.

- **La correcta aplicación de las premisas resulta en menores diferencias.** Se definieron premisas para cada rubro (base contable, unidad de medición, vigencia 2013, etc.). Una buena parte de las diferencias iniciales se pueden explicar por la incorrecta aplicación de estas premisas. Las lecciones aprendidas de este primer Informe ayudarán a ilustrar y explicar mucho mejor estos factores claves para futuros ejercicios.
- **Modelos integrales de información sectorial.** La recopilación y análisis de cifras depende de la calidad de la información sectorial. Es de suma importancia seguir construyendo e implementando un modelo único de información con sistemas integrados de datos en las entidades del Gobierno, para efectos de agilizar futuros ejercicios.

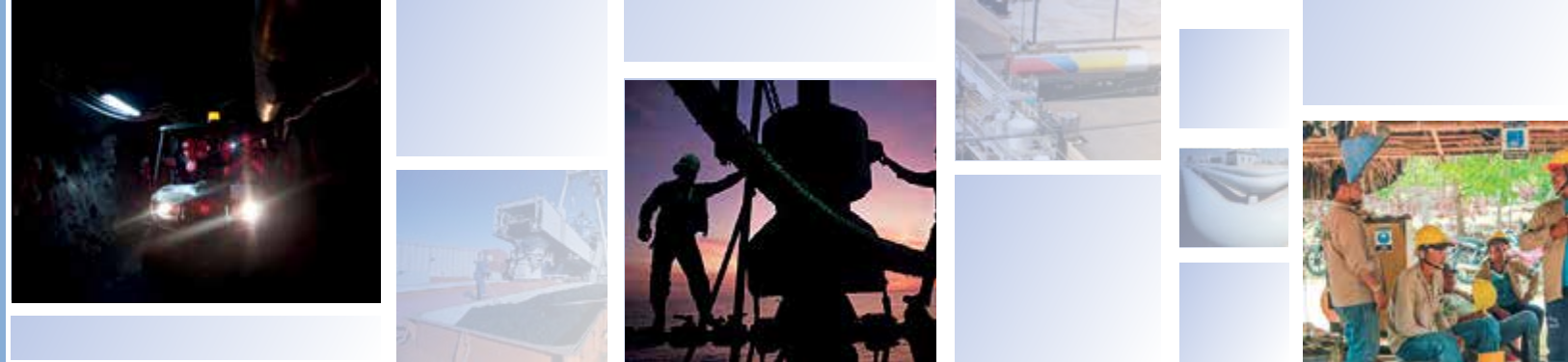
2 La ruta EITI



La Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas –EITI–

EITI en Colombia





2. La ruta EITI

2.1 La Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas –EITI-⁷

La EITI es una coalición internacional entre gobiernos, empresas, y organizaciones de la sociedad civil que tiene por objeto aumentar la gobernanza de los recursos del petróleo, el gas y los minerales de un país, a través de la implementación de un estándar para la divulgación de información sobre el pago de impuestos, licencias, contratos, la producción y otros datos clave en relación con la extracción de recursos. La iniciativa surge en el marco de la Cumbre Mundial para el Desarrollo Sostenible en el 2002 y hoy cuenta con 49 países implementadores. De ellos, 31 países (el 63%) son cumplidores del Estándar y el resto se encuentra, o bien en proceso de presentar su primer Informe o en la etapa de validación.

La participación y adhesión a la EITI por parte de los países es voluntaria y requiere de un compromiso sostenido por parte de los mismos en la aplicación de los principios y requisitos del Estándar, y en la publicación periódica de Informes EITI.

Para hacer parte de la iniciativa, el país debe cumplir un proceso de candidatura, el cual tiene, entre los requisitos, la conformación del Grupo Multi-partípite con representantes del Gobierno, empresas y sociedad civil, y la formulación de un Plan de Acción. La candidatura es evaluada por el Consejo del EITI, el cual se pronuncia sobre la aceptación o no de un país a la iniciativa. Una vez un país es aceptado en calidad de *País Candidato*, debe empezar a implementar el Plan de Acción y reportar el avance en la ejecución a través del Informe de Gestión Anual.

Un país candidato cuenta con 18 meses desde la aceptación de su candidatura para presentar su primer Informe EITI. A partir del mes 36 inicia el proceso de validación, el cual consiste en la evaluación sobre el cumplimiento del Estándar. Si el país ha respetado y adoptado los principios y requisitos establecidos, se le confiere la categoría de *País Cumplidor*.

2.2 EITI en Colombia

El proceso de la candidatura

Colombia inició el proceso de preparación e implementación de la candidatura EITI Colombia en el mes de mayo de 2013, como parte de las iniciativas de transparencia y de lucha contra la corrupción del Gobierno Nacional.

El proceso de candidatura finalizó en octubre de 2014, cuando el Consejo del EITI aceptó formalmente al país como *Miembro Candidato*. Dicho proceso supuso el cumplimiento de cuatro requisitos del Estándar:

- **Emitir una declaración pública e inequívoca de su intención de implementar la iniciativa del EITI:** el Gobierno colombiano manifestó mediante declaración pública e inequívoca su intención de implementar la iniciativa EITI en el marco de la 6ta Conferencia Global de la EITI el 24 de mayo de 2013 en Sydney, Australia, durante el evento “EITI Stakeholder Pledging Forum”.
- **Nombrar a un alto dirigente para liderar la implementación de la iniciativa del EITI:** el 22 de julio de 2013, la Presidencia de la República de Colombia designó al Ministerio de Minas y Energía como institución líder del proceso.

- **Comprometerse a trabajar con la sociedad civil y las empresas, y formar un grupo de multi-partícipes para supervisar la implementación de la iniciativa EITI:** para el caso colombiano se creó un Comité Tripartita Nacional, que se estructuró bajo el principio de paridad y equidad entre el Gobierno, el sector privado y las organizaciones de la sociedad civil. Así pues, cada una de las partes obtuvo en el seno del Comité tres representantes, para un total de nueve (9) miembros⁸. Una vez constituido el CTN, el Ministerio de Minas y Energía procedió a convocar a sus miembros para la instalación formal del grupo multi-partícipe, así como para la revisión y aprobación del Reglamento del CTN. La reunión tuvo lugar en el Ministerio de Minas y Energía el 6 de febrero de 2014.
- **Mantener un plan de trabajo actualizado, con el detalle de los costos y ajustado a los plazos para los informes y la validación que establezca el Consejo del EITI:** el Plan de Acción Nacional fue producto de seis meses de trabajo durante los cuales se llevaron a cabo ocho (8) sesiones de trabajo del Comité Tripartita Nacional (CTN) y ocho (8) sesiones de trabajo del Grupo de Apoyo Técnico (GAT).

Con el cumplimiento de los requisitos anteriormente mencionados, Colombia se convirtió en *País Candidato* y comenzará su proceso de validación en marzo de 2017, año en el que el Consejo del EITI evaluará el desempeño del país y la posibilidad de otorgarle la calificación de *País Cumplidor*.

El Plan de Acción Nacional

El Plan de Acción Nacional (PAN) tiene como objetivo “proveer información veraz, oportuna, contextualizada y socialmente útil para fortalecer la transparencia en la cadena de valor del sector extractivo en beneficio del desarrollo sostenible local y nacional”. Para conseguirlo deberá:

- a) **producir** la información en el marco del objetivo general de EITI Colombia
- b) **divulgar** la información que se produzca garantizando el cumplimiento del Estándar del EITI
- c) **promover** el uso efectivo de la información proveída en el marco del Estándar del EITI
- d) **garantizar** la organización, operatividad y funcionamiento de la estructura del EITI en Colombia para la implementación del plan de acción y la iniciativa EITI Colombia.

El PAN se formuló para ser implementado en un período de 22 meses a partir del mes de aprobación de la candidatura, por lo tanto la etapa de ejecución se cuenta desde octubre de 2014 hasta julio de 2016. Una vez aprobada la candidatura, el Comité Tripartita Nacional, con el apoyo del Grupo de Apoyo Técnico (GAT), trabajó en la formulación y adopción del PAN, el cuál desarrolló cada una de las líneas de acción del PAN al nivel de objetivo, productos y resultados esperados. Así las cosas, para este periodo de ejecución se espera:

- Presentar el Informe EITI Colombia
- Obtener un proceso para recopilación y producción de informes EITI estandarizado y validado.
- Desarrollar diagnósticos, metodologías y estrategias que contribuyan a aplicar el principio de progresividad, ampliando, si fuera aprobado por el CTN, el alcance del reporte para los informes EITI a partir de años fiscales posteriores en temas estratégicos como pagos del orden subnacional, transporte y pequeña y mediana minería.
- Diseñar un plan de acción para el fortalecimiento institucional en acceso a la información, transparencia, y rendición de cuentas en las entidades del gobierno claves para la cadena de valor del sector extractivo (ANM, ANH, DNP y DIAN).
- Posicionar y visibilizar a la EITI a nivel nacional y en 10 municipios⁹ de influencia del sector extractivo a través de una sólida estrategia de comunicaciones.
- Desarrollar una metodología y estrategia para la sensibilización y generación de capacidades en actores locales, en al menos 10 municipios de influencia del sector extractivo, de tal forma que se contribuya para que la información cumpla el propósito de ser oportuna, de calidad y socialmente útil.

Para julio de 2016, con el acompañamiento de la Secretaría de Transparencia del Departamento Administrativo de la Presidencia de la República, entidad rectora de la Política Integral de Transparencia y lucha contra la Corrupción, se deberían haber ejecutado la totalidad de las actividades planteadas, logrando, de este modo, mejorar el acceso a la información, la transparencia y la rendición de cuentas en la industria a nivel nacional y local¹⁰.

⁸ Mayor información sobre proceso de conformación del Comité Tripartita Nacional en Formulario de Candidatura publicado en página web EITI Colombia: www.eiti.upme.gov.co

⁹ Los diez municipios priorizados en el primer Plan de Acción Nacional fueron: El Bagre (Antioquia), Aguazul y Tauramena (Casanare), La Jagua de Ibirico (Cesar), Orito y Mocoa (Putumayo), Montelíbano (Córdoba), Puerto Gaitán (Meta), Barrancas (Guajira), y Barrancabermeja (Santander).

¹⁰ Ver Anexo No. 2 Plan de Acción Nacional

La gobernanza de la EITI

Una vez Colombia fue aceptado como *País Candidato* en la EITI, el Comité Tripartita Nacional estableció formalmente los mecanismos de gobernanza de la iniciativa en el país para asegurar el seguimiento y monitoreo a la ejecución del Plan de Acción Nacional.

El mecanismo de gobernanza de la iniciativa EITI Colombia parte de unos principios y establece los siguientes actores, roles y herramientas de gestión:

a) Principios EITI

- **Progresividad:** en el marco de los requisitos del Estándar, habrá un claro compromiso por parte de los miembros del CTN para avanzar y mejorar en el tiempo, el nivel de transparencia y rendición de cuentas en el proceso de regulación, licenciamiento, contratación y fiscalización del sector extractivo, así como en el recaudo, distribución, ejecución y uso efectivo de pagos e ingresos generados por éste.
- **Efectividad:** la toma de decisiones estará orientada a alcanzar y mantener una candidatura sólida, por lo tanto los compromisos asumidos por el país deberán considerar y reconocer el marco normativo, la disponibilidad de información, la capacidad operativa para suplir las brechas identificadas y los recursos financieros disponibles.
- **Materialidad:** el alcance del plan de acción y los reportes se orientarán al estudio, análisis y desarrollo de temas estadísticamente relevantes según lo definido en el CTN dentro de la cadena de valor de la industria extractiva.
- **Información oportuna, de calidad y socialmente útil:** la generación, difusión y promoción de la información estará orientada a aumentar la comprensión de los ciudadanos en general sobre el proceso de licenciamiento y contratación, el recaudo, distribución, ejecución y uso efectivo de pagos e ingresos producidos por la industria extractiva.
- **Alineación y sinergia de esfuerzos:** la implementación de la iniciativa EITI se alineará con otras iniciativas y compromisos del Gobierno nacional para el buen gobierno, así como con el desarrollo y evolución de la EITI en el ámbito internacional.

b) Actores y roles

i. El Comité Tripartita Nacional (CTN)

- Asegura la implementación del Estándar según las normas que lo rigen.
- Hace seguimiento periódico a la implementación del PAN.
- Apoya la implementación de actividades concretas en el marco del PAN, específicamente las encaminadas a sensibilizar y generar capacidades en el orden local y nacional.
- Designa los miembros del Grupo de Apoyo Técnico.
- Aprueba informes y productos del PAN.

ii. El Grupo de Apoyo Técnico (GAT)

- Hace seguimiento a la ejecución del Plan Operativo del PAN.
- Revisa y da retroalimentación técnica a los productos del PAN.
- Pone en conocimiento del nivel directivo los avances y posiciones para la deliberación, cumpliendo el proceso de toma de decisiones consensuado.

iii. La Secretaría Técnica Nacional (STN)

- Apoya al Viceministerio de Minas en la gestión institucional de la iniciativa.
- Facilita el cumplimiento de las actividades y compromisos del CTN y GAT.
- Facilita la ejecución administrativa y financiera del Plan de Acción Nacional.
- Hace seguimiento a los terceros contratados para la ejecución del PAN.
- Reporta los avances en la ejecución PAN, entre otras.

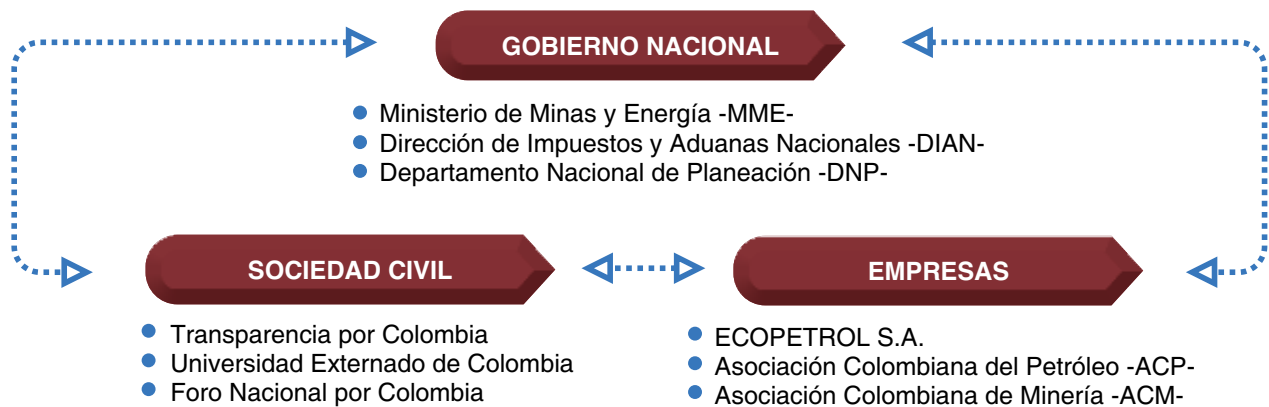
c) *Herramientas*

Para cada instancia se estableció una herramienta para la gestión de las actividades establecidas en el Plan de Acción Nacional:

- i. **El Plan Estratégico (PE) del CTN:** define las actividades del CTN en el marco de la implementación y seguimiento del Plan Operativo del PAN y otros compromisos.
- ii. **El Plan Operativo (PO) del GAT:** desarrolla cada una de las líneas de acción del PAN al nivel de objetivo, productos y resultados esperados.
- iii. **El Plan de Trabajo del STN:** determina las actividades del equipo de la Secretaría para impulsar la implementación y seguimiento del Plan Operativo del PAN y Plan Estratégico del CTN.

Integrantes del Comité Tripartita Nacional

Ilustración No 2. Integrantes del Comité Tripartita Nacional



a) **Entidades del Gobierno nacional**



Ministerio de Minas y Energía – MME¹¹

Es una entidad de carácter nacional, del nivel ejecutivo central, que tiene como propósito principal “articular la formulación, adopción, e implementación de la política pública del sector administrativo de minas y energía; así como formular, adoptar, dirigir y coordinar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales, hidrocarburos y biocombustibles”¹².

El MME tiene entidades adscritas y vinculadas¹³ que son instrumentos para la implementación de las políticas sectoriales y son relevantes para el EITI, estas son la Agencia Nacional de Minería – ANM-, la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH- y Ecopetrol S.A.

Frente a la EITI, el MME es el líder y coordinador de la implementación de la iniciativa.

¹¹ <http://www.minminas.gov.co/ministerio>

¹² Decreto 0381 de 2012, Artículo 2, numerales 1 y 2.

¹³ Ídem, artículo 3: forman parte del sector las siguientes entidades adscritas: Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, la Agencia Nacional de Minería – ANM, la Comisión de Regulación de Energía, Gas y Combustibles – CREG, el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas – IPSE, el Servicio Geológico Colombiano, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. Forman parte como entidades vinculadas: ECOPETROL S.A. 2. Las dedicadas a la energía eléctrica.

La DIAN es la entidad adscrita al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, que se encarga del recaudo de los tributos fiscales y aduaneros y garantiza la seguridad fiscal del Estado y la protección del orden público económico nacional, mediante la administración y control al cumplimiento de las obligaciones tributarias, aduaneras, cambiarias, los derechos de explotación y gastos de administración sobre los juegos de suerte y azar explotados por entidades públicas del nivel nacional y la facilitación de las operaciones de comercio exterior.

Frente a la EITI, su rol consiste en aportar conocimiento, experticia e información de los pagos/ingresos del sector tributario y en específico la contribución de la industria extractiva al mismo.

El DNP es una entidad de carácter nacional, que depende directamente de la Presidencia de la República y se encarga del diseño, la orientación y evaluación de las políticas públicas colombianas, el manejo y asignación de la inversión pública y la concreción de las mismas en planes, programas y proyectos del Gobierno. Como parte del Sistema General de Regalías busca la eficacia en la asignación y ejecución de los recursos en el desarrollo local y regional.

Frente a la EITI, el DNP es fundamental dado su liderazgo en el proceso de distribución y seguimiento a la ejecución de los recursos del Sistema General de Regalías.

b) Empresas

ECOPETROL S.A. es una sociedad de economía mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, de origen colombiano, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. Realiza actividades de *upstream*, *midstream* y *downstream*¹⁷.

En términos EITI es la empresa de titularidad estatal más importante del país, adicionalmente concentra un porcentaje importante de producción, hace la mayoría del transporte hidrocarburos y comercializa la totalidad de producción que el Estado recibe como pago de regalías.

La Asociación Colombiana del Petróleo es la agremiación que agrupa a las compañías privadas de este sector en Colombia, que desarrollan actividades de exploración, producción y transporte de petróleo y gas natural, así como la distribución de combustibles líquidos y lubricantes. Cuenta con cuarenta y ocho (48) afiliadas de las cuales once (11) hacen parte del presente informe¹⁹.

Frente a la EITI, la ACP representa a las empresas del sector, facilitando el diálogo entre las partes, concertando los intereses entre las mismas y garantizando la fluidez de la comunicación en doble vía.

14 Recuperado de <http://www.dian.gov.co/contenidos/sobredian/presenta.html>

15 Recuperado de <https://www.dnp.gov.co/DNP/Paginas/acerca-de-la-entidad.aspx>

16 Recuperado de <http://www.ecopetrol.com.co>

17 *Upstream* (exploración y producción); *midstream* (procesamiento, almacenamiento y transporte), y *downstream* (refinación y mercadeo).

18 Recuperado de <http://www.acp.com.co>

19 Recuperado de <https://www.acp.com.co/index.php/es/servicios-e-informacion/directorio-de-afiliados>



Asociación Colombiana de Minería –ACM-²⁰

La Asociación Colombiana de Minería es la agremiación creada en 2014 a partir de la fusión de tres gremios existentes y representa empresas de capital privado en las diferentes fases del ciclo minero exploradores, productores y prestadores de bienes y servicios presentes en el país. Cuenta con cuarenta y tres (43) afiliadas de las cuales las seis (6) hacen parte del presente informe.

Frente a la EITI, la ACM representa a las empresas del sector, facilitando el diálogo entre las partes, concertando los intereses entre las mismas y garantizando la fluidez de la comunicación en doble vía.

c) Sociedad civil²¹

Los delegados de la sociedad civil representan la Mesa de Sociedad Civil para la Transparencia de la Industria Extractiva, y tienen como rol: representar a la sociedad civil en el CTN, servir de voceros de la Mesa ante terceros actores, rendir cuentas sobre los avances del CTN y recoger insumos de los participantes de la Mesa; así como apoyar la estrategia de sensibilización, capacitación y visibilización de la EITI ante la Mesa y otros actores a nivel nacional.



Fundación Foro Nacional por Colombia²²

Organismo civil no gubernamental sin ánimo de lucro que tiene como objetivo fortalecer la democracia, promover valores, instituciones y prácticas que propicien la convivencia, y crear las condiciones para el ejercicio de una ciudadanía activa que incida en asuntos públicos.



Transparencia por Colombia – Capítulo Transparencia Internacional

Organización sin ánimo de lucro que tiene como objetivo “liderar desde la sociedad civil la lucha integral contra la corrupción y por la transparencia, en lo público y en lo privado, para promover una ciudadanía activa, fortalecer las instituciones y consolidar la democracia”²³. Como capítulo nacional de Transparencia Internacional -TI-, vela por la aplicación de acciones que prevengan la corrupción de manera integral con el sector público, privado y con la ciudadanía.



Universidad Externado de Colombia²⁴

Fundada en 1886, la Universidad Externado de Colombia es un centro académico dedicado al apoyo empresarial, cultural, social, político y económico del país. Cuenta con 10 facultades, aproximadamente 10.000 alumnos en los niveles de pregrado y posgrado y más de 30 grupos de investigación.

La Universidad ha venido contribuyendo al análisis y la formación de profesionales en relación con el sector minero-energético desde hace más de 10 años. Cuenta, entre otros, con el Departamento de Derecho Minero-Energético y una línea de investigación en recursos minero-energéticos asociada la Facultad de Finanzas, Gobierno y Relaciones Internacionales desde donde se lidera la contribución a la iniciativa EITI. Desde 2013, está desarrollando un proyecto de investigación sobre minería y desarrollo que involucra a más de 90 investigadores de las distintas facultades que se materializará en cinco tomos publicados en 2016.

²⁰ Recuperado de www.acmineria.com.co
²¹ Reglamento de la Mesa de Sociedad Civil para la Transparencia de la Industria Extractiva
²² <http://www.foronacional.org/#services/aboutPage>
²³ <http://transparenciacolombia.org.co/>
²⁴ <http://portal.uexternado.edu.co/index.html>



3 Alcance Informe EITI



Alcance 2013

Empresas adheridas a la EITI



3. Alcance Informe EITI

3.1 Alcance 2013

El alcance del Informe EITI año fiscal 2013 fue definido y aprobado en el marco del Comité Tripartita Nacional²⁵ teniendo en cuenta la normatividad vigente y la disponibilidad de información en el orden nacional. Para el caso colombiano el alcance del Informe se estableció a través de cuatro elementos:






- Los requisitos del Estándar a adoptar.
- El año fiscal a reportar.
- La materialidad del Informe en términos de pagos/ingresos.
- El nivel de desagregación en el que se presenta la información sujeto de conciliación.

Estándar EITI y requisitos adoptados

El Estándar de la EITI busca que los países que hacen parte de la iniciativa publiquen periódicamente información referente a los contratos que establecen las condiciones para la exploración y explotación de hidrocarburos y minerales, los volúmenes de producción, los pagos significativos generados por la industria, su distribución en el presupuesto nacional y su ejecución. La divulgación de esta información se debe hacer de manera general y particular según lo señalado por el Estándar en sus requisitos, que son de carácter obligatorio o recomendado.

En la Ilustración No. 3 se encuentran relacionados los requisitos del Estándar que hacen parte integral de este primer Informe y son abordados a lo largo del mismo.

Ilustración No 3. Requisitos del Estándar del EITI adoptados

EL ESTÁNDAR DEL EITI	Capítulo	Capítulo
 Asignación de Títulos y Contratos 3.9(b) Registro de Licencias (áreas y títulos) 5 3.10 Proceso de asignación de Licencias (áreas y títulos) 5 3.12 (a) Publicación de contratos 5 3.12 (b) Política divulgación de contratos 3		 Distribución y ejecución de los ingresos 3.7 (a) Distribución de los ingresos 7 4.2 (e) Transferencias subnacionales 7 3.8 Gestión de ingresos y gastos* 7
 Seguimiento a la producción 3.5 Datos de producción para el año fiscal 5		 Beneficio Público 3.3 Aspectos generales de la industria 5 3.4 Contribución a la economía del año fiscal 5
 Recaudo de impuestos, regalías, etc 4.1 (a-b) Definición de impuestos e ingresos 3 4.1 (c) Venta de la producción del Estado 5 4.1 (e.iii) Gasto social normado 3 4.2 (a) Conciliación de ingresos y pagos 6 4.2 (c)- 3.6 Empresas de titularidad estatal 5 y 6 4.2 (d) Pagos subnacionales 3		

*La dependencia del gasto de los recursos de la industria extractiva es abordado por el Informe en el análisis del Presupuesto General de la Nación en el capítulo 7, ver recuadro sobre la Regla Fiscal.

La adopción de los requisitos fue ampliamente discutida por el Comité Tripartita Nacional, lo cual permitió generar un entendimiento compartido sobre el Estándar y algunos acuerdos en torno a los requisitos del mismo²⁶. De los acuerdos generados vale la pena mencionar (numeración en relación a los requisitos del Estándar):

- **3.4 Contribución a la economía:** el Comité Tripartita Nacional acuerda capturar información de empleo directo e indirecto a través del formulario de recopilación de las empresas para el año fiscal del Informe. Luego de consultar la disponibilidad de la información, se acuerda por parte de las empresas que la información requerida será proporcionada por los gremios, a quienes estas reportan periódicamente.
- **3.12 (a) Publicación de contratos:** el Comité Tripartita Nacional acuerda incentivar la publicación de las minutas de los contratos por parte de las agencias del Gobierno nacional. Sin embargo, cabe destacar que tanto la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH–, como la Agencia Nacional de Minería –ANM– se pronunciaron frente a este tema a través de conceptos jurídicos en los términos establecidos en la Ley 1712 de 2014²⁷ y la Ley 1755 de 2015²⁸ (Ver Anexos No. 3 y 4). Estos conceptos jurídicos concluyen que si bien las minutas contractuales²⁹ no tienen reserva, la información técnica y económica derivada de la ejecución del contrato contiene secretos comerciales, industriales y profesionales sujetos de reserva como lo establece la regulación vigente.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos, establece que:

“Las minutas de los contratos suscritos con la ANH, incluidos sus anexos, sí se pueden publicar total o parcialmente, en atención al principio de transparencia establecido en la Ley 1712 de 2014, de tal forma que cualquier persona pueda acceder a dicha información, garantizando los derechos constitucionales a la defensa, el debido proceso y el acceso a los documentos públicos. En dicho sentido consideramos que la excepción establecida en el literal c) del Artículo 18. “Información exceptuada por daño de derechos a persona naturales o jurídicas” de dicha Ley, aplica a la información derivada de la ejecución del contrato (como es el caso de los pagos efectuados por derechos económicos por ejemplo), y no a la suscripción y perfeccionamiento del mismo.”³⁰

La Agencia Nacional de Minería determina en el marco del Código de Minas, que:

“Conforme al postulado del artículo 260, se tiene que la propuesta de contrato de concesión minera en el procedimiento gubernativo previo a la celebración del contrato es pública, y en consecuencia cualquier persona podrá tener acceso a la documentación correspondiente a tal, previa solicitud a la autoridad minera. Así también la minuta del contrato de concesión, es pública, teniendo en cuenta que la información allí contenida, no encuadra en el supuesto del artículo 88 del Código de Minas, ni en las excepciones al acceso a la información a que hace referencia la Ley 1712 de 2014 por medio de la cual se crea la Ley de Transparencia y del Derecho de Acceso a la Información Pública Nacional.

De otro lado, según la disposición del artículo 88 en cita; una vez el contrato es suscrito e inscrito en el Registro Minero Nacional, el acceso a la información contenida en el expediente minero que se conforma, se encuentra restringido en lo que tiene que ver con la información técnica y económica resultante de los estudios y trabajos mineros del concesionario que suministra la autoridad minera, en consecuencia la divulgación de esta información solo podrá hacerse luego de haber sido consolidada en el Sistema Nacional de Información minera previsto en el Capítulo XXX de la Ley 685 de 2001.”³¹

Así las cosas, las minutas de los contratos de las empresas serán publicadas por las Agencias en concordancia con lo anteriormente expuesto, a través de sus páginas web, las cuales quedarán habilitadas para consulta del público a partir de febrero de 2016.

- **4.1 (a-b) Impuestos e ingresos:** el Comité Tripartita Nacional decidió reportar todos los ingresos del orden nacional. Sin embargo, para este primer Informe no se recopilará ni se conciliará el Impuesto al Valor Agregado -IVA- por las siguientes razones:

26 Para información detallada ver Acta y Anexos del CTN No 6 del 26/06/14 en página web EITI Colombia.

27 Ley 1712 de 2014 “Por medio de la cual se crea la Ley de Transparencia y del Derecho de Acceso a la Información Pública Nacional y se dictan otras disposiciones”.

28 Ley 1755 de 2015 “Por medio de la cual se regula el Derecho Fundamental de Petición y se sustituye un título del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo”.

29 Libro administrativo en el caso de la ANM.

30 Agencia Nacional de Hidrocarburos, Comunicación del 18-11-2015 (Anexo No. 2)

31 Agencia Nacional de Minería, Comunicación del 01-12-2015 (Anexo No. 3)

- El IVA es un impuesto indirecto³² sobre la prestación de servicios y venta e importación de bienes, no se deriva del patrimonio o renta de una persona natural o jurídica.
- Alrededor del 95%³³ de los ingresos por producción de petróleo, gas y minerales son excluidos del IVA (Artículos 424 y 425 del Estatuto Tributario) o exentos con derecho a devolución (Artículo 477 del Estatuto Tributario), este último derecho aplica siempre y cuando las operaciones sean efectuadas por un exportador con contratos con extranjeros sin domicilio o residencia en el país. Es importante resaltar que esta regla aplica a otra serie de bienes y servicios en el país.
- La industria extractiva es un agente que adquiere bienes de capital de forma intensiva para la exploración y extracción. Frente a esto la legislación colombiana establece que el IVA pagado en la adquisición de bienes de capital y/o maquinaria pesada para la industria básica, puede ser descontado del impuesto sobre la renta. Sin embargo, el IVA pagado en la adquisición de servicios continúa generando IVA descontable, que se convierte en saldo a favor susceptible de ser solicitado en devolución, previo cumplimiento de los requisitos legales.

Para el año fiscal 2013 el total de IVA generado por operaciones gravadas fue de 2,4 billones de pesos. Una vez restados, tanto el IVA descontable como el IVA retenido, el saldo a pagar por concepto de este impuesto por parte de las industrias extractivas fue de 778 mil millones³⁴.

- **4.1 (eiii) Gasto social discrecional:** aunque el requisito no se adopta se acuerda incentivar la recopilación y publicación voluntaria de esta información entre las empresas. En el desarrollo del proceso de socialización para la recopilación de información con las mismas, se estimó que la información de inversión social discrecional no es estandarizable ni comparable en la actualidad³⁵. No obstante, el formulario de recopilación de información³⁶ a las empresas mantuvo esta variable en aras de cumplir la condición de voluntariedad establecida por el Comité Tripartita Nacional.
- **4.2 (d) Pagos subnacionales:** el Estándar EITI establece como requisito obligatorio el reporte y cotejo de los pagos subnacionales realizados por las compañías a entidades del orden municipal y departamental. Sin embargo, revisado y estudiado el requisito, se definió que el cumplimiento sobre el mismo sería parcial en el primer Informe, dada la falta de información desagregada por tipo de contribuyente en el orden subnacional y la imposibilidad de adelantar una conciliación de pagos/ingresos con autoridades municipales y departamentales en el corto plazo.

En ese sentido, el Comité Tripartita Nacional solicitó la aprobación al Consejo del EITI para adelantar una implementación adaptada de su candidatura, a lo que el Consejo sugirió estudiar primero la materialidad del pago y luego decidir sobre la inclusión o no del mismo en el Informe³⁷. El análisis en mención se llevó a cabo con el apoyo del Administrador Independiente, quien realizó la recopilación de información directamente de las empresas.

Como resultado se obtuvo que, para 2013, sumando los ingresos nacionales y subnacionales, el total de lo pagado por las empresas adheridas a la EITI fue de \$34 billones de pesos (ver Anexo No. 5), de los cuales los pagos subnacionales³⁸ representan tan sólo el 0,7%, con \$239 mil millones.

Año fiscal del Informe

El primer Informe EITI por parte de Colombia corresponde al año fiscal 2013 y se publica en el plazo otorgado por el Consejo del EITI³⁹. Se reporta el año fiscal 2013 toda vez que los impuestos incluidos en el Informe son de periodicidad anual, y la información reportada por la DIAN cuenta con rezago de dos años.

32 Impuesto indirecto: Impuesto al consumo o servicios, la EITI no exige la inclusión de este tipo de tributos.

33 Análisis proporcionado por la Asociación Colombiana de Petróleo.

34 DIAN, Noviembre 2015.

35 Debido a que no todas las empresas de la industria extractiva cuentan al interior de sus contratos con alguna obligación contractual que estandarice la inversión social de las mismas. Para el caso del sector de hidrocarburos, sólo aquellas empresas que suscribieron contratos con la ANH a partir del año 2011, cuentan con la cláusula de inversión social denominada "Programa de inversión en las comunidades". Para el caso de las empresas del sector minero, sólo a partir del año 2013 mediante la resolución 420, se estableció la cláusula social al interior de las minutas de los contratos de concesión minera.

36 El formulario de recopilación de información es la herramienta metodológica usada por el Administrador Independiente para la recopilación de información y posterior conciliación de la misma.

37 Ver Comunicación de aceptación de Colombia a la EITI

38 Se entiende por pagos sub nacionales por aquellos impuestos que son recaudados directamente por los gobiernos departamentales y municipales, para el caso colombiano son el impuesto al alumbrado público, predial, al registro, el de valorización y el ICA.

39 Ibid

Materialidad

El Estándar del EITI señala que para que un informe sea validado por el Consejo del EITI, además de cumplir con los requisitos obligatorios, debe ser material⁴⁰, lo cual significa que debe recopilar y cotejar todas las fuentes de ingresos sectoriales importantes o relevantes. Para este informe el Comité Tripartita Nacional se comprometió ante al Consejo del EITI con una materialidad del 80% como mínimo, por tipo de pago/ingreso. Sin embargo, este primer informe supera la meta establecida, puesto que la materialidad por pago/ingreso presentada es del 95,8%, y por sector es del 97% para hidrocarburos y 77% para minería.

La materialidad del Informe EITI Colombia 2013 se definió bajo los siguientes criterios:

- La identificación, cuantificación y ponderación de la totalidad de los ingresos/pagos sectoriales.
 - La identificación de las empresas que contribuyen de mayor forma en las principales fuentes de ingreso y la cuantificación de su aporte.
 - La validación de la muestra de empresas mediante la revisión y ponderación de las cifras de producción.
- a. Identificación de los pagos/ingresos significativos en la industria extractiva.** Este análisis es el que define los rubros a reportar, cotejar y presentar de manera desagregada por empresa. Para identificarlos se construyó la Tabla No. 2⁴¹, la cual muestra pagos por cerca de \$35,3 billones de pesos, siendo los rubros más significativos: dividendos (37%), regalías (26%), impuesto a la renta (22%), impuesto sobre la renta para la equidad CREE (8%), y el impuesto al patrimonio (2%). Estos pagos representan el 96% del total de los ingresos provenientes de la industria extractiva.

Tabla No 2. Pagos/ingresos totales de las industrias extractivas en millones de pesos COP

Impuestos, pagos e inversión industrias extractivas	2013	%
Impuestos y pagos nacionales generales para la industria		
Impuesto de Renta (causación)	\$ 7.862.742	22%
Impuesto sobre la Renta para la Equidad CREE (causación)*	\$ 2.938.709	8%
Impuesto al Patrimonio (caja)	\$ 827.485	2%
Regalías	\$ 9.214.180	26%
Pagos e inversión sector hidrocarburos		
Dividendos Ecopetrol S.A. (1)	\$ 13.193.557	37%
Uso del subsuelo en exploración	\$ 61.820	0,2%
Uso del subsuelo en producción	\$ 12.956	0,04%
Transferencia de tecnología	\$ 6.791	0,02%
Precios Altos	\$ 475.754	1,3%
Participación en la producción	\$ 177.947	0,5%
Programa en Beneficio de las Comunidades -PBC (2)	\$ 204.427	0,6%
Impuestos, pagos e inversión sector minero		
Compensaciones	\$ 300.603	0,9%
Canon Superficial	\$ 38.483	0,1%
Impuesto al Oro, Plata y Platino -OPP (caja)	\$ 18.508	0,1%
Inversión e Inversiones Sociales –Clausula Social (3)	\$ 9.587	0,03%
Total	\$ 35.343.547	100%

FUENTE: EY, 2015. Recopilación de Información del Administrador Independiente.

*Clasificación actividades económicas de explotación de petróleo y minería 510, 520, 610, 620, 710, 722, 723 y 729. Ver resolución 000139 de 2012 de la DIAN, y todos los valores incluidos son impuestos antes de deducciones.

** El tipo de contabilidad utilizado para todos los rubros fue de caja, excepto para impuesto a la renta y renta para la Equidad CREE, los cuales fueron de causación.

(1) Dividendos ECOPETROL S.A. 2013 de utilidades del año fiscal 2012. Acta Asamblea General de Accionistas Ordinaria No. 028 de 2013.

(2) Inversiones sociales obligatorias que realizan las empresas dedicadas a la industria del petróleo en el marco de los contratos y convenios suscritos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH Fuente: Formato EY.

(3) Inversiones sociales obligatorias en la cual el Titular Minero se compromete a realizar el Plan de Gestión Social o en algunos casos un Plan Quinquenal con inversión social.

40 Materialidad según la EITI: el umbral o porcentaje que determina si un pago o empresa es significativo para un resultado.
41 Cada tipo de impuesto, pago o inversión que se reporta y/o concilia será explicado en detalle en el capítulo seis.

- b. **Identificación de las empresas que contribuyen de mayor forma en las principales fuentes de ingreso y la cuantificación de su aporte.** El listado de empresas adheridas se determinó de acuerdo al porcentaje de su contribución en los ingresos sectoriales para el año 2013. Para este período, 18 empresas -12 del sector de hidrocarburos y 6 del sector de minería- aportaron el 95,8% de la totalidad de los ingresos al gobierno. La Tabla No. 3 muestra el total de los pagos sectoriales por ingreso para 2013 y los pagos agregados de las 18 empresas adheridas por rubro para el mismo año fiscal.

Tabla No 3. Análisis de materialidad de los pagos/ingresos y de las empresas adheridas al Informe en el año fiscal 2013⁴²

Impuestos, pagos e inversión industrias extractivas	Total 2013	Total Empresas Adheridas 2013	% ⁵
Impuestos* y Regalías			
Impuesto de Renta (causación)	\$ 7.862.742	\$ 7.456.998	21%
Impuesto sobre la Renta para la Equidad CREE (causación)	\$ 2.938.709	\$ 2.774.504	8%
Impuesto al Patrimonio (caja)	\$ 827.485	\$ 735.464	2%
Regalías	\$ 9.214.180	\$ 8.680.547	25%
Pagos e inversión sector hidrocarburos			
Dividendos Ecopetrol S.A. ⁽¹⁾	\$ 13.193.557	\$ 13.193.557	37%
Uso del subsuelo en exploración	\$ 61.820	\$ 10.105	0,03%
Uso del subsuelo en producción	\$ 12.956	\$ 6.772	0,02%
Transferencia de tecnología	\$ 6.791	\$ 3.777	0,01%
Precios Altos	\$ 475.754	\$ 401.656	1%
Participación en la producción	\$ 177.947	\$ 147.536	0,42%
Programa en Beneficio de las Comunidades -PBC ⁽²⁾	\$ 204.427	\$ 190.587	0,54%
Impuestos, pagos e inversión sector minero			
Compensaciones	\$ 300.603	\$ 245.195	0,69%
Canon Superficial ⁽³⁾	\$ 38.483	\$ 8.101	0,02%
Impuesto al Oro, Plata y Platino -OPP	\$ 18.508	\$ 8.836	0,03%
Inversión e Inversiones Sociales -Clausula Social ⁽⁴⁾	\$ 9.587	\$ 8.660	0,02%
Total	\$ 35.343.547	\$ 33.872.298	95,8%

FUENTE: EY, 2015. Recopilación de Información del Administrador Independiente.

*Clasificación actividades económicas de explotación de petróleo y minería 510, 520, 610, 620, 710, 722, 723 y 729. Ver resolución 000139 de 2012 de la DIAN, y todos los valores incluidos son impuestos antes de deducciones.

** El tipo de contabilidad utilizado para todos los rubros fue de caja, excepto para impuesto a la renta y renta para la Equidad CREE, los cuales fueron de causación.

(1) Dividendos ECOPEPETROL S.A. 2013 de utilidades del año fiscal 2012. Acta Asamblea General de Accionistas Ordinaria No 028 de 2013.

(2) Inversiones sociales obligatorias que realizan las empresas dedicadas a la industria del petróleo en el marco de los contratos y convenios suscritos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH Fuente: Formato EY.

(3) Es importante aclarar que este pago para las Empresas Adheridas es bajo dado que la mayoría de ellas se encuentran en etapa de producción y no exploración, del cual es propio este pago.

(4) Inversiones sociales obligatorias en la cual el Titular Minero se compromete a realizar el Plan de Gestión Social o en algunos casos un Plan Quinquenal con inversión social.

(5) Porcentaje de participación del agregado de cada pago de las 18 empresas en el total de pagos de la industria extractiva para 2013.

- c. **Validación de la muestra de empresas mediante la revisión y ponderación de las cifras de producción.** Para la validación de las cifras de producción se identificó, en primera medida, el tipo de recurso que exploran o explotan las empresas invitadas a adherirse a la iniciativa, siendo los más relevantes el crudo, el gas, el carbón, el ferróniquel, el hierro y el oro. Posteriormente se revisó el reporte de producción por empresa para el año 2013 con cada una de las agencias estatales encargadas de fiscalizar la producción. Este ejercicio permitió concluir que, como lo indican las Tablas No. 4 y No. 5, el agregado de las producciones de las empresas adheridas es significativo frente a los totales de producción por bien, a excepción del oro, cuya producción se encuentra afectada por el fenómeno de minería informal e ilegal, tal como se detalla en la Tabla No. 5. El tema de la ilegalidad y la informalidad será abordado en el Recuadro No. 1 del capítulo 5 del presente documento.

Tabla No 4. Producción de Hidrocarburos 2013

Hidrocarburo	Unidad	Producción Promedio Anual	Producción Promedio Gravable	Producción Promedio Gravable Empresas Adheridas 2013	% Empresas Adheridas 2013
Petróleo	KBPCD	1.009	998	910	91%
Gas	MPCD	2.860	1.250	1.210	97%

Fuente: ANH, Diciembre 2015.

* Complementado con información de ANH, Formulario de recopilación Informe EITI 2013. Diciembre de 2015.

Tabla No 5. Producción de Minerales 2013

Clase de mineral	Mineral	Unidad	Producción 2013	Producción Empresas Adheridas 2013*	% Empresas Adheridas 2013
Minerales Combustibles	Carbón	Ton	85.496.062	64.740.240	76%
	Cobre (concentrados)	Ton	3.294	-	-
Minerales Metálicos	Mineral de hierro	Ton	710.047	710.047	100%
	Níquel contenido en ferroníquel	Libras	108.731.702	108.731.702	100%
Minerales no Metálicos	Azufre	Ton	52.470	-	-
	Calizas (para cemento)	Ton	13.954.059	-	-
	Sal marina	Ton	113.226	-	-
	Sal terrestre	Ton	319.184	-	-
Minerales Preciosos	Oro	Kg	55.745	3.377	6%
	Plata	Kg	13.968	-	-
	Platino	Kg	1.504	-	-
Piedras Preciosas	Esmeraldas	Miles Quilates	2.627	-	-

Fuente: Sistema de Información Minero Colombiano SIMCO, Octubre de 2015.

* Complementado con información de ANH, Formulario de recopilación Informe EITI 2013. Diciembre de 2015.

Nivel de desagregación de los impuestos, pagos e inversión de las industrias extractivas

El Estándar del EITI exige el máximo nivel de desagregación de la información por cada fuente de ingreso material, es decir, requiere que la información se publique separadamente por empresa cuando el flujo de ingreso es significativo. Como fue mencionado anteriormente, en el caso colombiano estos flujos los constituyen los dividendos, los impuestos directos y las regalías, los cuales serán desagregados tanto por empresa como por rubro.

Para lograr el nivel mínimo requerido de desagregación, se acordó con las empresas el levantamiento de la reserva legal que otorga el Estatuto Tributario en sus artículo 583 y 584, lo cual requirió una comunicación dirigida por los representantes legales de las empresas a la DIAN. Esta solicitud permite de manera excepcional al Administrador Independiente recopilar información específica que reposa en las declaraciones del año gravable 2013 y publicarla una vez finaliza la etapa de conciliación.

En aras de promover al máximo la transparencia, se examinó la posibilidad de desagregar la totalidad de los rubros reportados y sujetos de cotejo en el Informe. Sin embargo, la publicación desagregada del rubro de derechos económicos⁴³ correspondientes al sector hidrocarburos (como son los usos del subsuelo, la transferencia de tecnología, los precios altos y la participación en la producción) no fue posible. En el concepto emitido por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, “la publicación del valor del pago total anual de cada uno de los derechos económicos (...) violaría la cláusula de confidencialidad pactada entre la ANH y los productores en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos”, puesto que facilita “que un tercero estime con buena precisión (90%) el precio de venta del petróleo y gas del productor, con los efectos negativos que para la competencia ello implica”⁴⁴.

43 Derechos económicos son una retribución en dinero o en especie que hacen las empresas del sector de hidrocarburos y es recaudado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, son de cuatro tipos usos del subsuelo, transferencia de tecnología, precios altos, participación en la producción.

44 Agencia Nacional de Hidrocarburos, Comunicación del 18-11-2015

Adicionalmente, en cuanto a los gastos sociales normados⁴⁵ (Programa en Beneficio de las Comunidades – PBC- e Inversión e Inversiones Sociales -Cláusula Social), dado que este rubro se caracteriza por ser una inversión que se hace de manera directa en las comunidades del área de influencia de los proyectos y no un pago directo de las empresas al Estado, éstos no son sujeto de cotejo. Y por otra parte, no todas las empresas cuentan con “cláusulas sociales” en su marco contractual o hay quienes en el marco de los contratos de asociación no la tienen a título propio. Es decir, es Ecopetrol el que hace todo el gasto social discrecional. Cabe añadir que, frente al total de pagos para el periodo, este rubro no es significativo dentro del total de pagos obligados del sector, por lo tanto no serán publicados de manera desagregada.

3.2 Empresas adheridas a la EITI

La totalidad de las empresas invitadas a participar en el primer Informe EITI aceptaron la invitación extendida por el Ministerio de Minas y Energía y se comprometieron, mediante el Acuerdo de Intención suscrito el 26 de octubre de 2015, a “aunar esfuerzos para la efectiva y sostenida implementación de la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas –EITI–, dando cumplimiento a los requisitos establecidos en el estándar y de aplicabilidad en Colombia y considerando las recomendaciones sugeridas por el Comité Tripartita Nacional”⁴⁶.

En el siguiente apartado se expondrá la participación por sector en la industria extractiva, además de presentar una breve reseña de cada una de las empresas adheridas, en la cual se informa, entre otros asuntos, sobre su operación en el orden nacional y los contratos vigentes a 2013 sobre los bienes que son materia de este informe⁴⁷.

Empresas de la Industria de Hidrocarburos

Las empresas del sector hidrocarburos que se han adherido a la iniciativa del EITI realizaron pagos y transferencias al Gobierno por \$31,7 billones de pesos y representan el 97% del total de los pagos hechos por sector de hidrocarburos para los años fiscal 2013.

A continuación se presenta una breve reseña de cada una de ellas:



ECOPETROL S.A.
www.ecopetrol.com.co

ECOPETROL S.A. es una sociedad de economía mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, de origen colombiano, vinculada al Ministerio de Minas y Energía⁴⁸. Inició operaciones en la década de los 50 y en el año 2003, se modificó la estructura orgánica de la empresa, convirtiéndola en una sociedad pública por acciones. Realiza actividades propias del *upstream* (exploración y producción), *midstream* (Transporte) y *downstream* (comercialización y refinación) del sector hidrocarburífero en la región Caribe colombiana (Bolívar, Atlántico, Cesar, Guajira), en la región de la Orinoquía y Llanos Orientales (Meta, Casanare, Vichada, Arauca, Caquetá y Putumayo), en la región del Magdalena Medio (Santander y Boyacá) y en los departamentos de Tolima y Huila.

Para el año 2013 la empresa contaba con ciento ochenta y seis (186) contratos, distribuidos así:

- i. ANH: ciento nueve contratos (109).⁴⁹
 - Seis (6) convenios de exploración, los cuales fueron suscritos por mandato del Decreto 2288 de 2004, esta modalidad solamente aplica para los campos de operación directa de Ecopetrol y a la terminación de los contratos de asociación.
 - Cuarenta y seis (46) convenios de explotación, los cuales fueron suscritos por mandato del Decreto 2288 de 2004, esta modalidad solamente aplica para los campos de Operación Directa de Ecopetrol y a la terminación de los contratos de asociación.
 - Cincuenta (50) contratos E&P.
 - Siete (7) contratos TEA.

⁴⁵ No todas las empresas de la industria extractiva cuentan al interior de sus contratos con alguna obligación contractual que estandarice la inversión social de las mismas. Para el caso del sector de hidrocarburos, sólo aquellas empresas que suscribieron contratos con la ANH (E&P, E&E) a partir del año 2011, cuentan con la cláusula de inversión social denominada “Programa de inversión en las comunidades”. Para el caso de las empresas del sector minero, sólo a partir del año 2013 mediante la resolución 420, se estableció la cláusula social al interior de las minutas de los contratos de concesión minera.

⁴⁶ Acuerdo de Intenciones para la Implementación de la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas EITI en Colombia.

⁴⁷ Ver Anexo No. 5 en el que se relacionan todos los contratos vigentes por empresa para el 2013.

⁴⁸ <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/marco-legal>

⁴⁹ Fuente: Datos de la base de ANH 2013.

- ii. Contratos propios Ecopetrol: Setenta y siete (77) contratos⁵⁰.
- Cincuenta y cuatro (54) contratos bajo la modalidad de asociación.
 - Nueve (9) contratos bajo la modalidad de campo descubierto no desarrollado.
 - Cinco (5) contratos bajo la modalidad de producción incremental.
 - Nueve (9) contratos bajo otras modalidades. (Contrato de Participación con Riesgo (CPR), Contrato de Riesgo Compartido (CRC), Alianza Tecnológica, Servicio de Participación con Riesgo, Acuerdo de Participación, Convenio Tecnológico)

La empresa reporta su informe de sostenibilidad anual conforme a la norma GRI desde el año 2006.⁵¹

La acción de Ecopetrol está inscrita en la Bolsa de Valores de Colombia y sus ADR nivel 2, están inscritos en la Bolsa de Valores de Nueva York y en la Bolsa de Valores de Toronto⁵².



GRUPO PACIFIC EXPLORATION & PRODUCTION CORP.
www.pacific.energy

Pacific Exploration & Production Corp., es un grupo de carácter privado de origen canadiense que inició operaciones en Colombia en el 2007. Es propietario del 100% de las empresas Petrominerales (con operaciones en Colombia y Perú), Meta Petroleum Corp y Pacific Stratus Energy Colombia Corp. Realiza actividades de exploración y producción de crudo pesado, liviano y gas en la región de los Llanos Orientales y Orinoquía y en la Región Caribe.

Para el año 2013, el grupo contaba con sesenta y tres (63) contratos. Cincuenta y uno (51) con la ANH y doce (12) contratos de Asociación con Ecopetrol. La división de contratos por empresas es⁵³:

- Meta Petroleum Corp: Tres (3) contratos con de asociación con Ecopetrol y quince (15) contratos con la ANH (11 E&P, 4 TEA). De los contratos con la ANH, once (11) de ellos fueron adjudicados a través de Rondas y cuatro (4) a través de contratación directa. Trece (13) contratos contienen clausula PBC – Programa en Beneficio de las Comunidades.
- Petrominerales Colombia: Dos contratos (2) de producción incremental con Ecopetrol y diecisiete (17) contratos con la ANH siendo todos E&P. Cuatro (4) de ellos fueron adjudicados a través de Rondas y trece (13) a través de contratación directa. El total de los contratos contienen clausula PBC – Programa en Beneficio de las Comunidades.
- Pacific Stratus Energy: Siete (7) contratos de Asociación con Ecopetrol y diecinueve (19) contratos con la ANH (17 E&P, 2 TEA). De los contratos con la ANH, cinco (5) de ellos fueron adjudicados a través de Rondas y catorce (14) a través de contratación directa. Dieciocho (18) contratos contienen clausula PBC – Programa en Beneficio de las Comunidades.

El grupo reporta su informe de sostenibilidad anual conforme a la norma GRI desde el año 2011⁵⁴. La casa matriz se encuentra adherida a la EITI.

En el año 2013, Pacific E&P. ingresó al ‘Índice de Sostenibilidad Dow Jones de Norteamérica’ y fue ratificado en 2014 y en 2015.



HOCOL S.A.
www.hocol.com.co

HOCOL es una empresa de carácter privado que inició operaciones en Colombia en 1956. Después de pasar por diferentes dueños, en 2009, se convirtió en una empresa del GRUPO EMPRESARIAL ECOPEPETROL. Realiza actividades de exploración en la región del Valle del Alto Magdalena, el Valle Inferior del Magdalena, los Llanos Orientales y el Piedemonte Llanero y producción de gas y crudos pesados y ultra–pesados en los departamentos de Huila, Tolima y Meta.

50 Fuente: Ecopetrol, base de datos producida por el grupo asesor jurídico de la vicepresidencia activos con socios, Unidad de Asesoría Jurídica de desarrollo y producción de la vicepresidencia jurídica.

51 <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/responsabilidad-corporativa/sostenibilidad/informes-de-gestion-y-sostenibilidad>

52 <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/relacion-inversionistas/acciones/bolsa-de-valores>

53 Fuente: Datos de la base de ANH 2013.

54 <http://www.pacific.energy/es/informes-sostenibilidad>

Para el año 2013, la empresa contaba con treinta y dos (32) contratos, veinte (20) de ellos con la ANH (18 E&P, 1 E&E, y 1 TEA) y doce (12) contratos (10 contratos de asociación, 1 contrato de asociación – riesgo propio, 1 contrato de producción incremental) con Ecopetrol⁵⁵.

De los veinte (20) contratos con la ANH, trece (13) de ellos fueron adjudicados a través de Rondas y siete (7) a través de contratación directa. Los veinte (20) contratos contienen cláusula PBC – Programa en Beneficio de las Comunidades.

La empresa reporta su informe de sostenibilidad anual conforme a la norma GRI desde el año 2009⁵⁶.



EQUION ENERGÍA LIMITED
www.equion-energia.com

EQUION ENERGÍA LIMITED es una empresa de carácter privado que inició operaciones en Colombia en 1986, mediante la sucursal de la sociedad inglesa BP Exploration Company Colombia Limited. A partir del año 2011, las acciones de dicha empresa fueron adquiridas en un 51% por Ecopetrol S.A. y en un 49% por Talisman Colombia Holdco Limited (hoy empresa del grupo Repsol). Realiza actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el departamento de Casanare. Principalmente produce y comercializa crudo liviano, gas natural y LPG (Gas Licuado del Petróleo).

Para el año 2013, la empresa contaba con seis (6) contratos, dos (2) con la ANH (ambos E&P) y cuatro (4) contratos de asociación con Ecopetrol.⁵⁷

Los dos contratos con la ANH fueron adjudicados a través de Ronda y ambos contienen cláusula PBC – Programa en Beneficio de las Comunidades.

La empresa reporta su informe de sostenibilidad de manera bienal conforme a la norma GRI desde el año 2012⁵⁸.



MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD
www.mansarovar.co

MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD es una multinacional petrolera creada en el 2006 mediante la sinergia de capitales de las compañías estatales de la India ONGC Amazon Alaknanda Limited, y de la China, Sinopec International Petroleum E&P Hong Kong Overseas Limited. El principal objetivo de la compañía es ser el operador líder en la extracción de crudo pesado en Colombia, a través de la utilización de procesos térmicos para la recuperación de crudo, la generación de valor para sus grupos de interés y la producción de barriles limpios. Realiza actividades de exploración, producción (upstream) y transporte de crudo pesado en los departamentos de Boyacá, Santander y Meta.

Para el año 2013, la empresa contaba con dos (2) contratos, un (1) contrato de asociación con Ecopetrol y un (1) contrato con la ANH (E&P). Adicionalmente, la empresa opera el Campo Velásquez (propiedad privada) en jurisdicción del municipio de Puerto Boyacá (Boyacá).

El contrato con la ANH, fue adjudicado a través de la Ronda del año 2012 y contiene cláusula PBC – Programa en Beneficio de las Comunidades.

La empresa emite su informe de sostenibilidad anualmente conforme a la norma GRI desde el año 2011



CEPSA COLOMBIA SA
www.cepsa.com

CEPSA es una empresa de carácter privado, establecida en España que inició operaciones en Colombia en 2001. Realiza actividades de exploración, producción y transporte de crudo y gas en los departamentos Tolima, Meta y Casanare.

Para el año 2013, la empresa contaba con dieciocho (18) contratos, catorce (14) con la ANH (13 E&P y 1 TEA), y cuatro (4) contratos (3 de asociación y 1 contrato de participación de riesgo) con Ecopetrol⁵⁹.

55 Fuente: Datos de la base de ANH 2013, elaboración equipo EITI Colombia.
56 <http://www.hocol.com.co/index.php/2015-08-05-16-22-54/noticia-4/informe-sostenibilidad.html>
57 Fuente: Datos de la base de ANH 2013.
58 <http://www.equion-energia.com/rse/Paginas/Reporte-de-Sostenibilidad.aspx>
59 Fuente: Datos de la base de ANH 2013.

De los catorce (14) contratos con la ANH, cinco (5) fueron adjudicados a través de Rondas y nueve (9) a través de contratación directa. Cinco (5) contratos contienen cláusula PBC – Programa en Beneficio de las Comunidades.



PERENCO COLOMBIA LIMITED / PERENCO OIL & GAS COLOMBIA LIMITED
www.perenco.com

El Grupo PERENCO, en la actualidad, tiene debidamente registradas dos sociedades en Colombia; PERENCO COLOMBIA LIMITED, sociedad privada constituida con arreglo a las leyes de las Islas Bahamas, con sucursal en Colombia, que realiza actividades de exploración y explotación de crudo en el departamento de Casanare desde 1971 y PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED (antes, Petrobras Colombia Limited hasta abril de 2014) sociedad privada constituida con arreglo a las leyes de Inglaterra y Gales, con sucursal en Colombia, que realiza actividades de exploración y explotación de crudo en el departamento del Tolima desde 1984.

Para el año 2013 la empresa contaba con veintiocho (28) contratos, dieciocho (18) con la ANH y nueve (9) contratos con Ecopetrol⁶⁰, y uno (1) con el Ministerio de Minas y Energía. La división de contratos por empresas fue:

- Perenco Colombia Limited (9): Un contrato de concesión con el Ministerio de Minas y Energía, Cinco (5) contratos de asociación con Ecopetrol y tres (3) contratos con la ANH (siendo todos E&P). De los contratos con la ANH, dos (2) fueron adjudicados a través de Rondas y uno (1) a través de contratación directa. Los tres contratos aún en fase exploratoria contienen cláusula PBC – Programa en Beneficio de las Comunidades.
- Perenco Oil and Gas Colombia Limited (Antes Petrobras Colombia Limited): Diecinueve (19) contratos: Cuatro (4) con Ecopetrol (tres de asociación y uno de participación de riesgo), y quince (15) contratos con la ANH (catorce E&P y un TEA). De los contratos E&P con la ANH, seis (6) fueron adjudicados a través de Rondas (uno en fase exploratoria contiene cláusula PBC – Programa en Beneficio de las Comunidades) y ocho (8) a través de contratación directa.



OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC
 OCCIDENTAL ANDINA LLC
www.oxy.com

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC y OCCIDENTAL ANDINA, LLC son empresas de carácter privado, subsidiarias de Occidental Petroleum Corporation, empresa de origen estadounidense. Iniciaron operaciones en Colombia en 1980 y realizan actividades de exploración y producción de petróleo en el departamento de Arauca y en el Magdalena Medio.

Para el año 2013 las empresas contaban con los siguientes contratos⁶¹:

- Occidental de Colombia, LLC: Cuatro (4) contratos de asociación con Ecopetrol para la exploración y explotación de petróleo en Arauca, bajo los cuales se desempeña como operador.
- Occidental Andina, LLC: Junto con Occidental de Colombia, LLC es miembro de la asociada en tres (3) contratos de asociación con Ecopetrol para la exploración y explotación de petróleo en Arauca. Adicionalmente, para 2013 contaba con un (1) contratos de colaboración empresarial con Ecopetrol, bajo el cual ejecuta la inversión en el campo La Cira Infantas (Santander).



GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD
www.grantierra.com

GRAN TIERRA es una empresa de carácter privado de origen canadiense que inició operaciones en Colombia en 2005 a través de GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD. En el 2011 adquirió a PETROLIFERA PETROLEUM (COLOMBIA) LIMITED. Realiza actividades de exploración en los departamentos de Putumayo, Antioquia, Cauca, Córdoba, Nariño y Norte de Santander y producción de crudo y gas en los departamentos de Putumayo, Cauca y Casanare.

60 Fuente: Datos de la base de ANH 2013.
 61 Fuente: Datos de la base de ANH 2013.

Para el año 2013 las empresas contaban con diecisiete (17) contratos distribuidos de la siguiente manera⁶²:

- GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD: diez (10) con la ANH (7 E&P y 3 TEA) y dos (2) contratos con Ecopetrol (1 de asociación y 1 de participación de riesgo).
- PETROLIFERA PETROLEUM (COLOMBIA) LIMITED: cinco (5) contratos: con la ANH (5 E&P).

De los quince (15) contratos suscritos con la ANH, cinco (5) fueron adjudicados a través de rondas y diez (10) a través de contratación directa. Dos (2) de los contratos contienen cláusula PBC – Programa en Beneficio de las Comunidades. GRAN TIERRA reporta su informe anual de responsabilidad corporativa conforme a la norma GRI desde el año 2014⁶³



CHEVRON PETROLEUM COMPANY
www.chevron.com

CHEVRON PETROLEUM COMPANY es una empresa estadounidense de carácter privado, inició la comercialización de sus productos en Colombia en la década de los años veinte e inició operaciones de exploración y explotación de gas natural en el año 1972 en el departamento de la Guajira. Realiza actividades propias del *upstream* (exploración y producción) y *downstream* (comercialización de productos refinados del petróleo y producción y comercialización de grasas y lubricantes).

Para el año 2013, la empresa contaba con un (1) contrato de Asociación con Ecopetrol.⁶⁴

La casa matriz se encuentra adherida a la EITI.



CANACOL ENERGY LTD.
www.canacolenergy.com

CANACOL ENERGY LTD. es una empresa de carácter privado de origen canadiense que inició operaciones en Colombia en 2008. Realiza actividades de exploración y producción de crudo liviano y gas natural en los departamentos de Caquetá, Casanare, Sucre, Córdoba y Cesar. Sus actividades las realiza a través de varias entidades en Colombia, las principales son CNE Oil & Gas S.A.S., Geoproduction y Shona Energy.

Para el año 2013, la empresa contaba con quince (15) contratos, trece (13) con la ANH (todos E&P) y dos (2) contratos (1 acuerdo de operación y 1 SPBR⁶⁵) con Ecopetrol⁶⁶.

De los trece (13) contratos con la ANH, cinco (5) fueron adjudicados a través de rondas y ocho (8) a través de contratación directa. El total de los contratos contienen cláusula PBC – Programa en Beneficio de las Comunidades.



PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD. SUCURSAL
www.parexresources.com

PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD. SUCURSAL (en adelante “PAREX”) es la sucursal colombiana de una empresa de origen canadiense que inició operaciones en Colombia en el año 2009. Actualmente tiene presencia y/o realiza actividades de exploración y producción de hidrocarburos en los departamentos de Arauca, Bolívar, Boyacá, Casanare, Cundinamarca, Magdalena, Meta y Santander.

Para el año 2013, la empresa contaba con diez (10) contratos E&P suscritos con la ANH. De los diez (10), todos fueron adjudicados a través de ronda. Siete (7) de los contratos E&P contienen cláusula PBC - Programa en Beneficio de las Comunidades.

Desde el año 2014 PAREX elabora su Informe Anual de Sostenibilidad de conformidad con lo dispuesto en la norma GRI.

62 Fuente: Datos de la base de ANH 2013.
63 <http://grantierra.tercache.com/upload/bucket/2/32d96989841d/gtereport.pdf>

64 Fuente: Datos de la base de ANH 2013.
65 SPBR: Servicio de Participación Bajo Riesgo.

66 Fuente: Datos de la base de ANH 2013.

Empresas de la industria minera

A continuación se presenta una breve reseña de cada una de las empresas de la industria minera adheridas a la iniciativa EITI Colombia, estas empresas alcanzaron pagos por \$ 2,2 billones de pesos y representan el 77% del total de los pagos hechos por sector de minería para el año fiscal 2013.



DRUMMOND LTD
www.drummondltd.com

DRUMMOND LTD es una empresa de carácter privado de origen estadounidense que inició operaciones en Colombia 1987. Realiza actividades de exploración, explotación y exportación de carbón térmico. Sus operaciones se encuentran ubicadas en el departamento del Cesar.

Para el año 2013, la empresa contaba con cinco (5) contratos en virtud de aporte con la ANM. Un (1) contrato cuenta con cláusula social.⁶⁷

La empresa reporta su informe de sostenibilidad anual conforme a la norma GRI desde el año 2012⁶⁸.



CERREJÓN
www.cerrejon.com

Carbones del Cerrejón Limited y Cerrejón Zona Norte S.A.

Carbones del Cerrejón Limited es una empresa extranjera, con sucursal legalmente establecida en Colombia, de carácter privado, perteneciente en tres partes iguales a subsidiarias de BHP Billiton plc (Australia), Anglo American plc (United Kingdom) y Glencore plc (Suiza). Inició operaciones en Colombia en 1975 y realiza actividades de exploración, explotación, transporte y exportación de carbón térmico en el departamento de la Guajira.

Cerrejón Zona Norte S.A es una sociedad colombiana constituida en octubre del año 2000, cuyo objeto social principal consiste en la realización de actividades de exploración, explotación, transporte y exportación de carbón en el departamento de la Guajira.

Ambas empresas desarrollan sus actividades en virtud de la asociación existente entre ellas para la explotación de dos de las cinco áreas mineras (El Cerrejón Zona Norte y Patilla), en las cuales Carbones del Cerrejón Limited funge como Operador, y del acuerdo de integración de operaciones suscrito con el gobierno colombiano.

Para el año 2013, las empresas contaban con tres (3) contratos en virtud de aporte con la ANM, uno (1) correspondiente a Cerrejón Zona Norte y dos (2) correspondientes a Carbones del Cerrejón Limited⁶⁹.

Las empresas reportan su informe de sostenibilidad anual conforme a la norma GRI desde el año 2005⁷⁰.



GRUPO PRODECO
www.prodeco.com

El GRUPO PRODECO es un grupo de carácter privado perteneciente a la multinacional Glencore plc, (Suiza). Este grupo se encuentra conformado por las vinculadas C.I. Prodeco S.A., Carbones de La Jagua S.A., Consorcio Minero Unido S.A., Carbones El Tesoro S.A. y la Sociedad Portuaria Puerto Nuevo S.A. Las operaciones mineras se encuentran ubicadas en el departamento del Cesar y la operación portuaria se encuentra ubicada en el departamento del Magdalena.

Para el año 2013, C.I. Prodeco S.A., Carbones de La Jagua S.A., Consorcio Minero Unido S.A. y Carbones El Tesoro S.A. contaban con seis (6) contratos con la ANM (4 en virtud de aporte y 2 contratos de concesión), y la Sociedad Portuaria Puerto Nuevo S.A. contaba con un contrato de concesión portuaria. Las actividades y la división de contratos por empresa es:⁷¹

67 Fuente: Datos de la base de ANM 2013.

68 <http://www.drummondco.com/noticias/publicaciones/publicaciones/?lang=es>

69 Fuente: Datos de la base de ANM 2013.

70 http://www.cerrejon.com/site/Portals/0/Documents/pdf/informes_sostenibilidad/Resumen_IS2013-ESP.pdf

71 Fuente: Datos de la base de ANM 2013.

- C.I. Prodeco S.A.: realiza actividades de explotación, exploración y transporte de carbón térmico y metalúrgico, y para el 2013, contaba con un (1) contrato en virtud de aporte el cual contiene cláusula social.
- Carbones de la Jagua S.A.: desarrolla junto con Consorcio Minero Unido S.A. y Carbones del Tesoro S.A. la Operación Integrada del Sinclinal de La Jagua, y realiza actividades de explotación y exploración de carbón térmico y metalúrgico. Para el 2013 contaba con tres (3) contratos (1 contrato en virtud de aporte y 2 contratos de concesión).
- Consorcio Minero Unido S.A.: desarrolla junto con Carbones de la Jagua S.A. y Carbones del Tesoro S.A. la Operación Integrada del Sinclinal de La Jagua, y realiza actividades de explotación y exploración de carbón térmico y metalúrgico. Para el 2013 contaba con un (1) contrato en virtud de aporte, el cual contiene cláusula social.
- Carbones del Tesoro S.A.: desarrolla junto con Carbones de la Jagua S.A. y Consorcio Minero Unido S.A. la Operación Integrada del Sinclinal de La Jagua y realiza actividades de explotación y exploración de carbón térmico y metalúrgico. Para el 2013 contaba con un (1) contrato en virtud de aporte.
- Sociedad Portuaria Puerto Nuevo S.A.: opera el puerto de servicio público denominado Puerto Nuevo, a través del cual se exporta el carbón producido por las empresas del GRUPO PRODECO y por terceros.

El GRUPO PRODECO reporta su informe de sostenibilidad anual conforme a la norma GRI desde el año 2010, adicionalmente la casa matriz Glencore plc, se encuentra adherida a la EITI.⁷²



CERRO MATOSO S.A.
www.south32.net

CERROMATOSO S.A. es una empresa de carácter privado perteneciente a South32 (Australia) a partir de la escisión de BHP Billiton efectuada en mayo de 2015, y la cual inició operaciones en Colombia en la década de los 80. Realiza actividades de exploración, producción y comercialización de ferróníquel, aleaciones de hierro y níquel. Su operación se encuentra ubicada en el departamento de Córdoba.

Para el año 2013 la empresa contaba con veintiún (21) contratos con la ANM (1 en virtud de aporte y 20 contratos de concesión). Un contrato cuenta con cláusula social⁷³.

La empresa reporta su informe de sostenibilidad anual conforme a la norma GRI desde el año 2012⁷⁴.



ACERÍAS PAZ DEL RIO S.A.
www.pazdelrio.com.co

ACERÍAS PAZ DEL RIO S.A. es una empresa de carácter privado perteneciente al Grupo Votorantim (Brasil) desde el 2010, que inició operaciones en Colombia en 1948. Realiza actividades de producción, transformación, comercialización y transporte de acero. Sus operaciones se encuentran ubicadas en los departamentos de Cundinamarca y Boyacá.

Para el año 2013 la empresa contaba con cuatro (4) contratos, tres (3) contratos de concesión y un (1) contrato de aporte con la ANM. Un contrato cuenta con cláusula social⁷⁵.



MINEROS S.A.
www.mineros.com.co

MINEROS S.A. es un grupo empresarial de carácter privado de origen colombiano, que inició operaciones en 1969. Realiza actividades de exploración y explotación de metales preciosos, especialmente oro. Su operación se encuentra ubicada en el departamento de Antioquia.

Para el año 2013 la empresa contaba con sesenta y ocho (68) contratos de concesión y una (1) licencia de exploración con la ANM.

La empresa reporta su informe de sostenibilidad anual conforme a la norma GRI desde el año 2008.⁷⁶

72 <http://www.prodeco.com.co/index.php/es/sustainability/sustainability-reports/>

73 Fuente: Datos de la base de ANM 2013.

74 <http://www.fundacioncerromatoso.org/index.php/cerro-matoso/reporte-de-sostenibilidad-2013>

75 Fuente: Datos de la base de ANM 2013.

76 <http://www.mineros.com.co/es/responsabilidad-corporativa/memorias-de-sostenibilidad>

4 Metodología



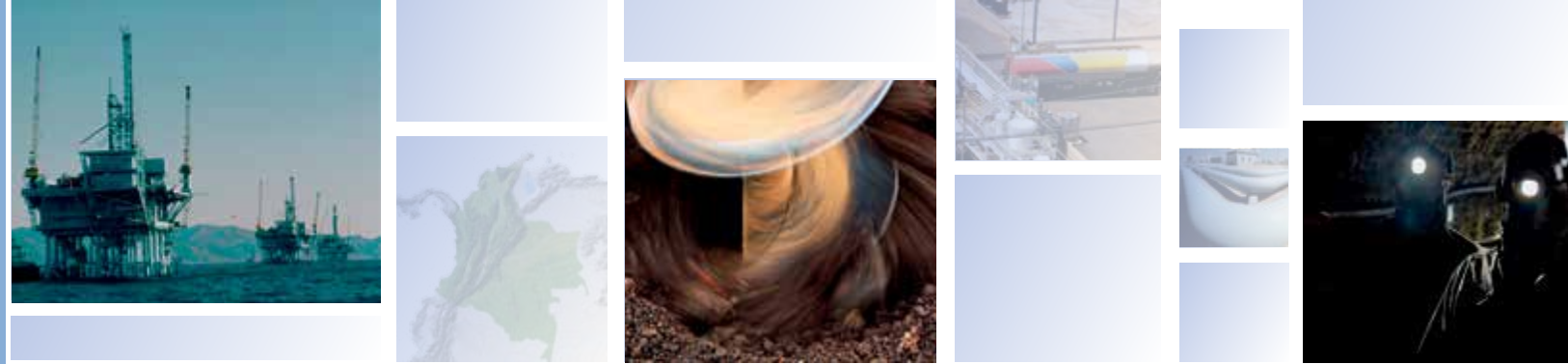
Etapa de preparación

Etapa de cotejo (Administrador Independiente)



NIMR • V 1 USD = \$ 1.869 COP





4. Metodología

Para la elaboración del Informe EITI Colombia, se diseñó una metodología para la articulación institucional y el cumplimiento del Estándar del EITI, lo cual permitió alcanzar un alto porcentaje de materialidad y un margen de diferencia poco significativo entre el reporte de lo pagado por las empresas y lo recaudado por las entidades del Gobierno nacional. La metodología desarrollada tuvo como principal objeto construir un Informe completo y relevante.

El Informe EITI Colombia se desarrolló en dos niveles: El primer nivel, se centró en la recopilación y validación de información primaria y secundaria para obtener el contenido contextual⁷⁷; y el segundo nivel en el reporte y cotejo de datos entre las empresas adheridas y las entidades del Gobierno nacional.

La metodología para el reporte y cotejo se ejecutó en dos consultorías diferentes, encargándose la primera de toda la etapa de preparación⁷⁸, y la segunda de la etapa de recopilación y cotejo de los datos ejecutada desde el rol de Administrador Independiente.

Ilustración No 4 - Metodología para el reporte y cotejo de datos del Informe EITI Colombia 2013



4.1 Etapa de preparación

La etapa de preparación se realizó con el objetivo de diseñar la metodología para la elaboración del Informe EITI, la cual debía establecer:

- ¿Qué información recopilar y cómo recopilarla para hacer posible el cotejo?
- ¿Cuántas empresas debían adherirse a la iniciativa para que el reporte de datos fuera significativo, es decir material?
- ¿Qué requisitos se debían cumplir por parte de las empresas adheridas o entidades participantes para hacer parte de la iniciativa?

77 Para la recopilación de información contextual: a) se definió a partir del Estándar la información requerida; b) se identificó la fuente institucional de la misma; c) se verificó la disponibilidad de la información en fuente secundaria y se recopiló; d) se prepararon los formularios de recopilación primaria y se recopiló la información; e) se verificó la congruencia de la información y se validó por parte de las fuentes.

78 Contrato CCO – 962/2015 entre el Banco Interamericano de Desarrollo y Ernst & Young SAS.

Para ello se desarrollaron los siguientes pasos:

1. **Definición de rubros a incluir en el Informe:** para ello se identificó a través de las entidades de Gobierno y a partir del marco normativo, el universo de los pagos de la industria extractiva.
2. **Diseño de flujos de información por rubro:** el diseño de los flujos tuvo como propósito identificar los datos a solicitar a las empresa y las entidades del Gobierno para realizar el cotejo. Cada flujo estableció el hecho generador del pago, la forma de liquidación, tipo de contabilidad⁷⁹, el mecanismo de pago, soporte documental del mismo y los actores que intervienen en el proceso de pago y recaudo. Este ejercicio se realizó en diferentes sesiones de trabajo con ANH, ANM, DIAN y MHCP, y adicionalmente, fue validado con los gremios ACP y ACM.
3. **Diseño de la metodología de recopilación de información:** la metodología define las actividades y procedimientos necesarios para solicitar los datos de los rubros de pagos/ingresos a reportar en el Informe EITI. Adicionalmente, se diseñaron los formularios a ser diligenciados por las partes, por rubro, y con las particularidades sectoriales requeridas. Durante esta fase se realizó un ejercicio piloto de prueba de los formularios con las entidades pertinentes y tres empresas. De igual forma los formularios fueron puestos en conocimiento de todas las empresas adheridas.
4. **Análisis de materialidad:** a través de la recopilación y análisis de datos de regalías de fuentes institucionales, se estableció el número de empresas mínimo requerido a participar en el Informe EITI.

Por último, es importante destacar que en esta etapa también se diseñaron los requisitos documentales a ser suscritos por las empresas con el objeto de facilitar la recopilación y cotejo de la información.

4.2 Etapa de cotejo (Administrador Independiente)⁸⁰

El Ministerio de Minas y Energía y la Secretaría Técnica Nacional EITI definieron el rol del Administrador Independiente basado en la Guía de EITI global y tomando en cuenta las condiciones particulares de este primer ejercicio EITI en Colombia y los tiempos disponibles para llevar a cabo todas las actividades. EY tuvo la oportunidad de detallar este rol a través de su propuesta técnica que cumplió con los términos de referencia y permitió a las dos partes acordar las premisas del trabajo en común acuerdo.

Es importante aclarar que el alcance de la asesoría de EY no constituyó una auditoría de Estados Financieros, ni una auditoría tributaria, por lo tanto, no son aplicables las normas profesionales correspondientes. De acuerdo con lo establecido en los términos de referencia, no se solicitó a EY ni éste llevó a cabo un examen, cuyo objetivo hubiera sido la expresión de una opinión sobre la situación financiera, ni sobre la información reportada por las empresas y entidades participantes en la iniciativa EITI Colombia 2013.

El detalle de los procedimientos y actividades ejecutadas se realizó conforme a lo acordado con el Ministerio de Minas y Energía y descrito en la propuesta técnica por EY.

Premisas de la metodología

La metodología a seguir en el proceso de recopilación y cotejo de datos, parte de siguientes premisas:

1. EY como Administrador Independiente recibe los datos por parte de las entidades participantes y de las empresas adheridas a la iniciativa EITI. Los formatos y protocolos para el reporte de los datos se definen y acuerdan previamente.
2. EY como Administrador Independiente no modifica o ajusta los datos recibidos.
3. Si el ejercicio de cotejo arroja diferencias, EY como Administrador Independiente no tiene ningún tipo de responsabilidad sobre los resultados del ejercicio de cotejo. EY reportará, e intentará identificar la causa raíz de la diferencia de acuerdo con la priorización establecida.

⁷⁹ Se aplicaron los siguientes conceptos: a) contabilidad de caja: registro contable del flujo de caja b) contabilidad por causación: registro contable del hecho económico.
⁸⁰ El informe del Administrador Independiente se puede consultar en la página www.eiti.upmegov.co, en la sección recursos.

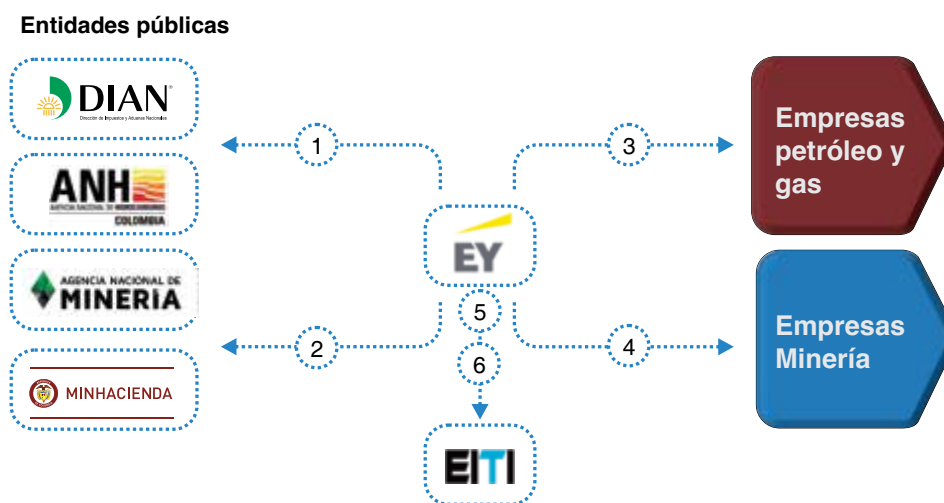
4. Los resultados del trabajo se presentan y se aprueban en el Comité Tripartita Nacional, donde participan los representantes de todos los actores, incluyendo las empresas.
5. Las empresas entregan los datos, a través de una carta remisoría. Solamente los datos entregados por cada empresa serán objeto del trabajo. EY no tiene como tarea auditar esta información, confirmar su veracidad, ni interpretarla.
6. Cada empresa adherida a la iniciativa firma una carta, autorizando a EY para recopilar información tributaria (declaraciones de impuestos) poder de la DIAN.

Pasos de la metodología

La recopilación y cotejo de los datos relacionados con el Informe EITI Colombia 2013, tuvo en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1¿Cómo solicitar la información a las entidades públicas?
- 2¿Cómo entregar la información a EY - información confidencial?
- 3¿Cómo solicitar la información a las empresas?
- 4¿Cómo entregar la información - Administrador Independiente - información confidencial?
- 5¿Cómo conciliar la información - Administrador Independiente- información confidencial?
- 6¿Preparación del Informe EITI 2013 -la i formación se publica de acuerdo con el nivel de desagregación pactado?

Ilustración No 5. Metodología del proceso de recopilación y cotejo



La metodología de trabajo fue acordada previamente con los actores participantes y explicada a las empresas y entidades del gobierno en diferentes ocasiones. El diseño y la ejecución de la metodología se resume en los siguientes pasos:

1. El Administrador Independiente envía la solicitud formal de información a las entidades del Gobierno nacional. Para cada agencia (DIAN, ANH, ANM y MHCP) se define un formulario específico con las explicaciones pertinentes sobre el tipo de concepto (caja o causación / declaración, unidades de medición, entre otros).
2. Las entidades del Gobierno nacional envían los formularios diligenciados por correo electrónico.
3. El Administrador Independiente envía la solicitud formal de información a las empresas participantes. Para cada uno de los segmentos (Petróleo, Gas y Minería), se define un formulario específico con las explicaciones pertinentes sobre el tipo de concepto, base (caja o causación / declaración), unidades de medición, entre otros.
4. Las empresas envían los formularios diligenciados por correo electrónico.

5. Se realiza un análisis de la calidad de los datos para observar, entre otros, la adecuada utilización de unidades de medida y el entendimiento general de los formatos. Lo anterior, basado en información públicamente disponible (estados financieros, informes de sostenibilidad, fuentes públicas de información como la UPME, etc.).
6. Con los datos recibidos, se construye una base de datos inicial (línea base) para facilitar el proceso de cotejo.
7. Se inicia el proceso de cotejo, así:
 - Se identifican las diferencias y se organizan de mayor a menor por su valor absoluto.
 - Se llevan a cabo sesiones de trabajo con las empresas utilizando la lista de diferencias. Dichas sesiones se priorizan considerando las empresas que presentan mayores diferencias respecto a lo reportado por las entidades del Gobierno.
 - Durante las sesiones de trabajo, se solicita documentación adicional y de soporte a las empresas según se considere necesario.
 - Para respetar los acuerdos de confidencialidad, el Administrador Independiente solicita autorización explícita a las empresas para presentar la documentación adicional y de soporte a las entidades del Gobierno y así facilitar el análisis de las diferencias.
 - En el caso en que los datos remitidos inicialmente no cumplan con las premisas establecidas (caja o causación/declaración, unidades de medición, vigencia 2013, entre otros) se solicita a la empresa o entidad repetir el envío de datos en el formulario.
 - Los subsiguientes envíos de datos se migran a una versión nueva de la base de datos.
8. Con la versión final de la base de datos se prepara la presentación de resultados para el GAT, CTN y el Informe final para el Informe EITI Colombia.

Factores claves para la etapa de cotejo

El trabajo de análisis y comparación de cifras se realizó con el propósito de entender y analizar las diferencias iniciales en cada uno de los rubros. Para recibir datos comparables para cada rubro, se habían acordado premisas específicas para cada uno. Parte del trabajo de EY fue la revisión de estas premisas para asegurar que los datos recibidos eran realmente comparables. La revisión de las siguientes premisas fue un factor clave en la reducción de las diferencias que se presentaron inicialmente:

1. Razonabilidad y calidad de los datos: EY verificó los datos recibidos contra fuentes de información pública (v.gr. UPME, ANH, ANM, reportes de las empresas, etc.).
2. Verificar la aplicación de unidades de medición: basado en conocimiento del sector, se detectaron casos, donde las cifras no se reportaron en miles de COP, por ejemplo.
3. Verificar, si se aplicó el concepto contable caja o causación / declaración: se confirmó con los actores la debida aplicación del concepto contable.
4. Verificar si se reportó la información correspondiente a la vigencia 2013.

En aquellas ocasiones donde se detectó que algunas o varias de las premisas no fueron debidamente aplicadas, se solicitó un nuevo envío de los datos con las correcciones pertinentes.

5 La Industria Extractiva en Colombia

El Marco institucional y regulatorio del sector

El Régimen de contratos de la industria extractiva

El Aporte de la industria extractiva a la economía colombiana

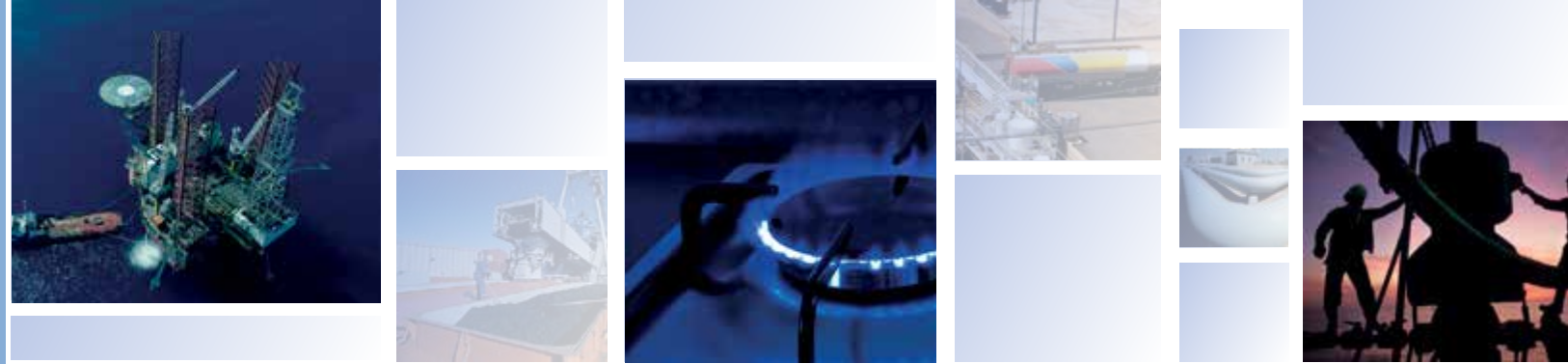
Ecopetrol S.A.





NIMR • V 1 USD = \$ 1.869 COP





5. La Industria Extractiva en Colombia

5.1 El Marco institucional y regulatorio del sector

Generalidades

El Ministerio de Minas y Energía (MME) es el rector de la política minero-energética del país. Esta política tiene como objetivo definir los lineamientos que promuevan el uso óptimo y eficiente de los recursos naturales no renovables, garantizando su abastecimiento y velando por la protección del medio ambiente⁸¹.

La **regulación** de los recursos naturales no renovables parte de los instrumentos jurídicos que la nación dispone para ello. En primera instancia se encuentra la Constitución Política de Colombia de 1991, la cual establece tres preceptos elementales en la normativa sectorial:

- Artículo 332, CP de 1991: **“El Estado es propietario del subsuelo y los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes.”**
- Artículo 360, CP de 1991: **“La explotación de un recurso natural no renovable causará a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte.”**
- Artículo 361, CP de 1991: **“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.”**

Adicionalmente se encuentran el conjunto de leyes, decretos y resoluciones que regulan el sector en aspectos fundamentales como la asignación de áreas o títulos – régimen contractual -, la fiscalización de la producción, la liquidación y recaudo de regalías y compensaciones, la distribución y transferencia de los ingresos, medio ambiente e inversión social.

La Tabla No. 6 resume la principal normatividad vigente en cada uno de estos aspectos para cada uno de los sectores.

Tabla No. 6. Principal Marco Regulatorio de la Industria Extractiva

Sector	Norma	Relevancia
Asignación de Áreas o Títulos	Decreto 1056 de 1953	Por el cual se expide el código de petróleos
	Decreto 2288 de 2004	Establece los arreglos institucionales a implementar entre Ecopetrol y ANH en relación a los contratos de asociación.
	Acuerdo 08 de 2004	Reglamento para la contratación de áreas de exploración y explotación de hidrocarburos
	Decreto 714 de 2012	Otorga facultad a la ANH de diseñar, implementar y administrar el modelo de asignación de áreas.
	Acuerdo 04 de 2012	Establece los criterios de administración, asignación y contratación.
Minería	Ley 685 de 2001	Establece los mecanismos para otorgar títulos mineros en el país. De los artículos 45 al 115, se estipula la asignación a través de concesión y todas sus disposiciones.

	Sector	Norma	Relevancia
Fiscalización de la producción	Hidrocarburos	Resolución 18 1495 de 2009	Por la cual se establecen las medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, que incluye los informes base para la actividad de fiscalización.
		Ley 1530 de 2012	En el artículo 13, establece la definición de la actividad de fiscalización.
		Resolución 18 0877 de 2012	En el artículo 1, se delega a la ANH realizar la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con respecto a lo dispuesto en la Ley 1530 de 2012. ⁸²
	Minería	Decreto 1335 de 1987	Reglamento de seguridad en labores mineras subterráneas, derogado por la resolución 1886 de 2015.
		Decreto 2222 de 1993	Reglamento de higiene y seguridad en labores mineras en cielo abierto.
		Ley 685 de 2001	En el artículo 318, establece el deber de fiscalización y vigilancia de la forma y condiciones en que se ejecuta el contrato de concesión minera.
		Ley 1530 de 2012	En el artículo 13, establece la definición de la actividad de fiscalización.
		Resolución 181602 de 2006	Por la cual se modifica el formato básico minero
Liquidación y recaudo de regalías	Hidrocarburos y Minería	Ley 141 de 1994	Por la cual se creó el Fondo Nacional de Regalías, la Comisión Nacional de Regalías, se regula el derecho del estado a percibir regalías por la explotación de recursos naturales no renovables. Se establecen las reglas para su liquidación y distribución y se dictan otras disposiciones.
		Ley 756 de 2002	Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones.
		Ley 1530 de 2012	Por la cual se crea el Sistema General de Regalías. El artículo 15, establece los términos y condiciones para la determinación de los precios base de liquidación de las regalías y compensaciones. Artículo 16, establece las disposiciones en materia de recaudo.
	Hidrocarburos	Resolución 411 de 2013	Por la cual se establece la metodología, los términos y condiciones para la determinación del precio base de liquidación de regalías de petróleo causadas durante el año 2013.
		Resolución 412 de 2013	Por la cual se establece la metodología, términos y condiciones para la determinación del precio base de liquidación de regalías de gas causadas durante el año 2013.
		Resolución 877 de 2013	Por la cual se establece el recaudo en dinero de las regalías y compensaciones causadas por la explotación de gas.
	Minería	Decreto 600 de 1996	Por el cual se reglamenta parcialmente la Ley 141 de 1994 en lo que se refiere al recaudo, distribución y transferencia de las regalías derivadas de la explotación de carbón, metales preciosos y concentrados polimetálicos.
		Resolución 0198 de 2013	Por la cual se determina los precios base de los minerales para la liquidación de regalías.
		Resolución 0850 de 2013	Se establecen los términos y condiciones para la determinación de los precios base de liquidación de regalías y compensaciones por explotación de minerales no metálicos y radioactivos
	Distribución y transferencia	Hidrocarburos y Minería	Ley 1530 de 2012
Resolución 1004 de 2013			Por la cual se distribuye y ordena el giro de los rendimientos financieros de los recursos de regalías causadas antes de la entrada en vigencia del Sistema General de Regalías.

82 Esta resolución fue modificada parcialmente por la resolución 49396 de 2015

	Sector	Norma	Relevancia
Otros Pagos, Derechos o Contribuciones	Hidrocarburos	Decreto 4137 de 2011	Por el cual se cambia la naturaleza jurídica de la ANH en su artículo 5 establece la conformación del patrimonio de la misma e incluye dentro de los rubros los Derechos Económicos que se pacten como compensación por la celebración misma de los contratos de explotación y exploración, sin perjuicio de lo que posteriormente se contemple en la ley.
	Minería	Ley 685 de 2001	Artículo 230, establece la definición y disposiciones para la liquidación, recaudo y destinación de los cánones superficiales. Artículo 325, establece las disposiciones para el cobro de derechos o cuotas por parte de la Autoridad Minera por la prestación de sus servicios.
Medio Ambiente	Hidrocarburos y Minería	Ley 99 de 1993	En el título VIII se establece la obligatoriedad de la licencia ambiental y sus disposiciones. Título que ha sido reglamentado en el Decreto 2041 de 2014.
	Minería	Ley 685 de 2001	En los artículos 85, 205, 206 y 208 entre otros, establecen la realización del estudio de impacto ambiental y la expedición de la licencia ambiental, como requisito para la iniciación de los trabajos y obras de la explotación minera.
Inversión Social	Hidrocarburos	Decreto Ley 1760 de 2003	En el artículo 5 ordena a la ANH convenir los términos y condiciones para adelantar los Programas en Beneficio de las Comunidades – PBC en los contratos de exploración y explotación.
		Acuerdo 05 de 2011	Establece los parámetros para la ejecución de los Programas en Beneficio de las Comunidades – PBC.
	Minería	Resolución 420 de 2013	Por la cual se establece y adopta la minuta de contrato único de concesión minera. En la cláusula séptima de la minuta, numeral 7.15, se establece la presentación de un Plan de Gestión Social que incluya Programa en Beneficio a las Comunidades.

Los administradores de los recursos no renovables

Como se mencionó anteriormente, la dirección de la industria está a cargo del Ministerio de Minas y Energía. Sin embargo, el ejercicio de administración se ejecuta a través de entidades adscritas al mismo creadas o reformadas en aras de establecer procesos de administración eficientes que propendan por el orden, la independencia y la competitividad sectorial.

La administración del sector de hidrocarburos es responsabilidad de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la cual se creó mediante Decreto 1760 de 2003 y se reformó posteriormente mediante los Decretos 4137 de 2011 y 714 de 2012. Bajo este marco normativo la ANH asume la responsabilidad de “administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la nación; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos y contribuir a la seguridad energética nacional”⁸³. Algunas funciones de la Entidad son⁸⁴:

- Identificar y evaluar el potencial hidrocarburífero del país.
- Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la nación.
- Fijar los precios de los hidrocarburos para efectos de la liquidación de regalías.
- Recaudar, liquidar y transferir las regalías y compensaciones monetarias a favor de la nación por la explotación de hidrocarburos.

Por su parte **la administración del sector minero** está a cargo de la Agencia Nacional de Minería (ANM), entidad creada mediante Decreto 4134 de 2011 y que tiene la responsabilidad de administrar integralmente los recursos minerales de propiedad del Estado, promoviendo su aprovechamiento óptimo y sostenible. Entre las funciones dadas a la Agencia se destacan⁸⁵:

- Conceder derechos para la exploración y explotación.
- Promover, celebrar, administrar y hacer seguimiento a los contratos de concesión y demás títulos mineros.
- Administrar el catastro minero y el registro minero nacional.

83 Artículo 2 del Decreto 4137 de 2011.

84 Artículo 3 del Decreto 714 de 2012.

85 Artículo 3 del Decreto 4134 de 2011.

- Liquidar, recaudar, administrar y transferir las regalías y cualquier otra contraprestación derivada de la explotación de minerales.
- Reservar áreas con potencial minero, con el fin de otorgarlas en contrato de concesión.

La orientación de política pública en el país se define a través del Plan Nacional de Desarrollo, documento que plasma los lineamientos estratégicos y los objetivos de Gobierno del Presidente de la República y su equipo de Gobierno. Para el año fiscal del presente informe se encontraba vigente el Plan Nacional de Desarrollo (PND) titulado Prosperidad para Todos (2010 -2014)⁸⁶, documento en el que se da un rol central a la industria minero energética, considerándola una de las locomotoras para el crecimiento económico sostenible y la competitividad del país. De acuerdo con el Plan, para el cuatrienio se desarrollaron acciones encaminadas a promover en el sector de hidrocarburos el aumento de la producción de petróleo y gas, el número de contratos suscritos, la perforación de nuevos pozos exploratorios, y el aumento en la capacidad de los oleoductos y de ductos de transporte del gas natural. Para el sector de minería, el Plan se enfocó en el fortalecimiento institucional, con el objetivo de mejorar el conocimiento geológico del país, los tiempos de respuesta en el otorgamiento de títulos, la fiscalización minera, y el seguimiento y promoción a las condiciones de seguridad en exploración y explotación.

Los insumos para la orientación de la política pública provienen principalmente de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), unidad administrativa especial de carácter técnico que planea integralmente el sector minero energético mediante evaluaciones, diagnósticos de la oferta - demanda de los recursos y elaboración de planes indicativos, como apoyo al Ministerio de Minas y Energía y los decisores de inversión. Sumado a esto gestiona y administra la información del sector para apoyar la toma de decisiones de los agentes públicos y privados.

En concordancia con lo estipulado en el PND, en términos de la relevancia del sector para el desarrollo económico y social del país, es importante destacar que a la hora de fomentar la Inversión Extranjera Directa (IED) además de contar con un potencial para la exploración y explotación de los recursos naturales no renovables, se debe contar con un régimen contractual y un régimen tributario, lo suficientemente atractivo para hacer competitiva la industria extractiva. Así las cosas, es de importancia presentar en mayor detalle el tipo de contratos y tributos por sector.

5.2 El régimen de contratos de la industria extractiva

Régimen Contractual del sector Hidrocarburos

Antes de la reforma institucional de 2003, los recursos hidrocarburíferos de la nación eran a la vez administrados, regulados y explotados por la compañía petrolera estatal Ecopetrol,⁸⁷ directamente o por medio de contratos de asociación⁸⁸ con terceros. A partir de esta fecha Ecopetrol se convierte en un agente más del mercado y traslada las funciones de regulación y administración a la ANH.

Pese a las reformas institucionales, Ecopetrol conserva derechos sobre la producción en aquellas áreas que ya se encontraban contratadas. Para regularlas, el Decreto 2288 de 2004 establece la necesidad de celebrar convenios entre esta empresa y la ANH a fin de definir las condiciones de exploración y explotación de las áreas hasta el agotamiento del recurso o hasta la devolución de las mismas. Así las cosas para el año fiscal 2013 se encontraban vigentes dos modalidades de contratos para el sector de hidrocarburos: aquellos celebrados con Ecopetrol bajo el esquema de asociación, y los contratos con ANH, celebrados bajo el esquema de concesión.

El actual régimen para la asignación y administración de áreas⁸⁹ implementado por la ANH se basa en el Acuerdo 04 de 2012, que establece los criterios de para exploración y explotación de hidrocarburos, el reglamento de contratación y fija las reglas para la gestión y seguimiento de contratos. Los tipos de contratos vigentes y las modalidades para la asignación de áreas se describen en las Tablas No. 7 y 8 respectivamente.

⁸⁶ Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014 en <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/PND/4C.%20Cap%C3%ADtulo%20III.pdf>

⁸⁷ La Información detallada sobre Ecopetrol es expuesta en el apartado 5.3 del presente capítulo de acuerdo con el requisito 3.11 Empresas de Titularidad Estatal y otros.

⁸⁸ Contrato de Asociación: Es un contrato de colaboración que surge del Decreto 2310 de 1974, tiene por objeto la exploración del área contratada y la explotación del petróleo que pudiera encontrarse en esta área. El riesgo exploratorio es asumido por la asociada en su totalidad, es decir la asociada realiza las actividades de exploración por su cuenta y riesgo. Si hay un descubrimiento y Ecopetrol acepta la comercialidad del campo, este entra a participar en el desarrollo del campo. Se comparten gastos e inversiones según porcentaje acordado en el contrato. Adicionalmente se reembolsan los costos directos de exploración según los términos de cada contrato.

⁸⁹ Áreas: Definidas por la ANH como la superficie continental o costa afuera comprendida dentro de uno o varios polígonos que determinan el o los bloques del subsuelo en los cuales se otorgan los derechos a buscar hidrocarburos, a removerlos de su lecho natural, a transportarlos hasta un punto de superficie y a adquirir la propiedad de la participación que corresponda al contratista, en los términos señalados según el tipo de contrato.

Tabla No 7. Contratos y Convenios de la ANH

Tipo de Contrato	Descripción
Contrato de evaluación técnica - TEA	<p>Su objetivo principal consiste en evaluar el potencial de hidrocarburos de un área e identificar prospectos para celebrar un eventual contrato de E&P (Exploración y Producción), sobre una porción o sobre la totalidad del área contratada. Aplica para áreas libres y áreas especiales, en algunos casos, cuando así se disponga en los términos de referencia para procesos competitivos o para la contratación directa.</p> <p>El contratista evaluador puede llevar a cabo 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.</p> <p>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 por uso del subsuelo.</p>
Contrato de exploración y producción - E&P	<p>Bajo este modelo de contrato el contratista define el programa de trabajo, construye y es dueño de las facilidades, y opera con autonomía y responsabilidad, a su propio riesgo y costo. El contratista es dueño de todos los derechos de producción —después de regalías — y eventualmente tendrá que hacer pagos a la ANH por los ingresos adicionales cuando el precio internacional del crudo de referencia exceda un nivel de activación. El contratista paga impuestos por ingresos, de acuerdo con la ley.</p> <p>Mediante el contrato de E&P se otorga al contratista el derecho a explorar el área contratada, y a producir los hidrocarburos convencionales de propiedad del Estado que se descubran dentro de dicha área. El contratista tendrá derecho a la parte de la producción de los hidrocarburos que le correspondan, provenientes del área contratada.</p> <p>El Periodo de Exploración tendrá una duración de seis (6) años con prorrogas de 0 a 4 años, a partir de la fecha efectiva y se dividirá en las fases. La primera fase comienza en la fecha efectiva, y las siguientes fases el día calendario inmediatamente siguiente a la fase que le precede.</p> <p>El período de producción tendrá una duración de veinticuatro (24) años por yacimiento, con prórroga, contados a partir de la fecha en la que la ANH reciba del contratista la Declaración de Comercialidad. La ANH prorrogará el periodo de producción por periodos sucesivos de hasta 10 años, y hasta el límite económico del campo siempre y cuando se cumplan las condiciones establecidas en el Anexo A del contrato.</p> <p>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.</p>
Convenios de explotación de hidrocarburos ANH-ECOPETROL y Convenios E&P de hidrocarburos ANH-ECOPETROL	<p>Por disposición del Decreto 2288 de 2004, reglamentario del Decreto-ley 1760 de 2003, respecto de las áreas de operación directa de Ecopetrol S.A. establecidas hasta el año 2003, la ANH y ECOPETROL S.A., suscriben entre sí convenios en los cuales se definen 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.</p> <p>Con base en este tipo de convenios la ANH reconoce el derecho exclusivo de ECOPETROL S.A. a explorar y explotar los hidrocarburos (según sea el caso) de propiedad del Estado que se obtengan en el Área de Operación en los términos de la ley. Así mismo, este Convenio establece las condiciones bajo las cuales Ecopetrol podrá, bajo los términos del artículo 3 del Decreto 2288 de 2004 y de este Convenio, ceder total o parcialmente sus derechos y obligaciones en este Convenio y las condiciones en que sus posibles cesionarios entrarán a participar en el Convenio en calidad de TITULARES.</p>

Fuente: ANH en <http://www.anh.gov.co/portalarregionalizacion/Paginas/Los-contratos.aspx>

Tabla No 8. Modalidad de asignación de áreas de ANH

Proceso competitivo (Regla general - art. 9 acuerdo 04/12)	Públicos	<ul style="list-style-type: none"> • Convocado públicamente. • Selección objetiva del contratista. • Requisitos de capacidad de futuros contratistas se establecen previamente (términos de referencia). • Invitación a un número plural determinado de oferentes. • Selección objetiva del contratista. • Requisitos de capacidad de futuros contratistas se establecen previamente (términos de referencia).
Asignación directa (excepción - art. 9 acuerdo 04/12)		<ul style="list-style-type: none"> • En razón de la localización geográfica. • Características geológicas particulares – falta conocimiento del subsuelo. • Restricciones sociales y ambientales. • Por motivos de interés general. • Por consideraciones especiales de política energética o económica.

Fuente: ANH, Diciembre 2015.

Situación contractual del sector hidrocarburos en 2013

Para el año 2013 se encontraban vigentes 353 contratos y convenios suscritos por la ANH, como lo muestra la Tabla No. 9. De ellos, 255 contratos, lo que equivale a un 72%, fueron suscritos por las empresas adheridas a la EITI. La información detallada sobre cada uno de estos contratos puede encontrarse en el Anexo No 6.

Tabla No 9. Contratos de la ANH 2013

Tipo de Contrato	Total	% Total	Total Empresas Adheridas	% Total Empresas Adheridas
E&P	279	79%	182	71%
Convenios de Explotación	46	13%	46	18%
TEA	22	6%	21	8%
Convenios E&P	6	2%	6	2%
TOTAL	353	100%	255	72%

Fuente: ANH, Diciembre 2015.

Para la vigencia 2013 finalizaron un total de 10 contratos, de los cuales seis (6) fueron de Ecopetrol S.A., tres (3) de Pacific E&P y uno (1) de Perenco. La mayoría de ellos, 63%, fueron contratos E&P. Si bien en el 2013 la ANH no adelantó procesos de asignación de áreas, en ese período se produjo la firma y registro de dos contratos que habían sido adjudicados durante la Ronda de 2012.

Tabla No 10. Contratos de hidrocarburos firmados en 2013

Nombre de la empresa	Tipo de Contrato	Contrato No	Bloque	% de Participación en el contrato	Departamento	Municipios
Gulfands Petroleum Plc	E&P	001 De 2013	Lla 50	100	Casanare	Paz de Ariporo y Hato Corozal
Gulfands Petroleum Plc	E&P	002 De 2013	Put 14	100	Putumayo	Puerto Leguizamo

Fuente: ANH, Octubre 2015

Régimen Contractual Minero

En contratación minera la norma⁹⁰ establece que cada uno de los contratos del sector se rige por la ley vigente al momento de su perfeccionamiento. Esto quiere decir que existen diferentes marcos legales que aún no estando vigentes para la celebración de contratos y habiendo sido derogados por normas posteriores, continúan rigiendo títulos mineros que se encuentran vigentes.

Actualmente, la norma que regula la celebración de contratos mineros es la Ley 685 de 2001. Ley que señala que únicamente se podrá constituir, declarar y probar el derecho a explorar y explotar minas de propiedad estatal mediante el contrato de concesión minera. Dicho contrato es un contrato de adhesión, puesto que para celebrarse no hay lugar a una negociación previa de términos, condiciones y modalidades; y, para su perfeccionamiento y prueba solo se necesitará inscribirlo en el registro minero nacional.

De acuerdo con lo anterior, la normatividad que rigió los títulos vigente a 2013 se relacionan en la Tabla No. 11.

Tabla No. 11 Clases de Títulos Mineros 2013

Régimen	Clases de Títulos	Definiciones
Ley 20 de 1969	Reconocimiento de Propiedad Privada	Los titulares son propietarios tanto del suelo como del subsuelo y pagan impuestos más no regalías.
	Licencia de Exploración	Los titulares exploran un área para determinar si hay un yacimiento por un tiempo limitado (uno a cinco años).
	Licencia de Explotación	Los titulares explotan un área por un tiempo limitado.
Decreto 2655 de 1988	Contrato en Virtud de Aporte	Acuerdo de voluntades entre agentes del Estado y privados para desarrollar un proyecto minero.
	Contrato de Concesión (pequeña, mediana y gran minería)	Es el contrato que crea derechos y obligaciones para la exploración, montaje, explotación y beneficio de minerales. Se adopta como criterio para la clasificación del tamaño (pequeña, mediana y gran minería), el tonelaje de materiales útiles y estériles extraídos de la mina durante un determinado intervalo de tiempo.
	Contrato de Concesión Ordinaria	Es el celebrado para la explotación de minerales entre el Estado y un particular bajo los principios de un contrato de adhesión. En esta modalidad el Estado recibe a cambio una contraprestación económica.
	Legalización/ Formalización de Minería Tradicional	Se refiere a los contratos que se suscriben con aquellos mineros que tradicionalmente han explotado minas de manera informal. Esta modalidad permite que durante el proceso de firma del contrato, los mineros continúen explotando minerales sin el uso de maquinaria pesada y el pago de regalías.
Ley 685 de 2001	Áreas de Reserva Especial	Se refiere al desarrollo de proyectos mineros estratégicos con grupos de explotadores tradicionales que se encuentran ejerciendo la minería de manera informal.
	Zonas Mineras Indígenas/ Zonas Mineras de Comunidades Negras	Son las zonas delimitadas por la autoridad minera con base en estudios técnicos y sociales, dentro de los cuales la explotación del suelo y subsuelo mineros deberán ajustarse a las disposiciones sobre participación y protección de las comunidades y grupos indígenas asentados en dichos territorios.
	Autorizaciones Temporales	Es la autorización que se da a las entidades territoriales o a sus contratistas para la explotación de materiales de construcción a cambio del pago de regalías, esto con el fin de desarrollar o mantener de la infraestructura vial de su territorio. Los minerales extraídos tienen destinación específica para las obras y no se pueden comercializar.
Ley 1450 de 2001	Selección Objetiva por el Sistema de Rondas	Esta modalidad se crea para ofrecer por parte del Estado a través de la ANM al mejor postor bloques para la explotación de minerales estratégicos con la modalidad de subasta.
Ley 1658 de 2013	Subcontratos de Minería	Los pequeños mineros que se encuentren adelantando actividades de explotación dentro de áreas otorgadas a un tercero mediante título minero, podrán con previa autorización de la autoridad minera competente, suscribir subcontratos de formalización minera con el titular de dicha área, para continuar adelantando su explotación por un periodo no inferior a cuatro (4) años prorrogables.

Los títulos mineros en 2013

Para el año 2013, el inventario de títulos mineros arroja un total de 9.699 títulos. Su distribución por tipo de contrato, se encuentra detallada en la Tabla No 12. De estos 9.699 títulos, 102 fueron suscritos por las empresas adheridas a la EITI, lo que equivale a un 1%. La información detallada sobre cada uno de estos contratos (1%) se encuentra disponible en el Anexo No. 6.

Tabla No 12. Titularidad Minera en el Territorio Nacional 2013

Tipo de Contrato	Total	%
Contrato de Concesión (Ley 685)	5.957	61%
Contrato de Concesión (Decreto 2655)	1.111	11%
Autorización Temporal	1.056	9%
Licencia de Explotación	842	9%
Licencia de Exploración	358	4%
Contrato de Aporte	323	3%
Reconocimiento de Propiedad Privada	52	0,54%
TOTAL	9.699	100%

Fuente: Informe de gestión ANM, 2013.

Tabla No 13. Titularidad Empresas Adheridas 2013

Tipo de Contrato	Carbón	Níquel	Hierro	Oro	Total	%
Contrato de Concesión (Ley 685)	2	16	-	61	79	77%
Contrato de Aporte	11	1	1	-	13	13%
Contrato de Concesión (Decreto 2655)	-	1	1	7	9	9%
Licencia de Exploración	-	-	-	1	1	1%
Licencia de Explotación	-	-	-	-	0	0%
TOTAL	13	18	2	69	102	100%

Fuente: ANM, Octubre 2015.

Para la vigencia 2013 no terminó ningún contrato, y por el contrario, se suscribieron 630 contratos nuevos.

Tabla No 14. Nuevos Títulos en 2013

Tipo de Contrato	Total	%
Contrato de Concesión (Ley 685)	360	57,1%
Autorización Temporal	270	42,9%
TOTAL	630	100%

Fuente: ANM, Diciembre 2015.

5.3 El aporte de la industria extractiva a la economía colombiana

La industria extractiva incluye actividades de exploración, extracción, y/o procesamiento de petróleo⁹¹, gas y minerales, así como transporte, almacenamiento y/o distribución de petróleo, gas y sus derivados⁹². Estas actividades económicas contribuyen de manera significativa a la generación de valor a nivel nacional. Sus impactos macroeconómicos se reflejan en variables como la Inversión Extranjera Directa (IED), las exportaciones nacionales, el Producto Interno Bruto (PIB)⁹³, y los ingresos del Gobierno Nacional Central (GNC).

Los recursos del sector extractivo han adquirido un rol preponderante en la dinámica tanto del gasto público, como del desarrollo en el orden nacional y regional. Sólo entre 2010 y 2014, las regalías, impuestos y contribuciones del sector sumaron cerca \$118 billones de pesos, lo equivalente a los recursos necesarios para la construcción de 13,5 millones de viviendas gratis, o financiar en su totalidad el presupuesto de educación pública durante 4 años, o la financiación de 2,5 veces el actual proyecto de carreteras de cuarta generación⁹⁴.

Inversión Extranjera Directa (IED)

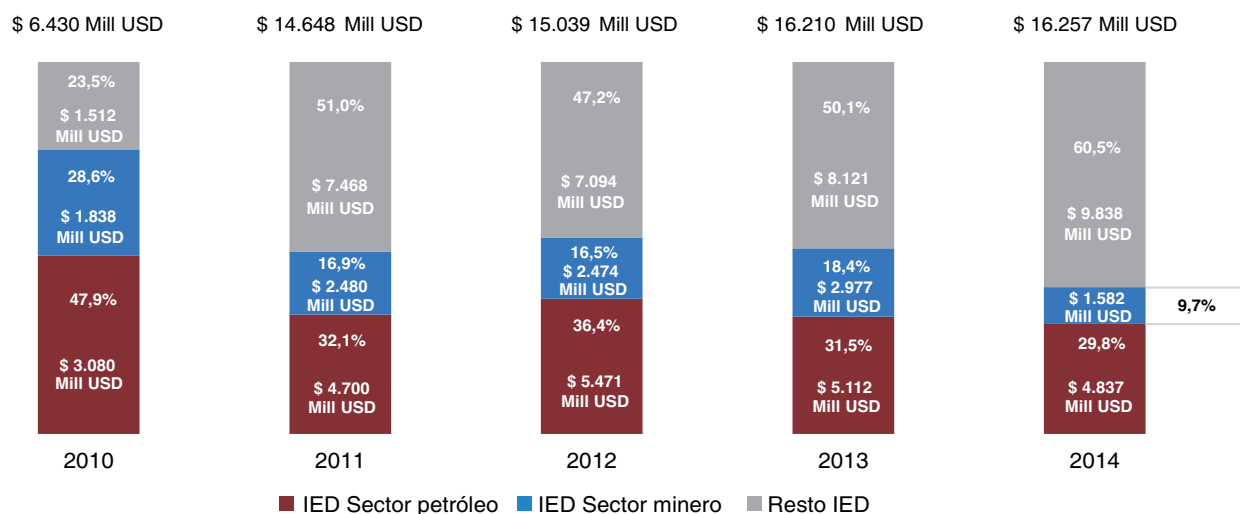
La dinámica de la industria extractiva en el país en los últimos años demuestra una evolución importante, la cual se explica en principio por un esfuerzo de modernización institucional que ha hecho el sector más competitivo e interesante para atraer la Inversión Extranjera Directa (IED). Tal como muestra la Ilustración No 6, la IED fue de 8.000 millones de dólares en 2013, de los cuales 5.100 millones de dólares correspondieron al sector de hidrocarburos y 2.900 millones de dólares al sector minero. Lo que equivale al 50% del total de la IED en el país.

91 En Colombia, la industria extractiva de hidrocarburos se clasifica, de acuerdo con la ANH, en *upstream* y *downstream*. Las actividades asociadas a *upstream* relaciona la exploración sísmica, exploración perforatoria y la producción. En *downstream* se agrupan las actividades de refinación, transporte y comercialización. El transporte que en algunas clasificaciones se establece como *midstream*, en Colombia se incluye en la clasificación de *downstream* en la cadena de valor de la industria hidrocarburífera. Recuperado en <http://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx> y http://www.upme.gov.co/Docs/CADENA_PETROLEO_2009.pdf

92 OCDE, 2014, p. 3.

93 El PIB resulta de calcular el valor total de los bienes y servicios producidos en el país en un periodo a partir de los recursos que se han utilizado en la economía, valorando cada bien final o servicio al precio que se maneja en el mercado. Desde una visión de valor agregado, el PIB se mide por la demanda final o las utilidades finales de los bienes y servicios y de los ingresos primarios distribuidos por las unidades de producción. Definición recuperada de https://www.dane.gov.co/files/faqs/faq_pib.pdf.

94 Recuperado en <https://www.minminas.gov.co/web/guest/historico-de-noticias?idNoticia=7215564>

Gráfica No 1. Inversión Extranjera Directa del Sector Extractivo 2010-2014

Fuente: Banco de la República, recuperado <http://www.banrep.gov.co/inversion-directa>. Cálculos Ministerio de Minas y Energía, Abril 2015.

Producción

A continuación, se presenta en detalle la producción y reservas de los bienes de los cuales se ocupa el presente Informe:

Petróleo

En el cuatrienio 2010-2014, el volumen de producción de petróleo alcanzó su máximo nivel en miles de barriles promedio día –KBPDC- debido, según el Ministerio de Minas y Energía “principalmente al esfuerzo de la industria para incorporar nuevas reservas en todos los campos, así como el comportamiento positivo de los precios del barril de petróleo”⁹⁵.

Tabla No 15. Producción de crudo en Colombia 2010-2014

Hidrocarburos	Unidad	2010	2011	2012	2013	2014
Petróleo	KBPDC	786	915	944	1.009	990*

Fuente: MME – ANH, Diciembre 2015.

(*) La función de fiscalización fue delega a la ANH en Mayo de 2013, por lo cual la información de producción del periodo 2013 - 2015 se encuentra publicada en la página web de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el siguiente enlace: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>.

*Cifra de producción promedio año.

Para el año 2013 la producción de petróleo se concentró en un 74% en la cuenca de los Llanos Orientales, la cual se compone de los departamentos de Meta, Casanare y Arauca.

Tabla No 16. Producción crudo total regionalizada 2013

Departamento	Producción 2013	%
Meta	510,2	50%
Casanare	177,5	18%
Arauca	60,2	6%
Santander	55,2	5%
Putumayo	48,0	5%
Boyacá	42,4	4%
Huila	34,4	3%
Antioquia	28,2	3%
Tolima	25,8	3%
Bolívar	15,7	2%
Otros	11,9	1%
Total	1.009	100%

Fuente: ANH, Octubre 2015.

*Cifra de producción promedio año.

Como lo muestra la Tabla No. 17, las reservas probadas de petróleo en Colombia alcanzaron 2.445 millones de barriles de petróleo al 2013, la cual se constituyó en la cifra más alta del periodo, y la mayor del registro reciente. Esto se explica por los nuevos descubrimientos, y/o reclasificaciones y revisiones de los pozos en términos de inversión e infraestructura. La cifra presentada para este periodo “permite afirmar que el país cuenta con autosuficiencia de crudo para 6,6 años, manteniendo el mismo nivel de producción del año 2013, es decir, no solo aquella destinada a la refinación, sino a sostener los niveles de exportación alcanzados en ese periodo de tiempo”⁹⁶.

Tabla No. 17 Reservas de crudo 2010-2014 en millones de barriles

Millones de barriles	2010	2011	2012	2013	2014*
Reservas de Crudo en millones de barriles	2.058	2.259	2.377	2.445	2.308

Fuente: Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano SIPG, Octubre de 2015.

Gas

La producción de gas en Colombia se mantuvo por encima de los 2.000 millones de pies cúbicos día –MPCD- durante el periodo 2010 a 2014.

Tabla No 18. Producción gas nacional 2010-2014

Hidrocarburos	Unidad	2010	2011	2012	2013	2014
Gas	MPCD	3.132	3.019	2.968	2.860	2.624*

Fuente: MME – ANH, Diciembre 2015.

*Cifra de producción gravable gas promedio año.

La producción de gas presenta una concentración en los departamentos de La Guajira y Casanare, departamentos responsables por el 89,3% de la producción nacional.

Tabla No 19. Producción de gas regionalizada 2013 - MPCD

Departamento	Producción 2013	%
Casanare	1.956	68,3%
La Guajira	601	21,0%
Santander	70	2,4%
Sucre	62	2,2%
Huila	25	0,9%
Meta	22	0,8%
Putumayo	19	0,7%
Córdoba	17	0,6%
Tolima	17	0,6%
Otros	71	2,5%
Total Promedio diario	2.860	100%

Fuente: ANH, Octubre de 2015.

*Producción gravable gas promedio año.

Las reservas probadas de gas en Colombia alcanzaron en el año 2013 los 5.51 Tera Pies Cúbicos –TPC. Estas reservas “permiten afirmar que el país cuenta con autosuficiencia para 15,5 años, manteniendo el mismo nivel consumo registrado en el 2013”⁹⁷.

Tabla No 20. Reservas de gas 2010-2014

TPC	2010	2011	2012	2013	2014
Reservas probadas de Gas en Tera Pies Cúbicos	5.41	5.46	5.73	5.51	S.I.*

Fuente: UPME, Balance de gas natural en Colombia, Febrero de 2015. Recuperado de http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/BALANCE_GAS_NATURAL_FINAL.pdf

*Sin Información de reservas del año 2014

Carbón

El carbón es el principal mineral en producción y exportación de Colombia. Lo cual ha hecho que el país ocupe un lugar relevante en el mercado internacional, de acuerdo con la Asociación Mundial de Carbón⁹⁸ en el 2013, Colombia fue el octavo productor y el quinto exportador de carbón térmico del mundo.

Si bien el país produce diferentes clases de carbón, las mayores reservas que posee son de carbón térmico, utilizado como fuente de energía para calderas y termoeléctricas. La producción general ha aumentado en los últimos años, aunque durante el año 2013 hubo una contracción de 4,2% con respecto a la del período anterior. Esto debido a la conflictividad social que afectó la producción de las empresas Drummond y Cerrejón, el cierre temporal del puerto de la empresa Drummond, y el cierre de La Francia proyecto de la empresa CNR. En cuanto a los otros tipos de carbón, como la antracita y el metalúrgico los volúmenes de producción son marginales comparados con el térmico, tal y como se observa en la Tabla No. 21.

Tabla No 21. Producción de carbón en Colombia 2010 -2014 - En miles de toneladas (KTon)

Tipo de Carbón	2010	2011	2012	2013	2014
Antracita	2,03	1,49	0,9	3,2	5,6
Metalúrgico	4.571	4.419	4.906	4.893	5.104
Térmico	69.776	81.383	84.117	80.600	83.468
Total	74.349	85.803	89.024	85.496	88.577

Fuente: Sistema de Información Minero Colombiano SIMCO, Octubre de 2015.

Las principales áreas productoras se encuentran en los departamentos de Cesar y La Guajira, en donde se concentra el 92% de la producción, principalmente de carbón térmico. Los yacimientos de carbones especiales, como lo son el metalúrgico y la antracita, se encuentran en departamentos como Boyacá y Santander.

Tabla No 22. Producción de carbón regionalizada 2013 - En miles de toneladas (KTon)

Departamento	Total Ton	%
Cesar	45.068	53%
La Guajira	33.300	39%
Boyacá	2.723	3%
Cundinamarca	2.408	3%
Norte de Santander	1.686	2%
Otros	312	0,36%
Total	85.497	100%

Fuente: ANM, Octubre de 2015

Las reservas de carbón alcanzaron 6.333.000 miles de toneladas Kton en el año 2013. Estas reservas son suficientes para mantener una producción a los mismos niveles registrados en 2013 durante alrededor de 70 años.

Tabla No 23. Reservas de carbón 2010-2014 - En miles de toneladas (Kton)

Millones de Toneladas	2010	2011	2012	2013	2014
Reservas probadas de Carbón	6.593.000	6.507.000	6.418.000	6.333.000	6.247.000

Fuente: Departamento Nacional de Estadística DANE, Diciembre de 2014.

Recuperado de <http://www.dane.gov.co/index.php/medio-ambiente/cuentas-ambientales> Octubre 8 de 2015.

Níquel

En Colombia existen seis grandes yacimientos de níquel, tres localizados en el departamento de Córdoba (Montelibano, Planeta Rica y San José de Uré), y otros tres en el departamento de Antioquia (Ituango, Morro Pelón y Medellín). En la actualidad la producción está concentrada en el principal yacimiento, denominado Cerro Matoso⁹⁹, ubicado en los municipios de Montelibano y San José de Uré, en el departamento de Córdoba.

Tabla No 24. Producción níquel Colombia 2010-2014

Mineral	Unidad	2010	2011	2012	2013	2014
Níquel contenido en ferroníquel	Tons (*)	49.443	37.817	47.408	49.320	41.221

* Factor de conversión de libras a toneladas: 1 lb=453,6 grms.

Fuente: Sistema de Información Minero Colombiano SIMCO, Octubre de 2015. Complementado con información de la ANM, Recuperar http://www.anm.gov.co/?q=regalias-contraprestaciones-economicas&field_tipo_de_regal_a_y_o_contra_value=ProduccionNacionalMinerales

⁹⁸ WCA, (2014), World Coal Association, Coal Facts 2014, <http://www.worldcoal.org/resources/coal-statistics/> consultado en Septiembre 26 de 2015

⁹⁹ En 1979 inician operaciones de explotación las empresas IFI, Conicol S.A. y Billington Overseas Ltd. que constituyen la empresa Cerro Matoso S.A., propiedad hoy de BHP BILLITON (South32), quien ocupa para 2011 el primer lugar (en volumen) de las compañías mineras del mundo.

Las reservas de níquel del país se han reducido drásticamente entre 2010 y 2014, llegando a ser menos de la mitad de las reservas reportadas a principios de este periodo.

Tabla 25. Reservas de níquel 2010-2014 en miles de toneladas

Miles de Toneladas	2010	2011	2012	2013	2014
Reservas probadas de Níquel	46.666	31.372	37.888	23.197	15.542

Fuente: Departamento Nacional de Estadística DANE, Diciembre de 2014. Recuperado de <http://www.dane.gov.co/index.php/medio-ambiente/cuentas-ambientales> Octubre 8 de 2015

Hierro

La producción de hierro para el año 2013 alcanzó las 710.047 toneladas. La principal explotación en el país de este bien se ubica en los municipios de Paz del Río (Boyacá) y Ubalá (Cundinamarca), los cuales concentran el 85,4% de la producción nacional.

Tabla No 26. Producción Hierro Colombia 2010-2014

Mineral	Unidad	2010	2011	2012	2013	2014
Hierro	Tons	77.048	174.459	809.224	710.047	676.180

Fuente: Sistema de Información Minero Colombiano SIMCO, Octubre de 2015.

Las reservas calculadas de hierro del país se han venido reduciendo sostenidamente entre 2010 y 2014, a un ritmo de 1,2%, para el 2013 las reservas ascendieron a 83.754 toneladas presentando una disponibilidad del bien para 107 años.

Tabla 27. Reservas de Hierro 2010-2014 en miles de toneladas

Miles de Toneladas	2010	2011	2012	2013	2014
Reservas probadas de Hierro	86.152	85.338	84.498	83.754	82.532

Fuente: Departamento Nacional de Estadística DANE, Diciembre de 2014. Recuperado de <http://www.dane.gov.co/index.php/medio-ambiente/cuentas-ambientales> Octubre 8 de 2015

Oro

La producción de oro para el 2013 fue de 55.745 kilogramos, producción menor al promedio del período 2010 – 2014. Los yacimientos de oro en Colombia se encuentran principalmente en los departamentos de Antioquia, Chocó, Cauca, Putumayo y Nariño, departamentos que reunieron el 89,1% de la producción nacional. Para este bien no se dispone de información de reservas.

Tabla No 28. Producción oro Colombia 2010-2014

Mineral	Unidad	2010	2011	2012	2013	2014
Oro	Kg	53.606	55.908	66.178	55.745	57.014

Fuente: Sistema de Información Minero Colombiano SIMCO, Octubre de 2015.

Tabla No 29. Producción de oro regionalizada 2013 - Onzas Troy

Departamento	Producción Oro	%
Antioquia	850.608	47,5%
Chocó	487.205	27,2%
Cauca	142.604	8,0%
Nariño	115.322	6,4%
Bolívar	71.966	4,0%
Caldas	56.190	3,1%
Valle	21.174	1,2%
Córdoba	15.834	0,9%
Tolima	8.878	0,5%
Huila	8.245	0,5%
Risaralda	14.216	0,8%
Total	1.792.242	100%

Fuente: ANM 2015

La producción de oro se ha visto afectada por la explotación ilícita y por fuertes presiones ambientales y sociales. Para el año 2013, tan sólo el 13% de la producción registrada en el sistema de regalías se podía asociar a un título minero, lo cual significa que de los casi 56 mil Kg de producción anual base para la liquidación y pago de regalías, tan sólo 7 mil kg se consideran producto de contratos de concesión minera. En este sentido el Gobierno Nacional viene trabajando en la formalización y reconversión minera, como, se explica en el Recuadro No 1.

Recuadro No 1. Explotación ilícita de minerales

La minería ilegal está definida de manera amplia como una actividad minera ejercida por persona natural o jurídica, o grupo de personas, sin contar con las autorizaciones y exigencias establecidas en las normas nacionales. Esta definición, aunque amplia, no permite tener una dimensión exacta del fenómeno y sus consecuencias. Las actividades mineras en Colombia, especialmente las de oro, sufren presiones constantes por diferentes fenómenos sociales como explotación ilícita de minerales, vinculación de estructuras de crimen organizado en actividades mineras, trabajo infantil y minería informal.

Sobre estos fenómenos se ha escrito ampliamente y se ha documentado cada uno como insumo de políticas públicas. En Las Bases del Plan de Desarrollo 2014-2018 se establece que "...se observa una fuerte correspondencia geográfica entre las zonas con mayores déficits de justicia y aquellas de mayor concentración de acciones armadas, cultivos ilícitos, o explotación ilícita de minerales, entre otros factores generadores de violencia...". El efecto de la explotación ilícita de minerales es además perjudicial para los ecosistemas porque la explotación del recurso minero se realiza de forma anti-técnica no tiene ninguna consideración ambiental o social respecto del usufructo de los recursos.

En cuanto a la vinculación de estructuras de crimen organizado en actividades mineras, en 2013 se identificó que este fenómeno afectó 340 municipios del país. El Estado ha abordado ese tipo de problemática desde el punto de vista normativo así como político, y se han incluido acciones concretas para afrontar este fenómeno. Sin embargo, no todas las actividades de explotación ilícita de minerales están relacionadas con actividades criminales. Buena parte de esta actividad es realizada por pequeños mineros tradicionales que tienen toda la intención de legalizar su actividad. También existe una minería de subsistencia y ancestral en extracción de oro y de piedras preciosas denominada "barequeo", esta se ejerce de manera legal siempre y cuando quien la ejerce esté inscrito ante la autoridad competente en el orden municipal según la normatividad vigente.

En términos normativos, se han adelantado acciones positivas para controlar el fenómeno de la explotación ilícita de minerales y sus conductas conexas, se ha determinado en el Decreto 2235 que reglamenta el Artículo 6° de la Decisión 774 de 2012 de la Comunidad Andina de Naciones, la Ley 1450 de 2011, en relación con el uso de maquinaria pesada y sus partes en actividades mineras sin las autorizaciones y exigencias previstas en la ley; el Decreto 723 del 10 de abril de 2014 para regular, registrar y controlar la importación y movilización de la maquinaria, el Decreto 0276 de 2015 sobre el Registro Único de comercializadores -RUCOM, junto con el esfuerzo para el año 2015, en relación con la custodia del oro, plata y platino, en apoyo a las acciones de decomiso de mineral ejecutadas por las autoridades según lo establecido en la Ley 1753 de 2015. En esta última, se definen los mecanismos para el trabajo bajo el amparo de un título en la pequeña minería (Artículos 19), sobre áreas de reserva para el desarrollo minero (artículo 20), sobre clasificación de la minería (artículo 21). Así mismo se espera que el proceso de paz mejore las afectaciones negativas tanto en minería como en la industria de hidrocarburos.

En el marco de estos esfuerzos, el Gobierno de Colombia estructuró el camino para el ordenamiento del sector minero, iniciando con la clasificación de la minería por escalas en subsistencia, pequeña, mediana y gran minería. Así mismo ha hecho claridad sobre conceptos de los estados para la pequeña minería, en el cumplimiento de estándares, definiendo un camino para la regularización y posterior formalización de las actividades mineras. Posterior a la evidencia de las condiciones en las cuales se realicen las actividades de explotación de minerales, tomando como punto de inicio que las mismas se realicen bajo un marco regulado o no, según la voluntad y la posibilidad de desarrollar la minería, existen tres puertas en las cuales se puede clasificar a los pequeños mineros:

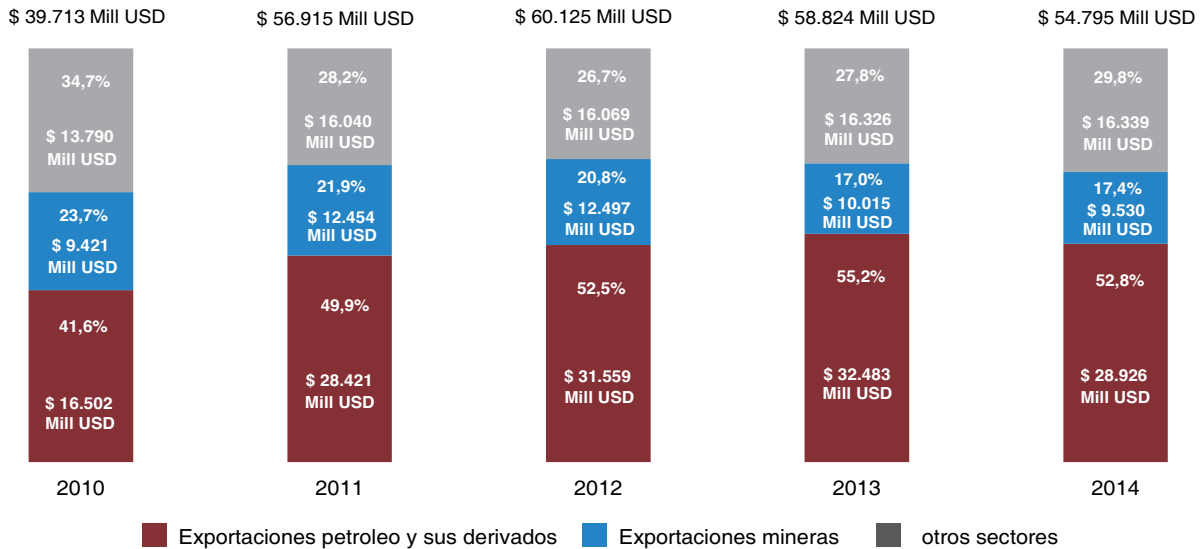
Formalización. Mineros interesados, que tengan título minero e instrumento ambiental, que pueden y quieran ingresar al Programa de Formalización se les brindará formación teórico práctica en temas mineros, ambientales, legales y empresariales.

Reconversión. Mineros que no pueden desarrollar la actividad minera por restricciones ambientales, de seguridad, entre otras, pueden buscar otras opciones productivas con el acompañamiento de varias entidades del Gobierno.

Explotación ilícita de minerales. Explotadores de minerales que no desean estar bajo el amparo de la ley e insistan en realizar la actividad de manera irregular podrán sufrir acciones de control policivas y judiciales.

Exportaciones

Gráfica No 2. Exportaciones comparadas de las industrias extractivas y otros sectores 2010-2014.
En millones de USD FOB



Fuente: DANE ; cálculos Ministerio de Minas y Energía, Abril de 2015.

En materia de exportaciones, la industria extractiva se caracteriza por ser la mayor fuente de divisas en el país, siendo el petróleo y el carbón, los principales bienes exportados. El crecimiento de las exportaciones del sector extractivo entre el 2010 y el 2013, tanto en términos relativos como absolutos, ha sido significativo. El valor de las exportaciones de petróleo y sus derivados alcanzó una cifra de USD 32.483 millones de dólares en el 2013, lo cual convirtió al sector petrolero en el gran dinamizador de la balanza comercial. En su conjunto, el sector del petróleo y sus derivados y la minería explicaron el 72,2% de las exportaciones totales de 2013. En donde el petróleo y sus derivados representaron el 55,2%, la minería representó el 17%. Cabe destacar que del 2012 al 2013 las exportaciones mineras presentaron una disminución del 20%, al pasar de USD 12.497 millones a USD 10.015 millones.

Producto Interno Bruto (PIB)

La dinámica de la industria extractiva impulsada por el aumento de la IED y el flujo de divisas producto de las exportaciones ha aumentado la contribución de este sector de la economía al PIB. Para el año 2013, el Producto Interno Bruto (PIB) Colombiano fue de \$494,1 billones de pesos (USD264.000 millones). La participación del sector extractivo fue del 7,7% equivalente a \$38 billones de pesos; de los cuáles el 5,6% (\$27,4 billones de pesos) correspondió al sector de hidrocarburos y el 2,1% (\$10,6 billones de pesos) correspondió al sector minero.

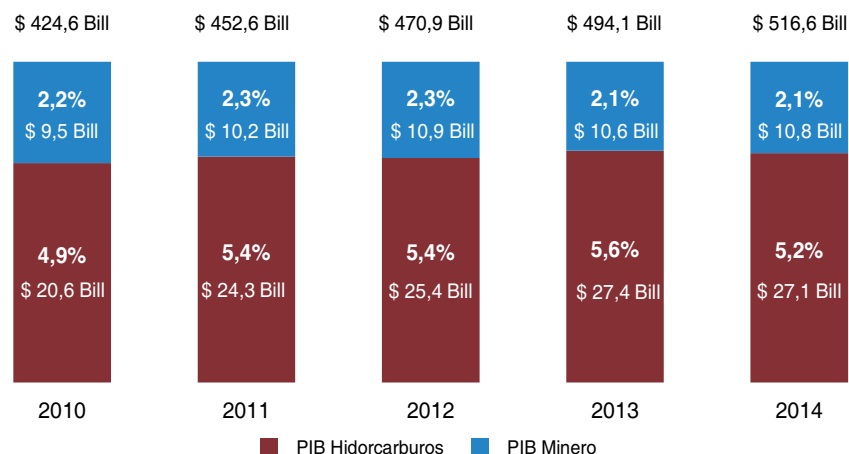
El peso de la industria extractiva en la economía de las regiones productoras es de la mayor relevancia. En departamentos mineros, como La Guajira¹⁰⁰ y Cesar¹⁰¹, la minería representa el 47% y 43% del PIB departamental respectivamente. En el caso de los hidrocarburos, el sector representa el 70,2% del PIB del departamento de Casanare¹⁰² y 69,2% del PIB del departamento del Meta¹⁰³.

100 Banco de la República - DANE (2015). Informe de Coyuntura Económica Regional 2014. Departamento de La Guajira. Disponible en: http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/archivos/icer_guajira_2014.pdf

101 Banco de la República - DANE (2015). Informe de Coyuntura Económica Regional 2014. Departamento del Cesar. Disponible en: http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/archivos/icer_cesar_2014.pdf

102 Banco de la República - DANE (2015). Informe de Coyuntura Económica Regional 2014. Departamento de Casanare. Disponible en: http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/archivos/icer_casanare_2013.pdf

103 Banco de la República - DANE (2015). Informe de Coyuntura Económica Regional 2014. Departamento de. Disponible en: http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/archivos/icer_meta_2013.pdf

Gráfica No 3. Participación de las industrias extractivas en el PIB nacional 2010-2014

Total País (PIB Hidrocarburos + PIB Minero + Otros Sectores)

Fuente: DANE; cálculos Ministerio de Minas y Energía Abril de 2015. Precios Constantes – Series Desestacionalizadas III Trimestre 2014.

Empleo

Otro de los aportes de la industria extractiva a la economía nacional es la generación de empleo. De acuerdo con la información del Departamento Nacional de Estadística – DANE, la industria extractiva generó 331.000 empleos entre el sector de hidrocarburos y el sector minero. La medición de empleo del DANE se basa en la Gran Encuesta Integrada de Hogares –GEIH, que a partir de agosto de 2006 indaga por el mercado laboral y los ingresos y gastos de los hogares, esta encuesta se lleva a cabo tan solo en 13 ciudades principales y se aplica un factor de expansión para todo el país. A partir de la información recolectada, el DANE estima la cantidad de personas ocupadas en las diferentes actividades económicas incluida la industria extractiva y se usa un factor de expansión para calcular el porcentaje de ocupación en los diferentes sectores de la economía respecto al total de población ocupada en el país.

Teniendo en cuenta que la cifra reportada por el DANE no muestra la información del empleo desagregada por sector, para el informe se solicitó esta información a las dos agremiaciones con el fin de presentar un estimado del panorama por cada uno. De acuerdo con lo anterior, la cifra de empleo reportada por la Asociación Colombiana del Petróleo, corresponde a 120 mil empleos generados por el sector de hidrocarburos para el año 2013, mientras que la cifra reportada por la Agencia Nacional de Minería basada en el ejercicio de fiscalización para el año 2013, fue de 350.000 mil empleos.

Tabla No 30. Empleo generado por la Industria 2010 - 2013

Empleo Generado por la Industria	2010	2011	2012	2013
	301.000	333.000	350.000	331.000

Fuente: Departamento Nacional de Estadística DANE, Gran Encuesta integrada de Hogares 2013. Recuperado de http://formularios.dane.gov.co/Anda_4_1/index.php/catalog/68, Diciembre de 2015.

5.4 ECOPETROL S.A.¹⁰⁴

ECOPETROL S.A. es una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006 y regida por los Estatutos Sociales contenidos en Escritura Pública No 5314 de 2007¹⁰⁵. Como Sociedad de Economía Mixta, la propiedad de la empresa es mayoritariamente de la nación, en un 88,5%, el porcentaje restante se encuentra distribuido entre algunos fondos de inversión, personas jurídicas y naturales¹⁰⁶. Hoy las acciones de la empresa están listadas en la Bolsa de Valores de Colombia (Ecopetrol) y sus ADR's están listados en la Bolsa de Valores de Nueva York (EC) y en la Bolsa de Valores de Toronto (ECP).

Ecopetrol tiene por objeto el desarrollo de actividades comerciales o industriales correspondientes o relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos.¹⁰⁷

¹⁰⁴ En el marco del Informe EITI las empresas de titularidad estatal cumplen requisitos especiales de publicación de información (requisitos 3.6, y 4.2 c) , por esa razón se desarrolla un subcapítulo para Ecopetrol S.A.

¹⁰⁵ Ecopetrol, 2015, Recuperado <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de/ecopetrol/marco-legal>

¹⁰⁶ Ecopetrol, 2015, Recuperado http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/relacion-inversionistas/acciones/composicion-accionaria/ut/p/z0/04_sj9CPYkssy0xPLMnMz0vMAfljo8zLiF0N3d09gg28LRxN-jQwcPX0CzDydzA0NPM31C7IdFQEWYAL4/

¹⁰⁷ Ecopetrol, 2015, Estatutos Sociales de Ecopetrol, Recuperado en [Recuperado en http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de/ecopetrol/marco-legal](http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de/ecopetrol/marco-legal)

Pese a la reforma institucional del 2003, el rol de Ecopetrol sigue siendo central para la industria y la economía nacional, no sólo en relación a la producción nacional, sino también en el mantenimiento y aumento de las reservas de petróleo y gas, el transporte de estos bienes para la exportación y consumo a través de su red de poliductos y oleoductos, y la refinación de los mismos que garantiza el consumo nacional de combustible y petroquímicos. De otro lado Ecopetrol en su rol de comercializador, transa en el mercado la producción nacional percibida por la ANH como regalías por la explotación del subsuelo.

El desarrollo de estas actividades *upstream* y *downstream* se realizan a través del Grupo Empresarial de Ecopetrol S.A., el cual cuenta con 28 sociedades subordinadas y participación accionaria en otras 11 sociedades de forma directa y/o a través de sus filiales, como lo muestra la Ilustración No. 6.

Ilustración No 6. Grupo Ecopetrol S.A.



(a) Propiedad accionaria en una compañía subordinada de Ecopetrol S.A.

(b) Una corporación extranjera con una sucursal de corporación extranjera en Colombia

(c) Una compañía bajo proceso liquidatorio

* Los porcentajes de propiedad accionaria listados se refieren a la participación directa de Ecopetrol S.A. Los datos en esta estructura no muestran ni la propiedad total ni los números decimales, por lo que se usan sólo con propósitos informativos. La denominada participación accionaria (participación directa de Ecopetrol S.A.), Filiales, Compañías Subsidiarias están listadas, así como los intereses accionarios de compañías subsidiarias de Ecopetrol S.A.

Fuente: Ecopetrol S.A. http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/web_es/ecopetrol-web/our-company/about-us/ecopetrol-about/corporate-group-2 Recuperado Septiembre 3 de 2015

La dirección, administración y representación de Ecopetrol S.A., está a cargo de la Asamblea General de Accionistas, la Junta Directiva y el Presidente. La Asamblea General de Accionistas es el principal órgano de dirección y se reúne como mínimo una vez al año, tiene entre sus funciones principales nombrar a la Junta Directiva, examinar y aprobar los estados financieros, y decretar con arreglo a la Ley la distribución de utilidades y la forma de pago de las mismas. Por su parte la Junta Directiva, compuesta por nueve (9) miembros, debe reunirse como mínimo una vez al mes, y tiene entre sus principales funciones elegir al Presidente de Ecopetrol S.A., autorizar las decisiones o actividades que impliquen transacciones accionarias o adquisición o enajenación de derechos y/o bienes, y aprobar el presupuesto de la empresa, entre otras. Un mayor detalle del gobierno corporativo de la empresa puede ser consultado en los Estatutos Sociales, los cuales se encuentran publicados en la página web.

Operación 2013

De acuerdo con los resultados consignados en el Acta No 30 de la Asamblea General de Accionistas, Ecopetrol para el año 2013 tuvo un crecimiento del 4,5% de la producción, generó un incremento del 5,1% en las reservas probadas del país, y presentó un nuevo récord en ventas por 62 billones de pesos. A continuación algunas cifras representativas en las operaciones de la cadena de valor presentadas por el entonces Presidente de Ecopetrol, Javier Gutiérrez a la Asamblea General de Accionistas¹⁰⁸:

Exploración

- La inversión en exploración para el año 2013 fue del orden de USD 1.270 millones, esta se realizó en conjunto con las compañías del Grupo Empresarial (39% Ecopetrol y 61% subordinadas).
- La actividad exploratoria se concentró en la realización de 67.898 Kms de sísmica, lo que significa un incremento del 141% con respecto al 2012; y la perforación de 22 pozos exploratorios A3¹⁰⁹ (19 nacionales y 3 internacionales), 8 de los cuales fueron exitosos, lo cual representa un 36% de éxito exploratorio.

Producción

- La inversión en producción en el año 2013 fue del orden de USD 4.137 millones, se realizó de igual forma en conjunto con las compañías del Grupo Empresarial (90% Ecopetrol y 10% subordinadas).
- La producción del Grupo alcanzó los 788 KBPED.
- La contribución del Grupo en la adición de reservas fue de 340 MBPE de reservas 1P¹¹⁰, lo que contribuyó a un crecimiento del 5,1% del total de las reservas probadas.

Refinación y Petroquímica

- En 2013 se invirtieron USD 1.929 millones (18% Ecopetrol, 82% subordinadas) destinados especialmente al avance de la modernización de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja.
- De acuerdo con los reportes, se procesaron 281 KBPDC para garantizar el abastecimiento de combustibles y se entregaron 114 KBPDC de Diésel con 21 PPM de azufre (el permitido es 50 PPM), que de acuerdo con las directivas de la compañía, esto lo hace uno de los combustibles más limpios en América Latina. Así mismo se entregaron 80 KBPDC de gasolina con 219 PPM de azufre, por debajo del límite permitido que es 300 PPM.

Transporte

- Durante el 2013, se realizaron inversiones del orden de USD 962 millones para ampliar la infraestructura de transporte, esta inversión se llevó a cabo en un 68% por Ecopetrol, y en un 32% por parte de las empresas subordinadas.
- Para este período se consolidó el nuevo esquema de transporte de hidrocarburos a través de Cenit y entra en operación el Oleoducto Bicentenario el cual conecta el suroriente del país con los puertos de exportación en el Caribe.
- Se incrementó la movilización de barriles de crudo y refinados hasta 1.3 millones KBPDC.
- Los costos de reparación por atentados a los oleoductos ascendieron para el 2013 a 67 mil millones de pesos.

Suministro y Mercadeo

- La compañía alcanzó un nuevo record de ventas en el 2013, 923 KBPED, de los cuales se exportaron el 66%, el principal destino de exportación fue Estados Unidos con un 46% .

Es importante señalar que la operación nacional en términos de exploración y producción de Ecopetrol S.A. para el 2013, se explica a través de los contratos vigentes para el periodo, bien sea contratos sobre los cuales la empresa conservó los derechos adquiridos antes de enero de 2014 o los suscritos bajo nuevas figuras contractuales con la ANH.

Contratos vigentes en el 2013

Para el 2013 Ecopetrol S.A. contaba con 185 contratos vigentes, de los cuales 77 (41%), eran contratos de asociación en sus diferentes modalidades y 108 (59%) contratos con la ANH. El detalle de los contratos relacionados en este apartado puede ser consultado en el Anexo No. 6, anexo en el que se encuentra además de la modalidad contractual, la participación porcentual, el bloque asignado, el área geográfica de influencia y la fase de ejecución, así como otra información de interés.

108 Asamblea General De Accionistas De Ecopetrol S.A., Reunión Ordinaria 2014, Acta N° 030, p. 4.

109 A3: es un pozo perforado en una zona totalmente desconocida con el propósito de determinar si existen depósitos de gas o petróleo. A2: es un pozo que se perfora para determinar la profundidad de los intervalos productores. A1: pozo para determinar la extensión del yacimiento.

110 Las reservas se clasifican como 1P: probadas. 2P: probadas y probable. 3P: probadas, probable y posibles.

Tabla No 31. Contratos vigentes de Ecopetrol S.A. a diciembre de 2013

Tipos de Contratos de Asociación ¹¹¹	Cantidad	%
Contrato Asociación	54	70,1%
Campo descubierto no desarrollado	9	11,7%
Producción incremental	5	6,5%
Contrato de participación de Riesgo	3	3,9%
Acuerdo de Operación	1	1,3%
Alianza tecnológica	1	1,3%
Colaboración Empresarial	1	1,3%
Contrato de Riesgo Compartido (CRC)	1	1,3%
Riesgo Compartido	1	1,3%
Servicio de Participación Bajo Riesgo (SPBR)	1	1,3%
Total	77	100%

Fuente: Ecopetrol S.A. Octubre de 2015

Contratos con la ANH	Cantidad	%
E&P	49	45,9%
Convenios Explotación	46	40,4%
TEA	7	8,3%
Convenio E&P	6	5,5%
Total	108	100%

Fuente: ECOPEPETROL S.A, Octubre de 2015. ANH, Octubre de 2015.

De los contratos mencionados, Ecopetrol S.A. tiene una participación del 100% en 79 de los 185 contratos, lo que equivale a un 42% de los contratos vigentes para el 2013, contratos en su totalidad suscritos con la ANH. Es de importancia recordar que el rol de operador en un contrato con participación accionaria de diferentes socios, implica en el marco contractual colombiano, la responsabilidad de reportar la producción a la ANH, además de hacer el pago de las regalías en nombre de los socios en cada una de las modalidades contractuales. De igual forma para la vigencia, el 32% de los contratos se encontraban en etapa de exploración, es decir 60 de los 185 contratos.

Pagos y transferencias a la nación

La operación de Ecopetrol S.A. genera anualmente ingresos, gastos y utilidades, esta información es consolidada y presentada en los estados contables y/o financieros de la empresa. En general la empresa ha reportado un comportamiento positivo, generando utilidades entre los 7 y 15 billones de pesos, como lo muestra la Tabla No. 32. Es importante destacar que adicionalmente los estados financieros publicados, incluyen los resultados obtenidos por la participación patrimonial en las compañías subordinadas o con influencia importante en el Grupo Empresarial¹¹².

Tabla No 32. Estados financieros no consolidados Ecopetrol S.A. 2010-2014. - Millones de pesos

	2010	2011	2012	2013	2014
Ingresos por ventas:					
Ventas nacionales	14.801.762	19.403.432	19.991.064	22.244.435	23.723.086
Ventas al exterior	21.859.409	37.088.890	39.533.522	40.269.844	34.369.546
Total ingresos	36.661.171	56.492.322	59.524.586	62.514.279	58.092.632
Costos de ventas	21.238.585	29.787.720	33.817.770	38.435.508	39.665.764
	15.422.586	26.704.602	25.706.816	24.078.771	18.426.868
Gastos operacionales:					
Administración	450.466	631.891	630.951	1.012.750	857.172
Comercialización y proyectos	1.763.418	1.720.961	2.219.454	3.438.651	3.912.809
Utilidad operacional	13.208.702	24.351.750	22.856.411	19.627.370	13.656.887
Ingresos (gastos) no operacionales:					
Ingresos (gastos) financieros	33.003	-718.108	-225.593	-102.017	-685.648
Gastos de jubilados	-377.626	-706.298	-948.455	-478.737	-555.246
Ganancia por inflación	21.469	2.147	97.197		
Otros (gastos) ingresos	-818.405	-686.073	-731.072	367.537	97.151
Resultados en sociedades	-641.168	552.148	477.145	962.332	596.797
Utilidad antes de impuesto sobre la renta	11.425.975	22.814.889	21.525.633	20.376.485	13.109.941
Provisión impuesto sobre la renta	3.079.878	7.013.256	6.516.062	7.023.499	5.297.326
		353.300	36.621		
Utilidad neta del año	8.346.097	15.448.333	14.972.950	13.352.986	7.812.615

Fuente: Estados Financieros no consolidados de Ecopetrol 2010 - 2013. Recuperado de <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/relacion-inversionistas/informacion-financiera/estados-financieros>, Octubre de 2015.

111 Para ver la totalidad de las definiciones dirigirse al Anexo No. 7

112 Para mayor información consultar: http://www.ecopetrol.com.co/documentos/79870_Estados_Financieros_no_Consolidados_Diciembre_2013.pdf

Los estados financieros reflejan cada uno de los hechos económicos para el año fiscal de cierre y el anterior, así las cosas el informe contable presentado a la Asamblea General de Accionistas en marzo de 2014, refleja lo causado y pagado por impuestos, regalías y la utilidad neta del año 2013.

Impuestos

Para el año 2013 Ecopetrol pago \$12,5 billones de pesos en impuestos a nivel nacional y local, de estos \$ 10,1 billones ingresaron al Gobierno Nacional Central (GNC), lo que representa un 8% en el total de ingresos del GNC.

Tabla No 33. Pago de Impuestos Ecopetrol S.A. 2010 – 2014. - Millones de pesos

TIPO DE IMPUESTO	2010	2011	2012	2013	2014
Impuestos Nacionales					
Impuesto de renta	775.671	3.155.803	7.913.516	6.835.239	2.972.253
Impuesto de renta para la equidad CREE					1.219.524
Impuesto al patrimonio	207.111	476.494	476.494	476.494	476.494
Impuesto a las ventas (IVA)	490.452	561.498	127.998		
Impuesto global	1.241.653	1.379.701	1.450.559	120.934	
Impuesto nacional a la gasolina y al ACPM				2.284.913	2.503.491
Autorretención de retención para la equidad - CREE				563.320	963.120
Retención de terceros impuesto CREE				35.542	
Retención en la fuente por renta/IVA/ Autorretenciones	1.007.124	1.372.102	1.565.685	1.675.255	1.805.268
Sobretasa nacional al ACPM	47.972	36.688	41.242	35.993	42.920
Gravamen a los movimientos financieros**	112.081	154.821	184.130	225.941	207.260
Impuestos Subnacionales					
Impuesto de industria y comercio	127.335	155.599	171.479	175.622	199.418
Impuesto predial	7.481	7.606	10.879	20.541	17.541
Impuesto de transporte*	7.883	7.414	14.880	54.759	45.854
Retención en la fuente de industria y comercio	49.411	54.905	62.540	70.044	67.634
Sobretasa a la gasolina	86	105	3		
Impuesto de vehículos	539	438	361	295	328
Impuesto de alumbrado	5.777	5.876	13.591	10.627	13.548
TOTALES	4.080.576	7.369.050	12.033.357	12.585.519	10.534.653

* Para efectos de comparabilidad, se incluye el valor realmente pagado en 2013.

** Se incluye como pago de impuestos el Gravamen a los movimientos financieros (4 por mil)

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Finanzas Octubre 2015. Complementado con información del reporte Integrado de Gestión Sostenible 2014, recuperado de http://www.ecopetrol.com.co/documentos/Reporte_integrado_Ecopetrol_2014.pdf, Octubre de 2015.

Regalías

Ecopetrol S.A., para el año 2013 transfirió al Gobierno nacional \$ 7,3 billones de pesos por el concepto de regalías. Frente a esta cifra es importante hacer tres consideraciones:

- La cifra de \$ 7,3 billones de pesos corresponde al pago de \$6,9 billones de pesos de regalías de crudo y \$ 400 mil millones de pesos explicados por el pago de regalías de gas.
- Lo pagado por petróleo no obedece en un 100% al pago de las regalías por operaciones propias de Ecopetrol, puesto que la compañía percibe ingresos por la compra de crudo en virtud del contrato de comercialización firmado con la ANH, contrato bajo el cual se comercializan las regalías pagadas en especie al Gobierno nacional, lo cual representan aproximadamente el 97% de las regalías. Este arreglo se encuentra regulado por un contrato de compraventa¹¹³ entre Ecopetrol y la ANH, los precios de venta, la facturación, los pagos y las participaciones están explicados allí. El margen de comercialización aplicado, durante el periodo 2013 a la compra de regalías por parte de Ecopetrol, fue de 0.786 USD/B.
La cifra no se presenta separada toda vez que Ecopetrol la mantiene agregada en sus informes financieros como "pagos por las compras de los hidrocarburos a la ANH", pese a que son pagos de naturaleza diferente, uno derivado de la operación propia y el otro un pago o transferencia derivado de un acuerdo comercial.
- La cifra de \$ 7,3 billones de pesos fue lo pagado en la vigencia 2013, mientras que lo causado para el mismo período fue de \$7,9 billones de pesos como se muestra en la Tabla No. 34.

Tabla No 34. Compras de hidrocarburos - ANH 2010-2014 en billones de pesos

Compras de hidrocarburos – ANH*	Diciembre 2010	Diciembre 2011	Diciembre 2012	Diciembre 2013	Diciembre 2014
	5,3	8,0	8,6	7,9	6,6

* Tipo de contabilidad: causación

Fuente: ECOPELROL S.A. Acta Asamblea General de Accionistas Ordinaria No 028 de 2013 -2014

Dividendos

Los dividendos de Ecopetrol S.A., son un rubro importante dentro de los ingresos corrientes de la nación. El monto reportado por dividendos para el 2013 ascendieron a \$13,1 billones de pesos, de los cuales \$12,6 billones de pesos correspondieron a flujo en efectivo y \$508 mil millones a Títulos del Tesoro (TES). La repartición de los dividendos tiene una dinámica particular por cuanto los montos se van entregando en cuotas durante el año posterior a cada Asamblea General de Accionistas, generalmente se distribuye entre el 70% y 80% de las utilidades, para el período causado en 2012 y pagado en 2013, se autorizó el 70,02% de la utilidad neta como dividendo ordinario, más 9,89% de la utilidad neta como dividendo extraordinario. La propuesta de pago aprobada por los accionistas fue la presentada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Para los dividendos de 2012 se estableció un cronograma de pagos con los desembolsos como se muestran a continuación:

Tabla No. 35. Dividendos Ecopetrol S.A. 2013 de utilidades del año fiscal 2012. - En millones de pesos

Dividendos Pagados al Gobierno durante 2013 Millones pesos COP		
Fecha de Pago	Concepto	Valor pagado \$
02-Ene-2013	Tercera cuota - Dividendos 2012 y dividendo extraordinario 2012	\$ 3.406.891
15-Abr-2013	Primera Cuota 2013	\$ 1.580.000
16-Sep-13	Segunda Cuota 2013	\$ 1.580.000
16-Oct-13	Tercera Cuota 2013	\$ 1.580.000
14-Nov-13	Cuarta Cuota 2013	\$ 1.580.000
06-Dic-2013	Quinta Cuota 2013	\$ 1.580.000
27-Dic-2013	Sexta Cuota 2013	\$ 1.370.121
Total Dividendos pagados al Gobierno en 2013		\$ 12.685.012

Fuente: Acta Asamblea General de Accionistas Ordinaria No 028 de 2013.

* Se presenta el valor correspondiente al flujo en efectivo.

Para una mejor comprensión de la información presentada en este Informe es necesario recordar que los impuestos y dividendos generados en un año fiscal son girados a la nación al año siguiente, por lo tanto lo generado en 2013 hizo caja en los ingresos de la nación en el 2014, mientras que lo recaudado en el 2013 por estos conceptos obedece a lo causado en el año 2012. Las regalías por su parte se causan y pagan mensualmente contra factura generada por la ANH, aunque la ANH trimestralmente realiza una liquidación definitiva de regalías y genera un acto administrativo.

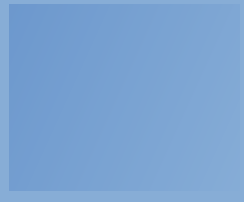
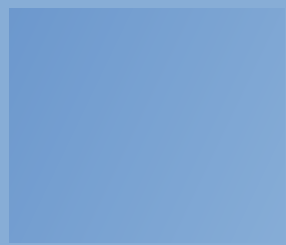
6

Flujos de Pagos e Ingresos Nacionales, Reportados y Cotejados



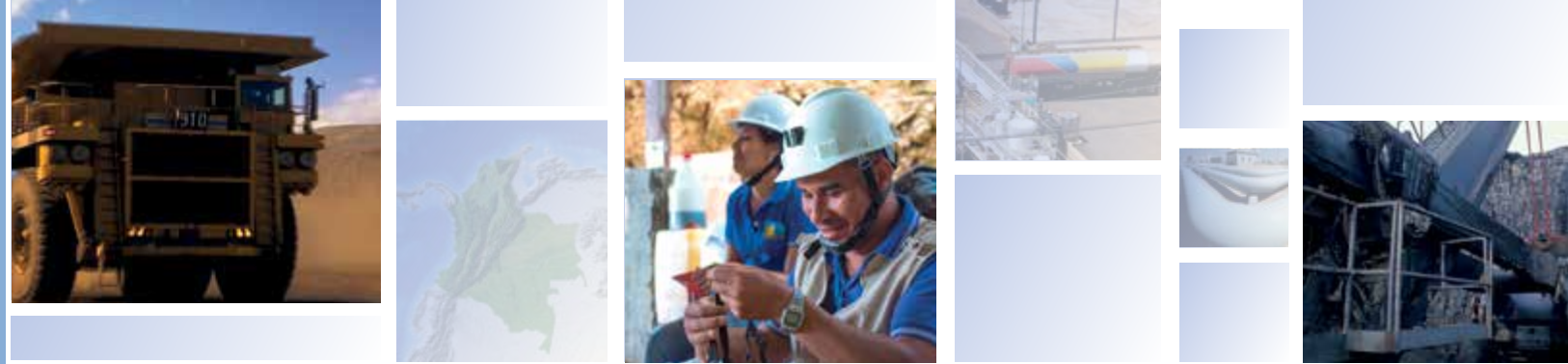
Descripción de los flujos de pagos e ingresos

Flujos de ingresos nacionales, reportados y cotejados



NIMR • V 1 USD = \$ 1.869 COP





6. Flujos de Pagos e Ingresos Nacionales, Reportados y Cotejados

El presente capítulo expone los resultados del proceso de recopilación y cotejo de los pagos hechos por la industria extractiva para el año fiscal 2013, proceso realizado por el Administrador Independiente, EY, quien a su vez emite observaciones y recomendaciones sobre los resultados del cotejo (apartado 6.2). Sin embargo, para una mejor comprensión de lo expuesto se considera necesario ilustrar al lector con una breve explicación conceptual sobre cada rubro y las condiciones de liquidación y pago del mismo. Así mismo invitamos al lector a referirse al Anexo No. 9, el cuál brinda mayor información sobre los resultados del cotejo a partir de consideraciones de los actores de gobierno y sector privado que participaron en este proceso.

6.1 Descripción de los flujos de pagos e ingresos

Tabla No 36. Concepto de los Pagos e Ingresos que hacen parte de los rubros del Informe EITI 2013

Rubro	Concepto	Hecho Generador	Cómo se Liquidó	Cómo se Paga
Impuesto de renta	El impuesto sobre la renta y complementarios es un tributo que aplica a las personas jurídicas y naturales, se cobra sobre todos los ingresos del año, que puedan producir un incremento en el patrimonio. Estatuto tributario art. 5 al 364	Actividad económica que genera ingresos entre el 1 de enero de 2013 y el 31 de diciembre de 2013 susceptibles a incrementar el patrimonio líquido del contribuyente.	Lo liquida la empresa anualmente y lo reporta a la DIAN mediante el Formulario 110 – Declaración Impuesto Sobre la Renta.	Las empresas pagan el total del impuesto en tres (3) cuotas a la DIAN durante el año siguiente al año de liquidación.
Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE)	El CREE es el impuesto de la equidad y se creó para garantizar programas sociales fundamentales como el SENA el ICBF y el sistema de salud. Son sujetas de este impuesto las sociedades y personas jurídicas y asimiladas contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta y complementarios. Ley 1607 de 2012 art. 20.	Actividad económica que genera ingresos entre el 1 de enero de 2013 y el 31 de diciembre de 2013 susceptibles a incrementar el patrimonio líquido del contribuyente.	Lo liquida la empresa anualmente y lo reporta a la Dian mediante el Formulario 140 – Declaración Impuesto Sobre la Renta para la Equidad CREE.	Las empresas pagan el total de impuesto en dos (2) cuotas a la DIAN durante el año siguiente al año de liquidación.
Impuesto al Patrimonio	Impuesto a cargo de los contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta por el año gravable 2010. Para efectos de este gravamen, el concepto de riqueza es el equivalente al total del patrimonio líquido del obligado a 1 de Enero de 2011. Ley 1370 de 2009 art. 1.	En el año 2011, el impuesto al patrimonio, se genera por la posesión de riqueza a 1 de enero del año 2011, cuyo valor sea igual o superior a tres mil millones de pesos (\$3.000.000.000).	Lo liquida la empresa, se liquidó una sola vez en el año 2011 y lo reportó a la DIAN mediante el Formulario 110 – Declaración Impuesto Sobre el patrimonio.	Las empresas pagan el total de impuesto en ocho (8) cuotas a la DIAN. En el año 2013 fueron pagadas dos (2) cuotas correspondientes a la vigencia de 2011.

Rubro	Concepto	Hecho Generador	Cómo se Liquida	Cómo se Paga
Regalías	<p>Las regalías son una contraprestación económica que surge de la explotación de un recurso natural no renovable y cuya titularidad es del Estado.</p> <p>Constitución Política de Colombia art. 360 – modificado por el Acto legislativo 11 de 2005.</p>	<p>Hidrocarburos: Volumen de producción extraído en boca de pozo, fiscalizado por la ANH y reportado por las empresas en el Cuadro 4 crudo y en la Forma 30 gas, para el periodo: 1 de enero de 2013 – 31 de diciembre de 2013.</p> <p>Minería:</p> <p>Volumen de producción extraído en boca de mina, para el periodo: 1 de enero de 2013 – 31 de diciembre de 2013.</p>	<p>Hidrocarburos:</p> <p>Lo liquida la empresa mensualmente con base en las disposiciones estipuladas en las resoluciones 411 y 412 de 2013 en donde se establece el precio base de liquidación de regalías de petróleo y gas, el cual será el resultante de aplicar la siguiente fórmula:</p> $PR_{cm} = [(PREF_{cm} - VRE_{Fcm}/V_{tcm}) * DREF_{cm} + (PEXP_{cm} * FC * VEXP_{cm}/V_{tcm}) - DEXP_{cm}]^{115}$ <p>Se reporta en el SUIME* teniendo como información fuente: volumen reportado en Cuadro 4 y Forma 30.</p> <p>Minería:</p> <p>Lo liquida la empresa mensualmente con base en las disposiciones estipuladas en la resolución 0198 de 2013, en donde se establecen los precios base para la liquidación de regalías. Se reporta a la ANM mediante el Formulario para declaración y liquidación de regalías, compensaciones y demás contraprestaciones por explotación de minerales.</p>	<p>Hidrocarburos:</p> <p>Las empresas entregan y/o pagan a la ANH las regalías correspondientes a su producción:</p> <p>Pago en especie (crudo 97% aprox).</p> <p>Pago en dinero (crudo 3% y gas 100%).</p> <p>Minería:</p> <p>Las empresas pagan a la ANM las regalías. Esta entidad se encarga de revisar la liquidación realizada por la empresa trimestralmente.</p>
Dividendos Ecopetrol S.A.	<p>Los dividendos son el valor pagado o decretado a favor de los accionistas, en dinero o en acciones, como retribución por su inversión; se otorga en proporción a la cantidad de acciones poseídas y con recursos provenientes de las utilidades o excedentes financieros generados por la empresa en un determinado período.</p> <p>Estatuto Orgánico del Presupuesto Art. 97.</p>	<p>Excedentes financieros obtenidos por la operación durante el periodo: 1 de enero de 2012 – 31 de diciembre de 2012.</p>	<p>Es determinado anualmente durante la Asamblea General de Accionistas de la empresa.</p>	<p>La empresa paga el total de dividendos al Ministerio de Hacienda y Crédito Público de acuerdo con lo decidido en la Asamblea General de Accionistas, lo cual queda consignado tanto en el Acta de la Asamblea como en un documento Conpes, que para el año 2013 fue el No 3741.</p>

115 Donde:

PR_{cm}= Es el Precio Base para la liquidación de regalías por la explotación de petróleo, aplicable en el mes m, para el campo c, en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/B).

c = Es el Campo Productor

m = Es el mes calendario para el cual se calcula el precio.

PREF_m = Es el precio de venta promedio de los productos refinados ponderado por volumen de cada producto, en el mes m, ponderado por volumen vendido en el mercado nacional y en el mercado internacional expresado en dólares americanos (US\$/B)VREF_{cm}= Es el volumen de petróleo correspondiente a regalías destinado a refinación del campo C, en el mes m, en barrilesVT_{cm} = Es el volumen de petróleo crudo correspondiente al total de regalías del campo c, en el mes m, en barrilesDREF_{cm} = Es la sumatoria de los costos por refinación, transporte, manejo y comercialización por barril, en el mes m, para cada campo c, deducible para obtener los productos refinados con el objeto de establecer el precio del petróleo crudo en boca de pozo.PEXP_m = Es el precio unitario de venta FOB promedio, en el mes m, de todos los crudos destinado a exportación en el país, ponderado por volumen de exportación de cada crudo de referencia de exportación del país, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/B). Cuando se trate de ventas en los mercados internacionales con vinculados económicos o por otra clase de relación societaria, el precio de venta deberá reflejar las condiciones del mercado.FC_{cm} = Factor de corrección por gravedad API y contenido de azufre del campo c con respecto al promedio de la totalidad del petróleo crudo exportado, obtenido para el mes m.DEXP_{cm} = Es la sumatoria de los valores operativos deducibles de transporte, manejo y comercialización por barril, en el mes m, para cada campo c, para lograr la exportación del petróleo crudo proveniente de las

Regalías Pagadas en Especie, con el objeto de establecer el precio del petróleo crudo en boca de pozo

*Sistema Único de Información Minero- Energético

Rubro	Concepto	Hecho Generador	Cómo se Liquida	Cómo se Paga
Derechos económicos	<p>Retribución económica pactada como compensación por la celebración misma de los contratos de exploración y explotación.</p> <p>Decreto 4137 de 2011, Art. 5.</p> <p>Existen cuatro (4) tipos de derechos económicos¹¹⁶:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Uso del subsuelo • Porcentaje de participación x% • Precios altos • Transferencia de tecnología 	<p>Actividades de exploración o explotación de hidrocarburos.</p> <p>Estos derechos económicos están reflejados en los contratos E&P y TEAs en los que se definen cláusulas por:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Uso del subsuelo • Porcentaje de participación X% • Precios altos • Transferencia de tecnología <p>Periodo: 1 de enero de 2013 – 31 de diciembre de 2013.</p>	<p>Lo liquida la empresa y la temporalidad depende del tipo de Derecho Económico.</p>	<p>Las empresas pagan los derechos económicos así:</p> <p>Uso del subsuelo Al inicio de la fase en áreas en exploración y semestral en áreas de explotación.</p> <p>Porcentaje de participación Mensual.</p> <p>Precios altos Mensual.</p> <p>Transferencia de tecnología Al inicio de la fase en áreas en exploración y anual en áreas de explotación.</p>
Programa en beneficio de las comunidades (PBC)	<p>Los PBC son las inversiones sociales obligatorias que realizan las empresas dedicadas a la industria del petróleo en el marco de los contratos y convenios suscritos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH.</p> <p>Decreto Ley 1760 de 2003 art. 5 - Acuerdo 05 de 2011.</p>	<p>Periodo exploratorio: Uno por ciento (1%) del valor total de la inversión contenida en el Programa Exploratorio.</p> <p>Programa de evaluación y el periodo de producción: El valor de la inversión corresponderá como mínimo, al uno por ciento (1%) del valor total de la inversión contenida en el Programa de Evaluación y el Programa Anual de Operaciones (PAO) sometidos a la ANH para cada uno de los años calendarios en evaluación y producción y para cada área asignada en evaluación y producción.</p>	<p>Lo liquida la empresa de acuerdo con lo estipulado en el PAO y lo reporta mediante los informes semestrales y anuales estipulado en el anexo F (documento que contiene los términos y condiciones para la implementación de los PBC).</p>	<p>La inversión se realiza directamente en las comunidades.</p>
Compensaciones económicas	<p>Son una contraprestación o participación económica adicional a la regalía, a la que tiene derecho la ANM por la prestación de sus servicios.</p> <p>Ley 685 de 2011, art. 325.</p>	<p>Volumen de producción extraído en boca de mina, para el periodo: 1 de enero de 2013 – 31 de diciembre de 2013.</p>	<p>Lo liquida la empresa en los tiempos pactados al interior del contrato y se presenta a la ANM en el formulario para declaración y liquidación de regalías, compensaciones y demás contraprestaciones por explotación de minerales.</p>	<p>Las empresas pagan a la ANM bajo las condiciones pactadas en el marco de los contratos.</p>

116

- 1- Uso del subsuelo: retribución periódica en dinero a cargo de las empresas por el derecho exclusivo a utilizar el subsuelo del área asignada para la evaluación, exploración y producción del tipo de yacimiento objeto de cada contrato, cuyos montos y oportunidades de pago se estipulan en el contrato.
En exploración: por cada fase durante el periodo de exploración, la empresa reconocerá y pagará a la ANH. Nota: Cuando la primera fase del periodo de exploración sea menor o igual a doce (12) meses, no habrá lugar al pago de este derecho económico.
En producción: este pago se hará por semestre calendario vencido, dentro del primer mes del semestre siguiente.
- 2- Porcentaje de la producción neta, es decir, de la producción después de descontadas las regalías (X%), igual o mayor a uno (1), que los proponentes ofrecen a la ANH como retribución por el otorgamiento del Contrato, y que, suscrito este, los contratistas se obligan a reconocer y pagar, en dinero o en especie, integra y oportunamente, correspondiente a barriles equivalentes de aceite (BOE), con arreglo al ordenamiento superior y al respectivo contrato.
- 3- Precios altos (a partir de 5 millones de barriles de la producción acumulada de petróleo y gas de cada área de producción, incluyendo el volumen de regalías, o cuando la producción de gas alcance los cinco (5) años, y se destine a la exportación): retribución en dinero a cargo de las empresas, calculada sobre cada unidad de la producción de su propiedad, en función de los precios internacionales del petróleo y gas, cuyos montos y oportunidades de cubrimiento se estipulan en los contratos.

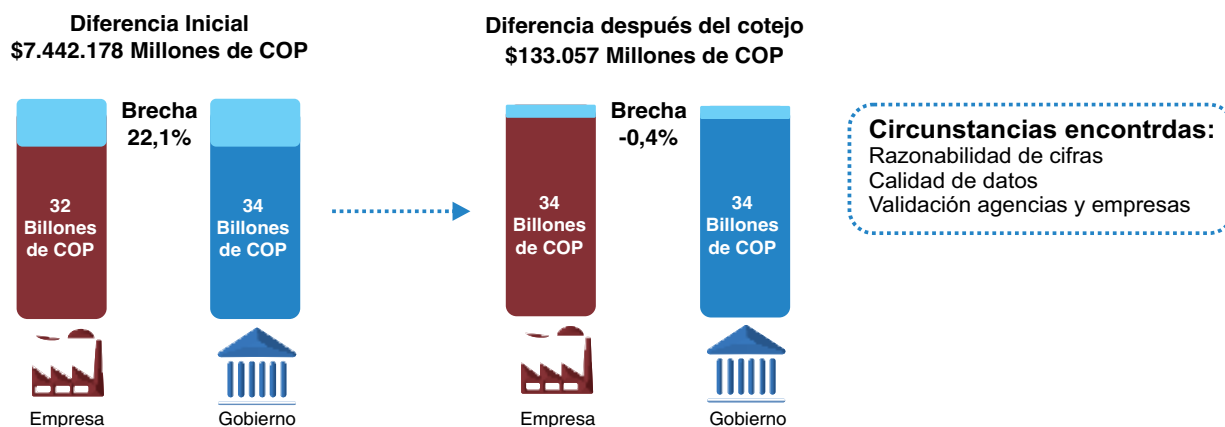
Rubro	Concepto	Hecho Generador	Cómo se Liquida	Cómo se Paga
Canon superficiero	El canon superficiero es compatible con la regalía y constituye una contraprestación que se cobra por la entidad contratante durante la exploración, el montaje y construcción o sobre las extensiones de la misma que el contratista retenga para explorar durante el período de explotación. Ley 685 de 2001, art. 230.	Totalidad del área de la concesión minera durante la etapa de exploración de acuerdo con tabla que varía dependiendo de la superficie. Esta tabla está definida en la Ley 1753 de 2015 .	Lo liquida la empresa anualmente y lo reporta a través del formulario para declaración de canon superficiero.	Las empresas pagan el canon superficiero a la ANM cada año con el debido soporte bancario. Esta entidad se encarga de revisar la liquidación realizada por la empresa.
Impuesto al oro, plata y platino - OPP	Impuesto generado por la explotación de los recursos naturales no renovables oro, plata y platino que son propiedad de la Nación, el cual tiene destinación exclusiva para los municipios productores. Ley 488 de 1998, art. 152.	Actividades relacionadas con la explotación de oro, plata y platino. 4% sobre la producción de oro y plata, 5% sobre la producción de platino y 6% sobre la producción de oro de aluvión. Ley 366 de 1997.	Lo liquida la empresa teniendo en cuenta el precio internacional que certifique en moneda legal el Banco de la República y los porcentajes señalados en el ítem anterior, lo reporta a través del recibo de consignación y se presenta a la ANM en el formulario para declaración y liquidación de regalías, compensaciones y demás contraprestaciones por explotación de minerales.	Las empresas pagan mensualmente el impuesto al Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
Inversión e inversiones sociales - cláusula social / plan de gestión social.	Cláusula Social: Cláusula contractual en donde se establece la inversión social como obligatoriedad para el contratista. Se determinan sólo para los contratos de aporte y sus disposiciones se pactan al interior de cada uno. La normativa está determinada por cada contrato. Plan de Gestión Social: El concesionario minero deberá presentar a la Autoridad Minera, un Plan de Gestión Social con la comunidad del área de influencia del proyecto que incluya Programa en Beneficio a las comunidades. Resolución 420 de 2013. Clausula 7.15. Minuta de contrato de concesión.	Cláusula Social: porcentaje x%, de la utilidad anual antes de impuestos e intereses EBIT y demás disposiciones establecidas en cada minuta contractual. Plan de Gestión Social: no contempla un porcentaje de inversión en específico.	Cláusula Social: Lo liquida la empresa conforme a lo mencionado en el ítem anterior y lo reporta a la ANM en los formatos establecidos al interior de cada contrato en el marco de la fiscalización. Plan de Gestión Social: No contempla un porcentaje de inversión en específico. A la fecha no se encuentra reglamentado el proceso de liquidación o estimación de la inversión.	La inversión se realiza directamente en las comunidades.

6.2 Flujos de ingresos nacionales, reportados y cotejados¹¹⁴

Resultado global del cotejo de cifras

Como resultado del análisis de las diferencias, los participantes efectuaron varias iteraciones de entrega de datos, para corregir asuntos relacionados con la calidad de la información e interpretaciones inadecuadas en la aplicación de los conceptos. El resumen de este proceso se puede ilustrar de la siguiente manera:

Gráfica No 4. Resultado global del cotejo - en millones de pesos



Los resultados del cotejo de cifras se presentan por cada rubro definido en el alcance del Informe EITI 2013, relacionando las cifras reportadas por las empresas adheridas a la iniciativa y las entidades del Gobierno, y los resultados finales de su cotejo. Para efectos de presentación, las cifras se expresan en millones de pesos colombianos sin decimales, excepto cuando se indique algo diferente. Una cifra negativa (valor entre paréntesis) significa que las empresas reportaron un valor más grande que el reportado por las entidades del Gobierno. Algunas cifras han sido aproximadas a números enteros para efectos de presentación.

El resultado global del cotejo se presenta en la siguiente tabla:

Tabla No 37. Resultado global del cotejo - en millones de pesos

Rubro	Empresa	Gobierno	Diferencia
Petróleo y Gas			
Impuesto de Renta	\$ 7.011.369	\$ 7.011.310	\$ (59)
Impuesto sobre la Renta para la Equidad (CREE)	\$ 2.574.192	\$ 2.574.171	\$ (21)
Impuesto al Patrimonio	\$ 607.828	\$ 607.828	\$ -
Dividendos Ecopetrol S.A.	\$ 13.193.557	\$ 13.193.557	\$ -
Regalías*	\$ 7.598.714	\$ 7.554.328	\$ (44.386)
Derechos Económicos	\$ 651.515	\$ 569.846	\$ (81.669)
Minería			
Impuesto de Renta	\$ 445.688	\$ 445.688	\$ -
Impuesto sobre la Renta para la Equidad CREE	\$ 200.333	\$ 200.333	\$ -
Impuesto al Patrimonio	\$ 134.643	\$ 127.636	\$ (7.007)
Impuesto al Oro, Plata y Platino -OPP	\$ 8.836	\$ 8.836	\$ -
Regalías	\$ 1.156.632	\$ 1.126.219	\$ (30.413)
Compensaciones	\$ 217.360	\$ 245.195	\$ 27.835
Canon Superficial	\$ 5.438	\$ 8.101	\$ 2.663
Total	\$ 33.806.105	\$ 33.673.048	\$ (133.057)

*Ecopetrol S.A., en su rol de comercializador, recibe de las empresas aproximadamente el 97% de las regalías pagadas en especie.

A continuación se explican los resultados finales del cotejo para cada rubro.

114 El informe del Administrador Independiente se puede consultar en la página www.eiti.upme.gov.co, en la sección recursos.

Petróleo y Gas

Impuesto de Renta

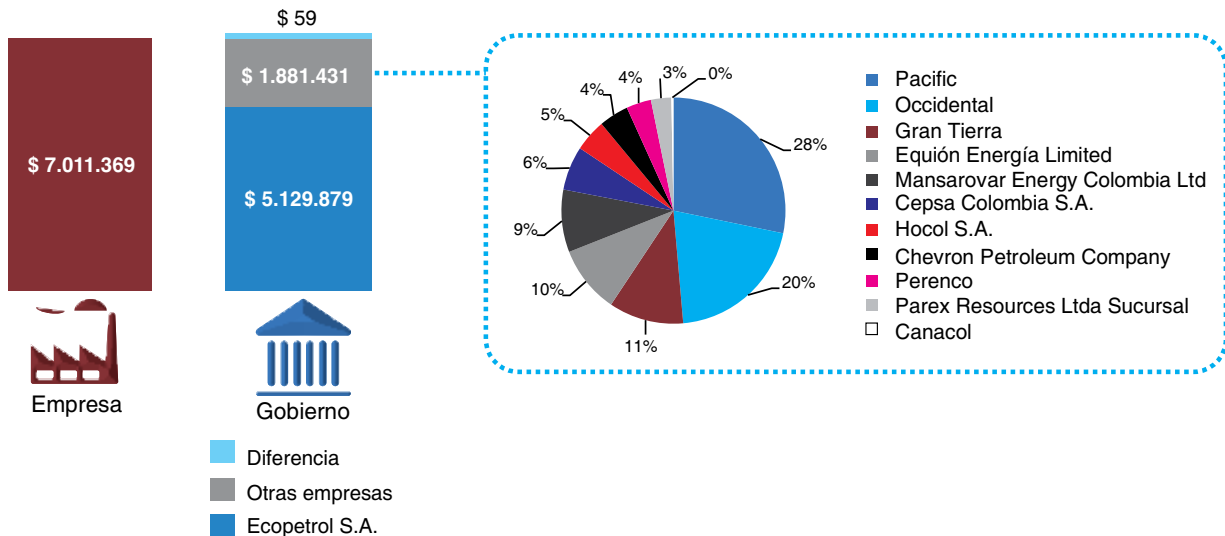
En la siguiente tabla se presenta la información correspondiente al rubro de impuesto de renta cotejado para las empresas adheridas del sector petróleo y gas.

Tabla No 38. Impuesto de renta cotejado para las empresas adheridas del sector petróleo y gas – en millones de pesos

Grupo	Empresa	Gobierno	Diferencia	%
Canacol	\$ 5.687	\$ 5.687	\$ -	0,0%
Cepsa Colombia S.A.	\$ 118.491	\$ 118.491	\$ -	0,0%
Chevron Petroleum Company	\$ 80.254	\$ 80.254	\$ -	0,0%
Ecopetrol S.A.	\$ 5.129.879	\$ 5.129.879	\$ -	0,0%
Equión Energía Limited	\$ 181.637	\$ 181.637	\$ -	0,0%
Gran Tierra	\$ 203.045	\$ 203.045	\$ -	0,0%
Hocol S.A.	\$ 86.888	\$ 86.888	\$ -	0,0%
Mansarovar Energy Colombia Ltd	\$ 168.165	\$ 168.165	\$ -	0,0%
Occidental	\$ 383.747	\$ 383.688	\$ (59)	0,0%
Pacific	\$ 530.855	\$ 530.855	\$ -	0,0%
Parex Resources Ltda Sucursal	\$ 55.187	\$ 55.187	\$ -	0,0%
Perenco	\$ 67.534	\$ 67.534	\$ -	0,0%
Total	\$ 7.011.369	\$ 7.011.310	\$ (59)	0,0%

En la siguiente gráfica se presenta la diferencia encontrada como resultado del cotejo entre lo reportado por el Gobierno y lo reportado por las empresas, y la distribución detallada de ingresos reportados por el Gobierno de las empresas adheridas para el impuesto de renta.

Gráfica No 5. Diferencia entre el valor total reportado por la empresa y la entidad del gobierno y distribución de ingresos reportados por el Gobierno para el impuesto de renta - en millones de pesos



Valor de la diferencia final = \$ 59 millones de pesos

Impuesto sobre la Renta para la Equidad (CREE)

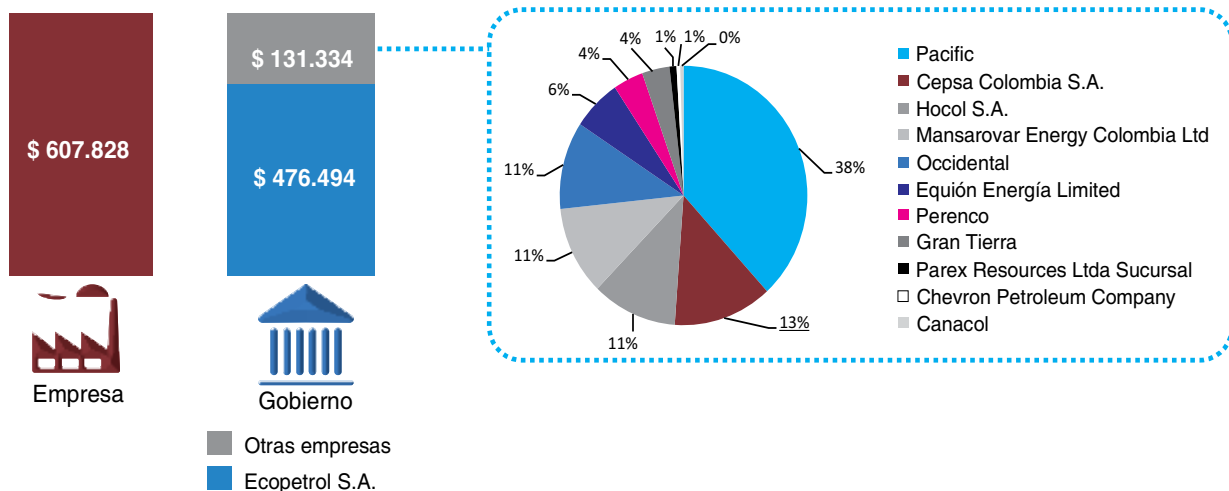
En la siguiente tabla se presenta la información correspondiente al rubro de impuesto sobre la renta para la equidad cotejado para las empresas adheridas del sector petróleo y gas.

Tabla No 40. Impuesto al patrimonio cotejado para las empresas adheridas del sector petróleo y gas – en millones de pesos

Grupo	Empresa	Gobierno	Diferencia	%
Canacol	\$ 566	\$ 566	\$ -	0,0%
Cepsa Colombia S.A.	\$ 16.958	\$ 16.958	\$ -	0,0%
Chevron Petroleum Company	\$ 626	\$ 626	\$ -	0,0%
Ecopetrol S.A.	\$ 476.494	\$ 476.494	\$ -	0,0%
Equión Energía Limited	\$ 8.395	\$ 8.395	\$ -	0,0%
Gran Tierra	\$ 4.727	\$ 4.727	\$ -	0,0%
Hocol S.A.	\$ 14.600	\$ 14.600	\$ -	0,0%
Mansarovar Energy Colombia Ltd	\$ 14.560	\$ 14.560	\$ -	0,0%
Occidental	\$ 14.342	\$ 14.342	\$ -	0,0%
Pacific	\$ 50.198	\$ 50.198	\$ -	0,0%
Parex Resources Ltda Sucursal	\$ 1.194	\$ 1.194	\$ -	0,0%
Perenco	\$ 5.168	\$ 5.168	\$ -	0,0%
Total	\$ 607.828	\$ 607.828	\$ -	0,0%

En la siguiente gráfica se presenta la diferencia encontrada como resultado del cotejo entre lo reportado por el Gobierno y lo reportado por las empresas, y la distribución detallada de ingresos reportados por el Gobierno de las empresas adheridas para el impuesto al patrimonio.

Gráfica No 7. Diferencia entre el valor total reportado por la empresa y la entidad del Gobierno y distribución de ingresos reportados por el Gobierno para el impuesto al patrimonio – en millones de pesos



Dividendos Ecopetrol S.A.

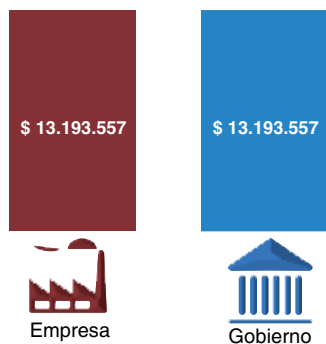
En la siguiente tabla se presenta la información correspondiente al rubro de dividendos cotejado para Ecopetrol S.A..

Tabla No 41. Dividendos Ecopetrol S.A. cotejados para las empresas adheridas del sector petróleo y gas – en millones de pesos

Grupo	Empresa	Gobierno	Diferencia	%
Ecopetrol S.A.	\$ 13.193.557	\$ 13.193.557	\$ -	0,0%
Total	\$ 13.193.557	\$ 13.193.557	\$ -	0,0%

En la siguiente gráfica se presenta el valor total reportado por las dos partes para el rubro de dividendos pagados por Ecopetrol S.A.

Gráfica No 8. Diferencia entre el valor total reportado por la empresa y la entidad del Gobierno para dividendos



Valor de la diferencia final = \$ 0 millones de COP

Regalías pagadas en pesos

En la siguiente tabla se presenta la información correspondiente al rubro de regalías, pagadas en millones de pesos, cotejado para las empresas adheridas del sector petróleo y gas.

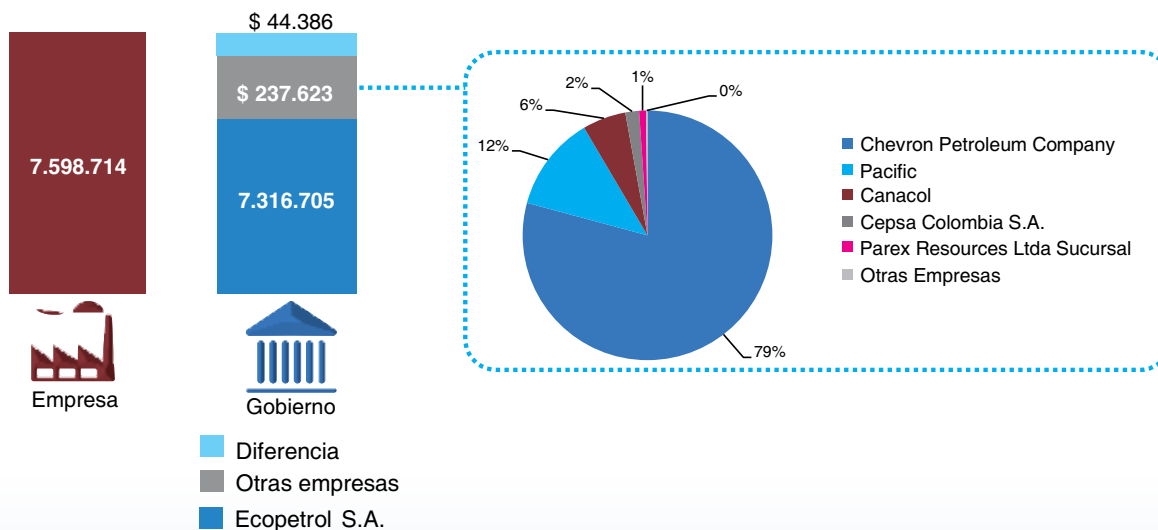
Tabla No 42. Regalías pagadas cotejadas para las empresas adheridas del sector petróleo y gas – en millones de pesos

Grupo	Empresa	Gobierno	Diferencia	%
Canacol	\$ 3.711	\$ 13.346	\$ 9.635	72,2%
Cepsa Colombia S.A.	\$ 4.153	\$ 4.243	\$ 90	2,1%
Chevron Petroleum Company	\$ 187.262	\$ 188.163	\$ 901	0,5%
Ecopetrol S.A.	\$ 7.371.097	\$ 7.316.705	\$ (54.392)	-0,7%
Equión Energía Limited	\$ 274	\$ 274	\$ -	0,0%
Gran Tierra	\$ 59	\$ 11	\$ (48)	-436,4%
Hocol S.A.	\$ 335	\$ 178	\$ (157)	-88,2%
Mansarovar Energy Colombia Ltd	\$ -	\$ -	\$ -	-
Occidental	\$ -	\$ -	\$ -	-
Pacific	\$ 29.400	\$ 29.315	\$ (85)	-0,3%
Parex Resources Ltda Sucursal	\$ 2.423	\$ 2.093	\$ (330)	-15,8%
Perenco	\$ -	\$ -	\$ -	-
Total	\$ 7.598.714	\$ 7.554.328	\$ (44.386)	-0,6%

(*) Solo dos de las tres empresas operativas de Canacol en el 2013 participaron en la iniciativa EITI. Es probable que la diferencia se deba a que la ANH reportó las regalías de las tres empresas.

En la siguiente gráfica se presenta la diferencia encontrada como resultado del cotejo entre lo reportado por el Gobierno y lo reportado por las empresas, y la distribución detallada de ingresos reportados por el Gobierno de las empresas adheridas para las regalías.

Gráfica No 9. Diferencia entre el valor total reportado por la empresa y la entidad del gobierno y distribución de ingresos reportados por el Gobierno para regalías – en millones de pesos



Valor de la diferencia final = \$ 44.386 millones de COP

Regalías entregadas en especie

En la siguiente tabla se presenta la información correspondiente al rubro de regalías, pagadas en especie, cotejado para las empresas adheridas del sector petróleo y gas.

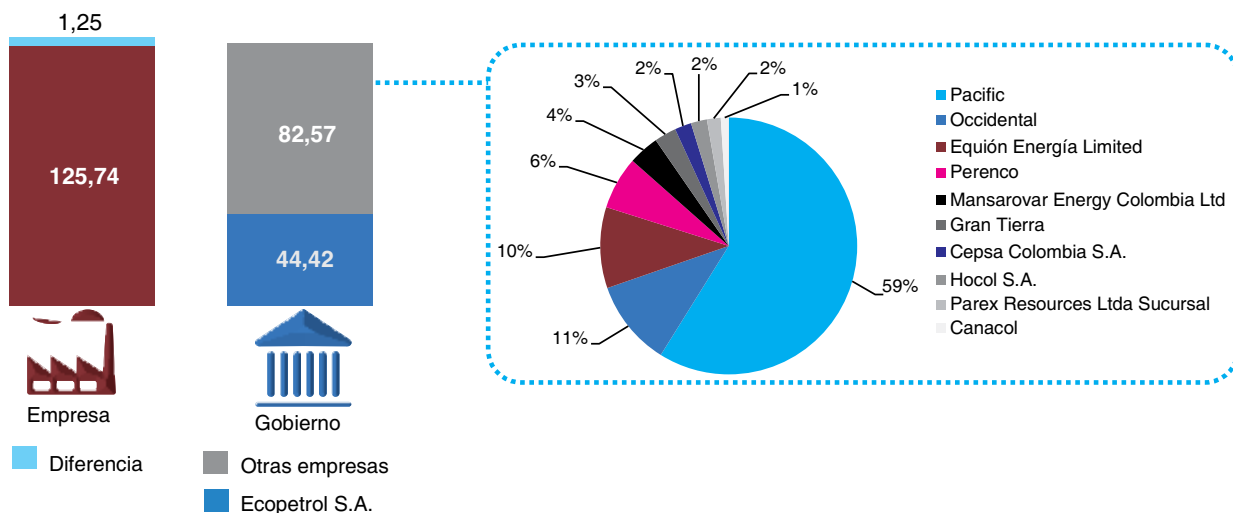
Tabla No 43. Regalías entregadas en especie (crudo) cotejadas para las empresas adheridas del sector petróleo y gas – en KBPDC (Miles de barriles promedio día calendario)

Grupo	Empresa	Gobierno	Diferencia	%
Canacol	-	0,82	0,82	100%
Cepsa Colombia S.A.	1,46	1,73	0,27	16%
Chevron Petroleum Company	-	-	-	-
Ecopetrol S.A.	45,68	44,42	(1,26)	-3%
Equión Energía Limited	8,46	8,42	(0,04)	-0,5%
Gran Tierra	2,29	2,29	-	0%
Hocol S.A.	1,65	1,67	0,02	1%
Mansarovar Energy Colombia Ltd	3,18	3,18	-	0%
Occidental	9,26	8,93	(0,33)	-4%
Pacific	46,80	48,61	1,81	4%
Parex Resources Ltda Sucursal	1,41	1,43	0,02	1%
Perenco	5,55	5,49	(0,06)	-1%
Total	125,74	126,99	1,25	1%

(*) Solo dos de las tres empresas operativas de Canacol en el 2013 participaron en la iniciativa EITI. Es probable que la diferencia se deba a que la ANH reportó las regalías de las tres empresas.

En la siguiente gráfica se presenta la diferencia encontrada como resultado del cotejo entre lo reportado por el Gobierno y lo reportado por las empresas, y la distribución detallada de ingresos reportados por el Gobierno de las empresas adheridas para las regalías entregadas en especie.

Gráfica No 10. Diferencia entre el valor total reportado por la empresa y la entidad del gobierno y distribución de ingresos reportados por el Gobierno para las regalías entregadas en especie – en KBPDC (Miles de barriles promedio día calendario)



Valor de la diferencia final = 1,25 KBPDC

Derechos Económicos

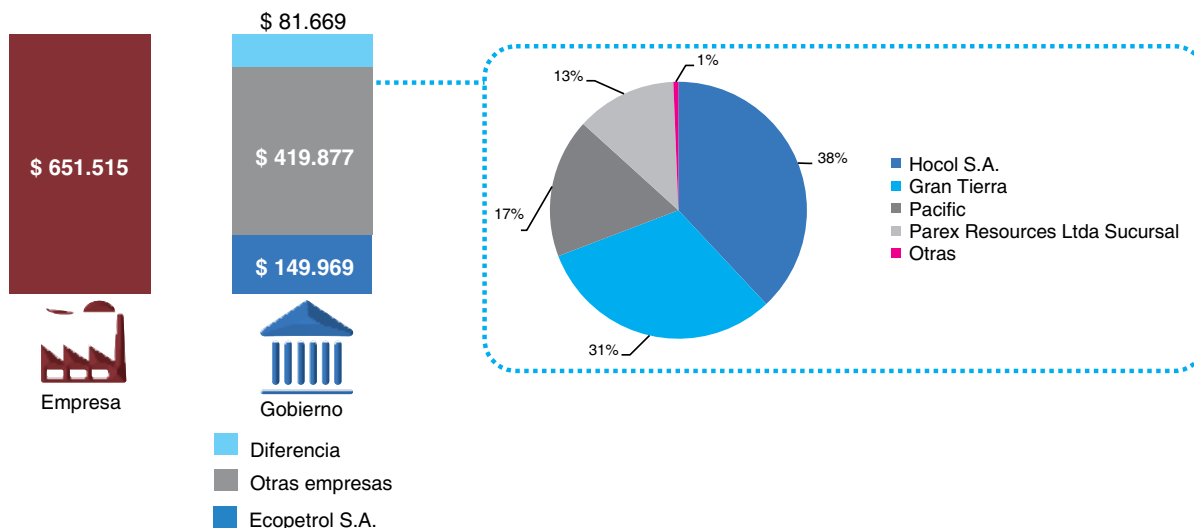
En la siguiente tabla se presenta la información correspondiente al rubro de derechos económicos cotejado para las empresas adheridas del sector petróleo y gas.

Tabla No 44. Derechos económicos cotejados para las empresas adheridas del sector petróleo y gas – en millones de pesos

Grupo	Empresa	Gobierno	Diferencia	%
Canacol	\$ 354	\$ 262	\$ (92)	-35,1%
Cepsa Colombia S.A.	\$ 1.697	\$ 1.148	\$ (549)	-47,8%
Chevron Petroleum Company	\$ -	\$ -	\$ -	-
Ecopetrol S.A.	\$ 126.358	\$ 149.969	\$ 23.611	15,7%
Equión Energía Limited	\$ 1.789	\$ 716	\$ (1.073)	-149,9%
Gran Tierra	\$ 193.771	\$ 130.914	\$ (62.857)	-48,0%
Hocol S.A.	\$ 173.792	\$ 159.617	\$ (14.175)	-8,9%
Mansarovar Energy Colombia Ltd	\$ 188	\$ 188	\$ -	0,0%
Occidental	\$ -	\$ -	\$ -	-
Pacific	\$ 97.159	\$ 73.592	\$ (23.567)	-32,0%
Parex Resources Ltda Sucursal	\$ 56.273	\$ 53.119	\$ (3.154)	-5,9%
Perenco	\$ 134	\$ 321	\$ 187	58,3%
Total	\$ 651.515	\$ 569.846	\$ (81.669)	-14,3%

En la siguiente gráfica se presenta la diferencia encontrada como resultado del cotejo entre lo reportado por el Gobierno y lo reportado por las empresas, y la distribución detallada de ingresos reportados por el Gobierno de las empresas adheridas para los derechos económicos.

Gráfica No 11. Diferencia entre el valor total reportado por la empresa y la entidad del gobierno y distribución de ingresos reportados por el Gobierno para derechos económicos – en millones de pesos



Valor de la diferencia final = \$ 81.669 millones de COP

Minería

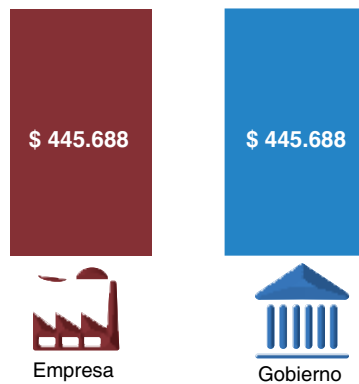
Impuesto de Renta

En la siguiente tabla se presenta la información correspondiente al rubro de impuesto de renta cotejado para las empresas adheridas del sector minero.

Tabla No 45. Impuesto de renta cotejado para las empresas adheridas del sector minero - en millones de pesos

Grupo	Empresa	Gobierno	Diferencia	%
Cerrejón	\$ 168.997	\$ 168.997	\$ -	0,0%
Cerro Matoso S.A.	\$ 26.498	\$ 26.498	\$ -	0,0%
Drummond	\$ 174.690	\$ 174.690	\$ -	0,0%
Grupo Prodeco (Glencore)	\$ 60.341	\$ 60.341	\$ -	0,0%
Minas Paz del Rio S.A	\$ 65	\$ 65	\$ -	0,0%
Mineros S.A.	\$ 15.097	\$ 15.097	\$ -	0,0%
Total	\$ 445.688	\$ 445.688	\$ -	0,0%

En la siguiente gráfica se presenta el valor total reportado por las dos partes para el rubro de impuesto de renta de las empresas adheridas del sector minero.

Gráfica No 12. Diferencia entre el valor total reportado por la empresa y la entidad del Gobierno

Valor de la diferencia final = \$ 0 millones de COP

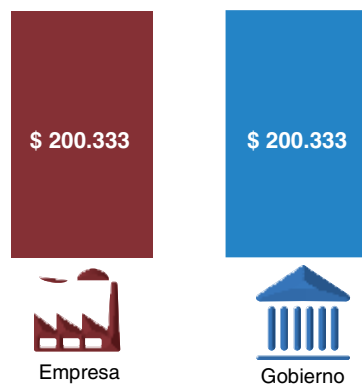
Impuesto sobre la Renta para la Equidad CREE

En la siguiente tabla se presenta la información correspondiente al rubro de impuesto sobre la renta para la equidad cotejado para las empresas adheridas del sector minero.

Tabla No 46. Impuesto CREE cotejado para las empresas adheridas del sector minero - en millones de pesos

Grupo	Empresa	Gobierno	Diferencia	%
Cerrejón	\$ 100.925	\$ 100.925	\$ -	0,0%
Cerro Matoso S.A.	\$ 9.484	\$ 9.484	\$ -	0,0%
Drummond	\$ 63.449	\$ 63.449	\$ -	0,0%
Grupo Prodeco (Glencore)	\$ 20.666	\$ 20.666	\$ -	0,0%
Minas Paz del Rio S.A	\$ 33	\$ 33	\$ -	0,0%
Mineros S.A.	\$ 5.776	\$ 5.776	\$ -	0,0%
Total	\$ 200.333	\$ 200.333	\$ -	0,0%

En la siguiente gráfica se presenta el valor total reportado por las dos partes para el rubro de impuesto sobre la renta para la equidad para las empresas adheridas del sector minero.

Gráfica No 13. Diferencia entre el valor total reportado por la empresa y la entidad del Gobierno

Valor de la diferencia final = \$ 0 millones de COP

Impuesto al Patrimonio

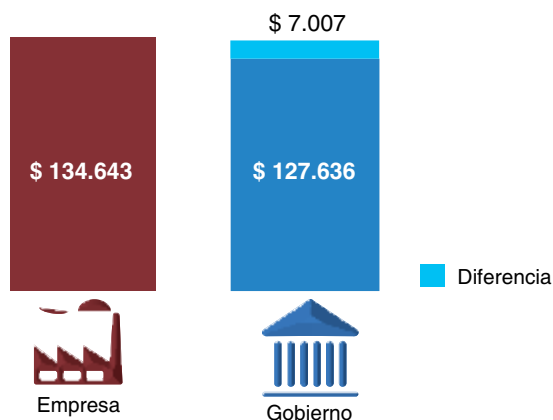
En la siguiente tabla se presenta la información correspondiente al rubro de impuesto al patrimonio cotejado para las empresas adheridas del sector minero.

Tabla No 47. Impuesto al patrimonio cotejado para las empresas adheridas del sector minero - en millones de pesos

Grupo	Empresa	Gobierno	Diferencia	%
Cerrejón	\$ 45.012	\$ 45.012	\$ -	0,0%
Cerro Matoso S.A.	\$ 20.107	\$ 20.107	\$ -	0,0%
Drummond	\$ 53.736	\$ 46.729	\$ (7.007)	-15,0%
Grupo Prodeco (Glencore)	\$ 9.768	\$ 9.768	\$ -	0,0%
Minas Paz del Rio S.A	\$ 1.450	\$ 1.450	\$ -	0,0%
Mineros S.A.	\$ 4.570	\$ 4.570	\$ -	0,0%
Total	\$ 134.643	\$ 127.636	\$ (7.007)	-5,5%

En la siguiente gráfica se presenta el valor total reportado por las dos partes para el rubro de impuesto al patrimonio para las empresas adheridas del sector minero.

Gráfica No 14. Diferencia entre el valor total reportado por la empresa y la entidad del Gobierno



Valor de la diferencia final = \$ 7.007 millones de COP

Impuesto al Oro, Plata y Platino – OPP

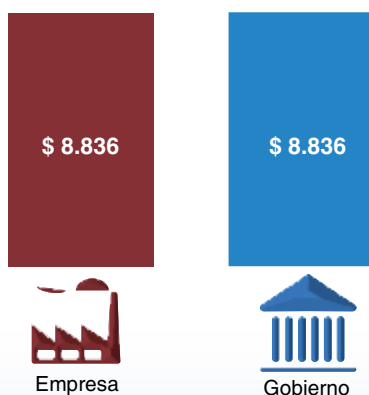
En la siguiente tabla se presenta la información correspondiente al rubro de impuesto al oro, plata y platino cotejado para las empresas adheridas del sector minero.

Tabla No 48. Impuesto OPP cotejado para las empresas adheridas del sector minero - en millones de pesos

Grupo	Empresa	Gobierno	Diferencia	%
Mineros S.A.	\$ 8.836	\$ 8.836	\$ -	0,0%
Total	\$ 8.836	\$ 8.836	\$ -	0,0%

En la siguiente gráfica se presenta el valor total reportado por las dos partes para el rubro de impuesto al oro, plata y platino de las empresas adheridas del sector minero.

Gráfica No 15. Diferencia entre el valor total reportado por la empresa y la entidad del Gobierno



Valor de la diferencia final = \$ 0 millones de COP

Regalías

En la siguiente tabla se presenta la información correspondiente al rubro de regalías cotejado para las empresas adheridas del sector minero.

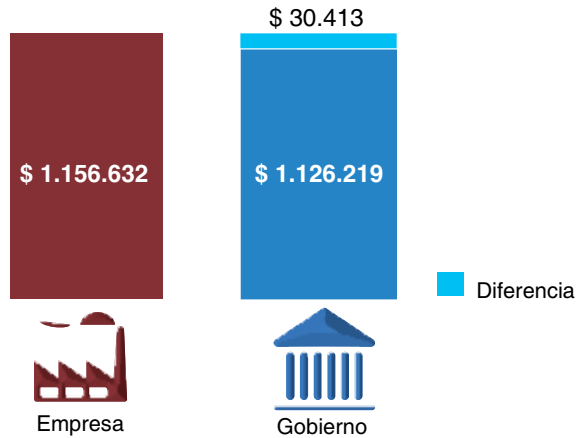
Tabla No 49. Regalías* cotejadas para las empresas adheridas del sector minero - en millones de pesos

Grupo	Empresa	Gobierno	Diferencia	%
Cerrejón	\$ 405.405	\$ 405.405	\$ -	0,0%
Cerro Matoso S.A.	\$ 94.902	\$ 67.572	\$ (27.330)	-40,4%
Drummond	\$ 377.488	\$ 373.685	\$ (3.803)	-1,0%
Grupo Prodeco (Glencore)	\$ 276.222	\$ 278.651	\$ 2.429	0,9%
Minas Paz del Rio S.A	\$ 1.150	\$ 906	\$ (244)	-26,9%
Mineros S.A.	\$ 1.465	\$ -	\$ (1.465)	100%
Total	\$ 1.156.632	\$ 1.126.219	\$ (30.413)	-2,7%

(*) En esta tabla se incluyen las regalías pagadas por Cerrejón en USD convertidas en millones de COP. En cuanto a las diferencias: Es probable que se deban al hecho que las empresas y la ANM registran de manera diferente los pagos relacionados con regalías y compensaciones.

En la siguiente gráfica se presenta el valor total reportado por las dos partes para el rubro de regalías para las empresas adheridas del sector minero.

Gráfica No 16. Diferencia entre el valor total reportado por la empresa y la entidad del Gobierno



Valor de la diferencia final = \$ 30.413 millones de COP

Compensaciones

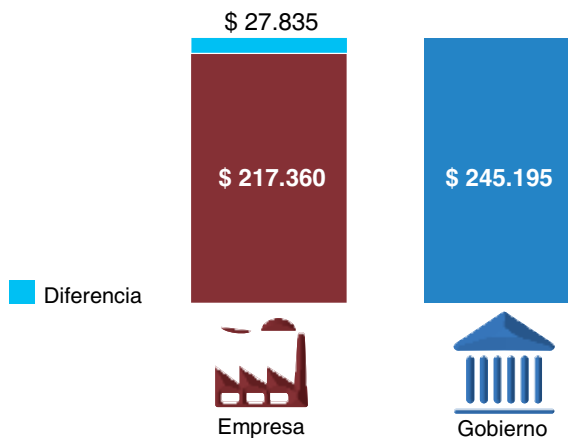
En la siguiente tabla se presenta la información correspondiente al rubro de compensaciones cotejado para las empresas adheridas del sector minero.

Tabla No 50. Compensaciones cotejadas para las empresas adheridas del sector minero - en millones de pesos

Grupo	Empresa	Gobierno	Diferencia	%
Cerrejón	\$ 20.406	\$ 1.216	\$ (19.190)	-1578,1%
Cerro Matoso S.A.	\$ 7.907	\$ 57.919	\$ 50.012	86,3%
Drummond	\$ 155.705	\$ 155.705	\$ -	0,0%
Grupo Prodeco (Glencore)	\$ 31.860	\$ 29.448	\$ (2.412)	-8,2%
Minas Paz del Rio S.A	\$ 1.482	\$ 907	\$ (575)	-63,4%
Mineros S.A.	\$ -	\$ -	\$ -	-
Total	\$ 217.360	\$ 245.195	\$ 27.835	11,4%

(*) Es probable que algunas diferencias se deban al hecho que las empresas y la ANM registran de manera diferente los pagos relacionados con regalías y compensaciones.

En la siguiente gráfica se presenta el valor total reportado por las dos partes para el rubro de compensaciones para las empresas adheridas del sector minero.

Gráfica No 17. Diferencia entre el valor total reportado por la empresa y la entidad del Gobierno

Valor de la diferencia final = \$ 27.835 millones de COP

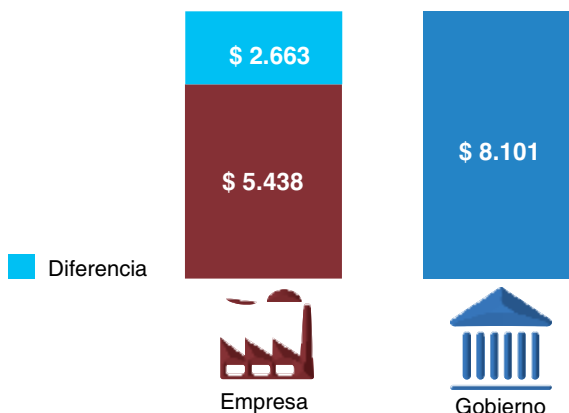
Canon Superficial

En la siguiente tabla se presenta la información correspondiente al rubro de canon superficial cotejado para las empresas adheridas del sector minero.

Tabla No 51. Canon superficial cotejado para las empresas adheridas del sector minero - en millones de pesos

Grupo	Empresa	Gobierno	Diferencia	%
Cerrejón	\$ -	\$ -	\$ -	-
Cerro Matoso S.A.	\$ 1.388	\$ 1.550	\$ 162	10,5%
Drummond	\$ -	\$ -	\$ -	-
Grupo Prodeco (Glencore)	\$ -	\$ -	\$ -	-
Minas Paz del Rio S.A	\$ 2.560	\$ 5.460	\$ 2.900	53,1%
Mineros S.A.	\$ 1.490	\$ 1.091	\$ (399)	-36,6%
Total	\$ 5.438	\$ 8.101	\$ 2.663	32,9%

En la siguiente gráfica se presenta el valor total reportado por las dos partes para el rubro de canon superficial para las empresas adheridas del sector minero.

Gráfica No 18. Diferencia entre el valor total reportado por la empresa y la entidad del Gobierno

Valor de la diferencia final = \$ 2.663 millones de COP

Observaciones durante el proceso de cotejo

Como parte del trabajo del Administrador Independiente se analizaron las diferencias obtenidas como resultado del proceso de cotejo, identificando algunas de las causas que originaron las diferencias a partir de:

- Lo discutido con las empresas
- Lo discutido con las entidades del gobierno
- El análisis de la documentación soporte recibido por parte de las empresas y bajo la figura de confidencialidad.

Es importante resaltar que la reducción de la diferencia de un valor inicial de COP 7.442.178 millones a una diferencia final de COP 133.057 millones fue el resultado de revisar los factores claves enumerados en el capítulo 2.6

Este trabajo de EY se limita a las actividades acordadas con la Secretaría Técnica EITI para la ejecución de este trabajo. A continuación se resumen algunas de las razones que podrían ayudar a entender por qué existen diferencias, las cuales deben ser analizadas para confirmar si se presentan, y en tal caso corregirlas para efectos de disminuirlas en próximos reportes:

- Inadecuada aplicación de los conceptos: reportar valores liquidados y no los valores pagados / recaudados. A pesar de las aclaraciones realizadas y las correcciones recibidas, es posible que la última entrega de datos todavía contenga diferencias generadas por esta situación.
- Diferencia en la clasificación de regalías y compensaciones entre la empresa y la ANM.
- En el reporte de la agencias, podrían faltar pagos efectuados en 2013, que corresponden a ajustes de regalías de vigencias anteriores (2010-2012).
- Para algunos contratos de minería, se consignan valores de compensaciones al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, no a la ANM.
- En el 2013, ocurrieron adquisiciones y fusiones entre empresas del sector. Es posible que una empresa haya reportado de manera consolidada a partir de la fecha de fusión dentro del período de reporte, mientras que la agencia mantiene a las dos empresas por separado durante el mismo período. En este caso, se generarían diferencias en la asignación de pagos.
- Algunos de los participantes del sector petróleo y gas representan diferentes empresas, pero no todas las empresas representadas se adhirieron a la iniciativa EITI. Por su parte, es posible que se presenten diferencias por reportes de empresa por NIT versus reportes de empresas que representan a otras empresas de un mismo grupo.
- Se evidenciaron casos en donde la empresa registró pagos en el último día hábil del año 2013, que pudieron generar diferencias temporales por el cambio de período.
- Se podrían presentar diferencias por efecto de la fecha de entrada en operación que tiene registrada la empresa versus el período de obligación que registran las entidades.
- Podrían existir contratos antiguos, que consideran un pago de Derechos Económicos en barriles de crudo (igual a regalías), pero sin definir con toda la claridad cómo se monetizan y reportan los valores generados a partir de la venta de los barriles entregados.
- Algunos Derechos Económicos – tipo “Transferencia de Tecnología”, se pagan en especie (cursos, capacitaciones), lo que podría generar diferencias por la forma como se reportan y se registran estos derechos.
- Los derechos económicos manejan diferentes conceptos, y presentan diferencias de cotejo a nivel individual, lo cual puede ser un indicador de que existe falta de claridad en la forma como deben ser clasificados y reportados por cada empresa.
- Algunas diferencias pueden ser resultados de ajustes que se realizaron en períodos posteriores al 2013.

Recomendaciones

Como parte del trabajo de EY, se identificaron observaciones y recomendaciones que podrían ser tomadas en consideración para la elaboración de los siguientes Informes EITI. Es importante resaltar que el trabajo de EY:

1. Se limita a ejecutar las actividades acordadas y los productos definidos en el contrato suscrito con el Ministerio de Minas y Energía en su rol de Administrador Independiente.
2. No corresponde a un trabajo de auditoría o análisis de la madurez institucional sobre los participantes de la iniciativa EITI.
3. El trabajo se realizó sobre datos de 2013 reportados, durante la etapa de recopilación de información (diciembre de 2015), por las empresas y entidades participantes. Los datos fueron generados utilizando procesos y sistemas de información internos.

Tabla No. 52 – Recomendaciones del proceso de cotejo

No.	Tipo	Conclusión	Recomendación
1	Uso del Informe EITI 2013	El presente estudio genera información sobre los aportes de la industria extractiva a la economía y sociedad colombiana. Es posible que gran parte de este Informe sea percibido como novedoso, por ser el primer reporte, que con enfoque de transparencia, publica información de forma integral y detallada.	<p>Para aprovechar los resultados generados en este proyecto EITI Colombia 2013:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se recomienda considerar la opción de incorporar los resultados de EITI Colombia 2013 en las estrategias institucionales de comunicación de las diferentes entidades del Gobierno Nacional. 2. Se invita a desarrollar reuniones y/o talleres con los responsables de comunicación corporativa de las empresas e instituciones del Gobierno involucradas para familiarizarlos con los resultados del Informe EITI Colombia 2013.
2	Planeación Proyecto EITI 2014	La elaboración de este primer Informe EITI fue un proyecto que finalizó con las actividades de recopilación y cotejo de los pagos. Para esta actividad, se contó con un periodo limitado, inferior a dos semanas.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se recomienda para la planeación de los próximos estudios, contemplar un plazo mayor al considerado para la preparación del Informe EITI 2013, para la recopilación y el cotejo, sobre la misma base de conceptos y materialidad. Así se contará con mayor tiempo para adelantar un análisis de diferencias.
3	Preparación Proyecto EITI 2014: capacitación y comunicación	Durante la recopilación de datos se evidenciaron dificultades asociadas al entendimiento de los conceptos aplicados. Lo anterior, a pesar de que se prepararon formatos detallados y comunicaciones recurrentes sobre los conceptos relacionados con el reporte.	<p>Se recomienda para la planeación de los próximos estudios:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Reforzar la capacitación, comunicaciones y explicación de los conceptos a todos los involucrados en el proceso. 2. Ejecutar talleres tipo “Evento de Lanzamiento” o reuniones presenciales con los responsables del diligenciamiento antes de cada fase. <p>Lo anterior procurando disminuir las diferencias identificadas por una inadecuada interpretación de los conceptos.</p>
4	Preparación Proyecto EITI 2014: Recopilación de datos	Durante la recopilación se evidenciaron dificultades asociadas a la Calidad de los Datos entregados (Unidad de medición, conceptos aplicados, etc.). Las aclaraciones pertinentes generaron varias iteraciones sobre la entrega del mismo formato.	<p>Se recomienda para la planeación de los próximos estudios:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Estabilizar el proceso de recopilación de datos con formatos web, para automatizar la entrega de datos con las características requeridas. 2. En el formato electrónico se podrían incluir alertas para el usuario sobre las características requeridas (Ej.: Unidad de medición). <p>Lo anterior, buscando agilizar el proceso de cotejo, evitando o detectando rápidamente problemas de calidad de los datos.</p>
5	Modelo integral de información sectorial	<p>EITI pretende ilustrar el rol de la industria extractiva al explicar el ciclo de vida de la relación contractual entre Gobierno y Empresas, por ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contratos o títulos vigentes (Ej.: Contratos pre-ANH, contratos con la ANH, universo relevante de los títulos mineros). • Cláusulas y fórmulas relevantes para el cálculo de los conceptos (Ej.: Fórmulas para liquidar Derechos Económicos o Pagos Sociales). • Datos relevantes de la ejecución contractual (Ej.: Volúmenes de Producción, Cálculos de Derechos Económicos). • Pagos generados y recibidos como parte del cumplimiento contractual (Valores reportados). • Uso de estos recursos (Ej.: Regalías, Pagos Sociales). <p>La facilidad de contar con trazabilidad entre las diferentes etapas del ciclo de vida de un contrato o título depende de la madurez de los modelos de información con que cuenten las entidades del gobierno.</p> <p>Ej.: Los contratos y títulos están registrados con la razón social o NIT de las contrapartes contractuales, mientras que para los volúmenes de producción no se utiliza esta variable y se usan los datos de quien asume el rol de Operador para este registro de información.</p>	<p>Como parte de su mejora continua, y así aportando a la integralidad de la información del reporte EITI, se invita a las entidades del gobierno a analizar, si:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se cuenta con un modelo de información único, que conecta todos los parámetros de la relación contractual entre Estado y Empresa que se requiere por parte de las diferentes áreas internas. • Los sistemas de información cuentan con un grado de integración que permita recuperar información de forma articulada y coherente con facilidad. • Se cuenta con la calidad de los datos históricos y actuales, que permite recuperar información integral y coherente con agilidad y oportunidad. • Los sistemas de información están basados en un modelo sectorial, para facilitar la interoperabilidad y el intercambio de información entre las diferentes entidades del sector. • Las capacidades internas (el conjunto de procesos, sistemas y datos) presentan un adecuado nivel de desarrollo, de manera que pueden ser operadas por diferentes actores (in-house, outsourcing) en el tiempo, sin arriesgar algún tipo de ruptura o pérdida de eficiencia.

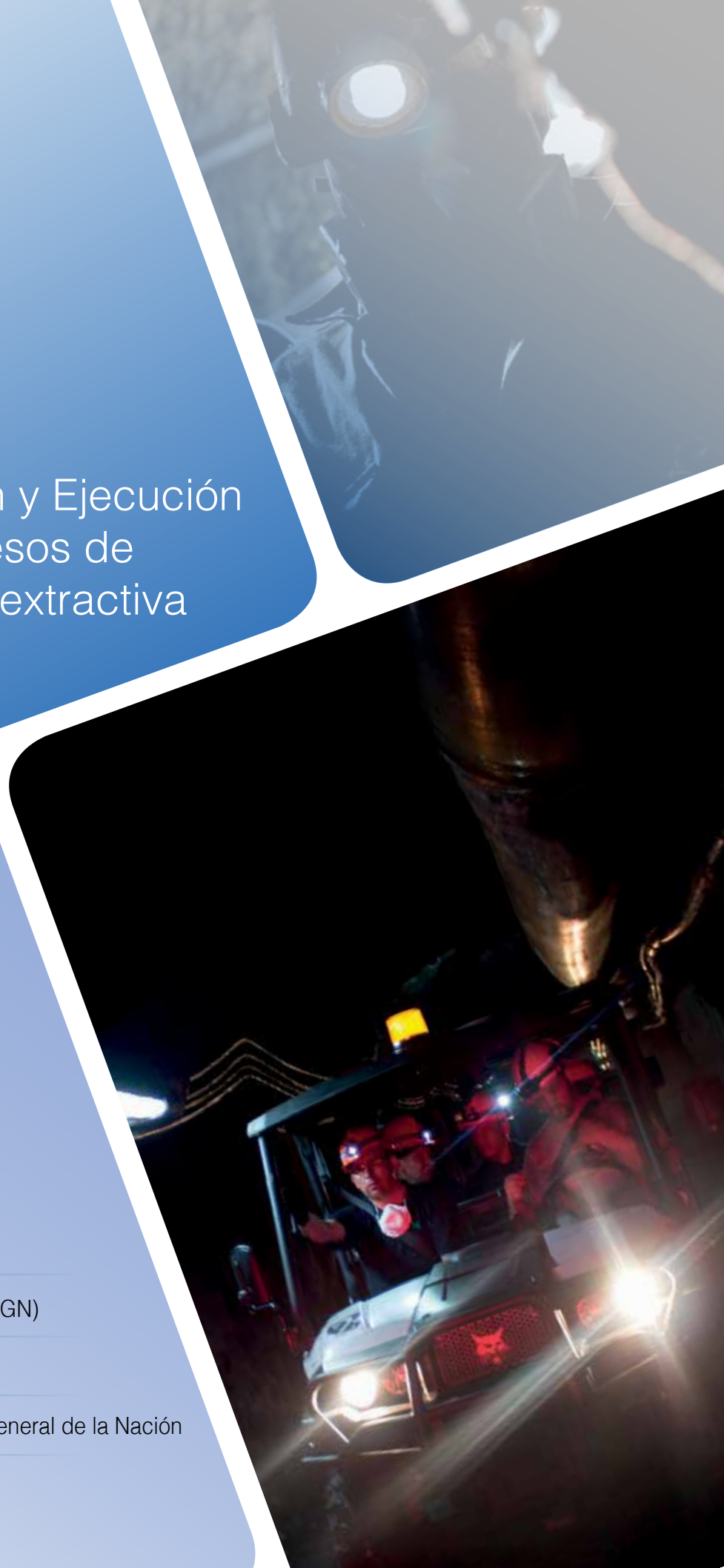
No.	Tipo	Conclusión	Recomendación
6	Mapa de "Pagos Sociales"	<p>El Gobierno Nacional de Colombia está buscando aumentar la transparencia sobre el ciclo de inversión pública. EITI es un ejemplo de ello. Otro ejemplo es la puesta en marcha del sistema Mapa de Regalías, que permite a cualquier usuario entender:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cuánta riqueza fue generada con la extracción de recursos naturales. • Dónde y cómo se utilizaron tales recursos dentro del Sistema General de Regalías. • <p>Los pagos sociales del sector extractivo no hacen parte de este sistema, dado que el beneficiario no es el Gobierno, sino las comunidades.</p>	<p>Como parte de su mejora continua, y así aportando a la integralidad de la información de un reporte EITI, se invita a las entidades del Gobierno a analizar si es viable aplicar el modelo y la filosofía del sistema de Mapa de Regalías para aumentar la información disponible sobre todo el ciclo de los pagos sociales obligatorios (Programas en beneficio de las comunidades a Comunidades y Pagos Sociales).</p> <p>Lo anterior con el fin de fortalecer las estrategias de comunicación hacia los grupos de interés de la actividad extractiva y aumentar la transparencia sobre toda la inversión social efectuada en las comunidades.</p>
7	Rol formal de Facilitador EITI en las entidades participantes	<p>Asumiendo que Colombia continuará participando en la iniciativa EITI, y por tanto que se repetirá anualmente el proyecto y la preparación del informe, las entidades públicas juegan un papel clave en la ejecución de estos proyectos.</p> <p>Las actividades asociadas a la preparación del informe requieren una inversión de tiempo y disponibilidad de los funcionarios de estas entidades.</p>	<p>Con esta perspectiva a largo plazo, sería importante:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Fortalecer formalmente la capacidad de las entidades de desempeñar todas las actividades requeridas para EITI. 2. Reconocer el conjunto de estas actividades en un rol formal de "Facilitador o Coordinar EITI" al interior de las entidades públicas y, entre otros, formalizarlo a través del manual de funciones de las entidades.
8	Proceso futuro de cotejo: regalías, derechos económicos y compensaciones	<p>Asumiendo que Colombia sigue con su vinculación a la iniciativa EITI, se identifican oportunidades para disminuir las diferencias, que resultan de la recopilación inicial de datos.</p> <p>Estas oportunidades corresponden a las lecciones aprendidas de este primer ejercicio de cotejo en cuanto a los rubros de regalías, derechos económicos y compensaciones.</p> <p><i>(Ver observaciones detalladas en el capítulo 3.4 del presente documento)</i></p>	<p>En cuanto la recopilación de cifras sobre regalías, derechos económicos y compensaciones, se recomienda que:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Las entidades del Gobierno revisen en conjunto con las empresas si existe una definición clara, única y compartida sobre los conceptos y el registro de los diferentes tipos de regalías, derechos económicos y compensaciones. 2. Las entidades del Gobierno revisen en conjunto con las empresas, si estos conceptos se están aplicando de manera sistemática y rigurosa. 3. Lo anterior para evitar posibles confusiones y diferencias en la clasificación de regalías y compensaciones entre las empresas y las entidades del Gobierno.
9	Proceso futuro de cotejo: Regalías	<p>Asumiendo que Colombia sigue con su vinculación a la iniciativa EITI, se identifican oportunidades para disminuir las diferencias que resultan de la recopilación inicial de datos.</p> <p>Estas oportunidades corresponden a las lecciones aprendidas de este primer ejercicio de cotejo en cuanto a los rubros de regalías.</p> <p><i>(Ver observaciones detalladas en el capítulo 3.4 del presente documento)</i></p>	<p>En cuanto a la recopilación de datos de regalías, se recomienda que:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se revise con las entidades del gobierno las posibles excepciones en los flujos de ingresos, como por ejemplo la consignación de regalías a entidades diferentes a la ANH o ANM. 2. Se ajuste el alcance del proceso de recopilación y cotejo para estos casos para eliminar posibles razones para la existencia de diferencias.
10	Proceso futuro de cotejo: Regalías y derechos económicos	<p>Asumiendo que Colombia sigue con su vinculación a la iniciativa EITI, se identifican oportunidades para disminuir las brechas que resultan de la recopilación inicial.</p> <p>Estas oportunidades corresponden a las lecciones aprendidas de este primer ejercicio de cotejo en cuanto a los rubros de regalías y derechos económicos.</p> <p><i>(Ver observaciones detalladas en el capítulo 3.4 del presente documento)</i></p>	<p>En cuanto la recopilación de cifras sobre regalías y derechos económicos, se recomienda que:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se revisen con las empresas participantes si en la respectiva vigencia sucedieron transacciones como fusiones o ventas de empresas, cesiones de contratos o licencias de exploración y producción. 2. Se identifiquen estos casos para revisar con las entidades del gobierno el posible impacto y asegurar que el alcance de los datos reportados por las dos partes es congruente. 3. Lo anterior para evitar posibles diferencias en el momento del registro de este tipo de transacciones, y para poder alinear las premisas de la recopilación de datos entre las dos partes.

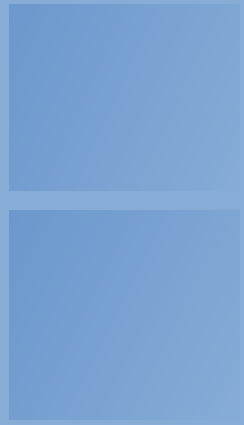
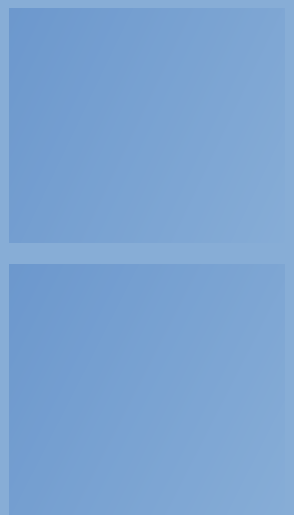
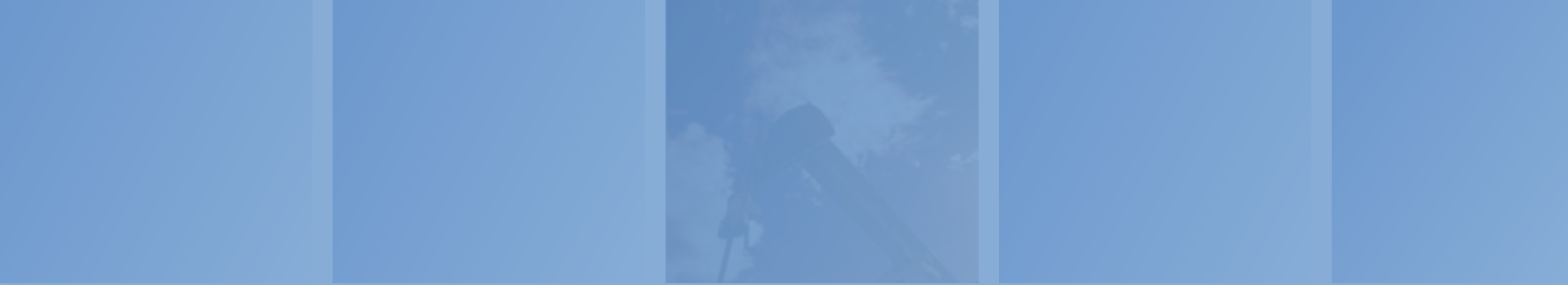
7 Distribución y Ejecución de los ingresos de la industria extractiva

Presupuesto General de la Nación (PGN)

Sistema General de Regalías (SGR)

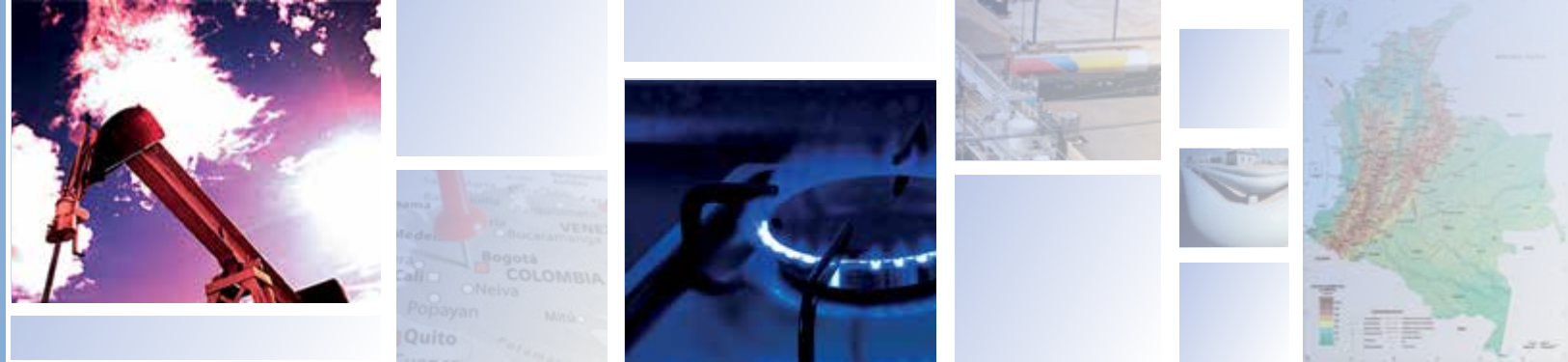
Mecanismo de control: Contraloría General de la Nación





NIMR • V.1 USD = \$ 1.869 COP







7. Distribución y Ejecución de los ingresos de la industria extractiva

La promoción de la transparencia en la distribución y la ejecución de los recursos provenientes de la industria extractiva ha sido uno de los principales objetivos del Gobierno nacional, y uno de los ejes más significativos de la política de buen gobierno. Para conseguirlo, el Gobierno ha adelantado acciones específicas que mejoran el acceso a la información, la rendición de cuentas y el control social sobre el destino y uso de los recursos de la nación. Específicamente aquellos recursos que provienen de las regalías, pues éstos constituyen una de las principales fuentes de inversión para el desarrollo económico y social a nivel territorial.

Este capítulo pretende cumplir con el propósito de aportar a la trazabilidad de los recursos generados por la industria extractiva en su distribución y la ejecución para el año 2013, y para ello se expondrá el funcionamiento del Presupuesto General de la Nación y el Sistema General de Regalías.

Ilustración No 7. Modelo de pago, ingreso y destinación de los recursos de la industria extractiva

Sector	Tipo de Pago	Entidad recauda	Tipo de Ingreso	Destinación
	Dividendos		GNC- Recursos de Capital	PGN
	Impuesto de Renta CREE Patrimonio		GNC- Ingresos Corrientes	PGN
	Impuesto al Oro, plata y Platino		GNC- Ingresos Corrientes	PGN
	Regalías		N.A	SGR
	Regalías y Compensaciones		N.A	SGR
	Derechos Económicos		Establecimientos Públicos Nacionales	PGN
	Canon Superficial		Establecimientos Públicos Nacionales	PGN

Para comprender el modelo de distribución y ejecución de los recursos que recibe la nación provenientes de la industria extractiva, es necesario recordar que los recursos recaudados por los concepto de dividendos, impuestos, derechos económicos y canon superficial tienen como destino el Presupuesto General de la Nación (PGN), mientras que los recursos correspondientes al pago de regalías¹¹⁷ y compensaciones mineras tienen como destino el Sistema General de Regalías (SGR). Si bien el recaudo de los recursos no está a cargo de una sola entidad, todos los recursos, a excepción de los ingresos propios de los Establecimientos Públicos Nacionales son transferidos al Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP), entidad que se encarga de recaudar, administrar y girar los recursos según la planeación y programación de cada uno de los presupuestos ya mencionados. A continuación se explica cada presupuesto con mayor detalle.

7.1 Presupuesto General de la Nación (PGN)

El Presupuesto General de la Nación (PGN)¹¹⁸ es la herramienta de programación y ejecución presupuestal que permite dar cumplimiento a los planes y proyectos sectoriales contenidos en el Plan Nacional de Desarrollo (PND). Su base normativa es el Decreto 111 de 1996, el cual compila las normas de las Leyes 38 de 1989, 179 de 1994 y 225 de 1995 que conforman el Estatuto Orgánico del Presupuesto. Si bien el PND se formula cada cuatro años, la Ley de Presupuesto General de la Nación se formula y aprueba anualmente. Este último se construye a partir de las proyecciones realizadas en el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP)¹¹⁹, instrumento que permiten adelantar programaciones de ingreso y gasto en el mediano plazo y del Marco de Gasto de Mediano Plazo (MGMP), instrumento que permite adelantar programaciones de gasto en el mediano plazo por sectores. Es importante resaltar que a través del PGN no sólo se financia el funcionamiento del aparato estatal, se realiza la inversión sectorial a nivel nacional y territorial, y también se paga el servicio a la deuda pública.

El anteproyecto del Presupuesto General de la Nación es preparado por las entidades sectoriales del orden nacional de acuerdo con los criterios que para el efecto establezca el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en este se incluyen los requerimientos anuales en términos de inversión y funcionamiento. En todo caso la asignación por sector no sobrepasa el techo de gasto sectorial del MGMP. Posteriormente, el Ministerio de Hacienda y el Departamento Nacional de Planeación, en lo correspondiente a inversión, preparan el Proyecto de Presupuesto General de la Nación para ser debatido y aprobado por el Congreso de la República. Esta aprobación se da en el marco de un procedimiento especial, con el acompañamiento por parte del Ministro de Hacienda y Crédito Público y el Director General del Presupuesto Público Nacional. Una vez sancionado por el Presidente de la República no puede modificarse.

Los recursos que respaldan el PGN provienen de los ingresos corrientes, los recursos de capital, los fondos especiales, las rentas parafiscales y los ingresos propios de los Establecimientos Públicos Nacionales. Estos recursos son transferidos a la Cuenta Única Nacional¹²⁰ en su mayoría, y son administrados por la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del MHCP¹²¹, quien se encarga de girar los recursos mensualmente de acuerdo a lo establecido en el Programa Anual Mensualizado de Caja (PAC)¹²² y previa verificación de la disponibilidad de los recursos en el Sistema Integrado de Información Financiera (SIIF) Nación. La Cuenta Única Nacional es una cuenta del Banco de la República¹²³, entidad que actúa como único agente bancario.

Tabla No 53. PGN ejecución rentas y recursos de capital 2013

CONCEPTO	Año	Recaudo	Porcentaje de Ejecución		Variación	Porcentaje del PIB	
	(1)	(2)	2012 (3)	2013 (4)=(2/1)	Porcentual 13/12 (5)	2012 (6)	2013 (7)
Ingresos Corrientes	102.090	98.802	107,8	96,8	2,4	14,5	14
Recursos de Capital	60.730	54.883	76,0	90,4	35,6	6,1	7,8
Fondos Especiales	12.997	11.365	92,4	87,4	43,5	1,2	1,6
Rentas Parafiscales	1.206	1.226	103,4	101,6	13,5	0,2	0,2
Total Presupuesto Nación	177.023	166.276	95,8	93,9	13,9	21,9	23,5
Establecimientos Públicos Nacionales	14.406	13.909	98,9	96,6	6,1	2,0	2,0
Total Presupuesto General de la Nación	191.428	180.185	96,0	94,1	13,3	23,9	25,5

Fuente: MHCP, Proyecto de Ley de Presupuesto General de la Nación 2015 en <http://www.minhacienda.gov.co/portal/page/portal/HomeMinhacienda/presupuestogeneraldeLANACION/ProyectoPGN2015/Mensaje.pdf>

Para el año 2013, el presupuesto de rentas y recursos de capital del PGN ascendió a \$ 191,4 billones de pesos, de los cuales el 92,5% (\$177 billones de pesos) corresponde a recursos del Gobierno Nacional Central –GNC y 7,5% (\$14,4 billones de pesos), a los Establecimientos Públicos Nacionales -EPN. Cifra que adicionalmente es equivalente al 25,5% del PIB. De acuerdo con los registros de ejecución en el Sistema Integrado de Información Financiera-SIIF Nación y en las cuentas del Tesoro Nacional, la ejecución del presupuesto de ingresos al cierre de 2013 ascendió a \$180,2 billones de pesos, equivalente al 94,1% del aforo.

118 La Constitución Política establece que la Ley Orgánica del Presupuesto regula lo correspondiente a la programación, aprobación, modificación, ejecución de los presupuestos de la Nación, de las entidades territoriales y de los entes descentralizados de cualquier nivel administrativo, y su coordinación con el Plan Nacional de Desarrollo. La ley 152 1994 la cual modifica la Ley 141 de 1994, establece criterios de distribución de los recursos. El decreto 111 1996 el cual compila la Ley 38 de 1989, la ley 179 de 1994 y la ley 225 de 1995 que conforman el estatuto orgánico del presupuesto, se ven complementadas por la ley 819 de 2003, la cual establece normas orgánicas en materia de presupuesto, responsabilidad y transparencia fiscal. El Decreto 2305 de 2004, por el cual se reglamenta el artículo 7º de la Ley 225 de 1995 reglamenta los temas referentes a destinación específica de los recursos. Adicionalmente se establece normativamente la inembargabilidad de los recursos de la Nación. Estas normas se complementan con el decreto 1101 de 2007, por medio del cual se reglamenta el artículo 19 del decreto 111 de 1996, los artículos 1º y 91 de la Ley 715 de 2001. Así mismo la ley 1483 de 2011, dicta normas orgánicas en materia de presupuesto, responsabilidad y transparencia fiscal para las entidades territoriales. Los temas de vigencias futuras se reglamentan mediante el decreto 2767 de 2012 el cual reglamenta parcialmente la ley 1483 de 2011, definiendo también temas de importancia estratégica. Finalmente la ley 1593 de 2012 decreta el presupuesto de rentas y recursos de capital así como define las apropiaciones para la vigencia fiscal del 1º de enero al 31 de diciembre de 2013.

119 Art.4 Decreto 4730 de 2005

120 Art. 5 Decreto 2785 de 2013

121 Art. 5 Decreto 2785 de 2013

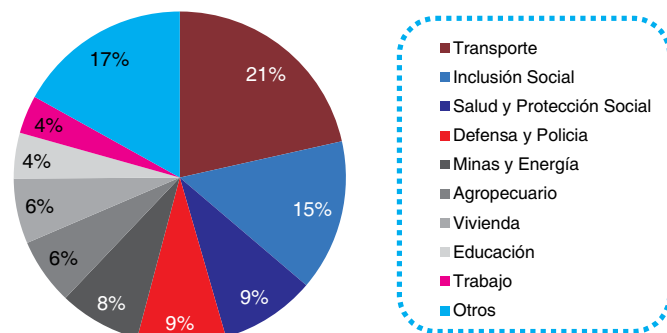
122 Programa Anual Mensualizado de Caja. El Programa Anual Mensualizado de Caja (PAC) define el monto máximo mensual de pagos para el Presupuesto General la Nación con el fin de cancelar las obligaciones exigibles de pago. Art. 26 del Decreto 4730 de 2005

123 Art 2 Decreto 1425 de 1998

El Congreso de la República aprobó el PGN para el 2013 por \$185,5 billones de pesos, sin embargo en la vigencia se realizaron modificaciones presupuestales (adiciones, donaciones, traslados, reducciones) que lo incrementaron un 1,9%, alcanzando un presupuesto de gasto definitivo de \$188,9 billones de pesos. Este presupuesto se financió en un 92% con recursos de la nación y un 8%, con recursos propios de los Establecimientos Públicos Nacionales –EPN. La ejecución del presupuesto de gastos ascendió a \$176,9 billones de pesos, correspondientes al 93,6% de la apropiación definitiva del 2013.

La distribución del presupuesto de gasto ejecutado fue de 55% (\$97,4 billones de pesos) en funcionamiento, 23% (\$41,5 billones de pesos) en inversión y 21% (\$37,9 billones de pesos) en servicio de la deuda. Del recurso de inversión, el 80% (\$33 billones de pesos) se financió con recursos de la nación y se distribuyó según se muestra en la gráfica No 19.

Gráfica No 19. Distribución de la Inversión con recursos de la nación 2013



Fuente: MHCP, Proyecto de Ley de Presupuesto General de la Nación 2015 en <http://www.minhacienda.gov.co/portal/page/portal/HomeMinhacienda/presupuestogeneraldelanacion/ProyectoPGN2015/Mensaje.pdf>

Recuadro No 2. Mecanismos para el seguimiento y monitoreo a la ejecución del PGN

Portal de Transparencia Económica

Con el fin de dar a conocer a todos los ciudadanos colombianos la información sobre la ejecución del Presupuesto General de la Nación que manejan las entidades del Estado, desde el año 2011 el Ministerio de Hacienda y Crédito Público cuenta con el Portal de Transparencia Económica www.pte.gov.co. En este sitio web, cualquier ciudadano puede encontrar toda la información referente a cuánto se está gastando, a quién se le está pagando, cuántos pagos se hacen, con quién se ha contratado, cómo va el porcentaje de ejecución de los recursos, y la regionalización de los recursos de cada una de las entidades que reciben recursos del PGN, tales como ministerios, departamentos administrativos, Congreso de la República, rama judicial y organismos de control.

Recuadro No 3. Mecanismos para la estabilidad macroeconómica PGN

Regla Fiscal

La contribución económica de la industria extractiva a los ingresos del Gobierno produce efectos positivos al país en cuanto se generan mayores condiciones de desarrollo y distribución de la riqueza. Sin embargo, en épocas de contracción de la industria se requiere la implementación de medidas y acciones para contrarrestar la caída en los ingresos de la nación, el menor recaudo de impuestos y los menores recursos para distribuir en el SGR, lo que impacta en el crecimiento económico. De esta forma, el mecanismo de la regla fiscal resulta idóneo para ahorrar en los momentos de auge, suavizar los impactos en los demás sectores de la economía y para desarrollar una política fiscal contra cíclica que permita flexibilidad en el gasto en los períodos de recesión.

La regla fiscal establece las metas puntuales sobre el balance del Gobierno Central, de forma que el gasto esté ajustado con los ingresos estructurales o de largo plazo. Dichos ingresos estructurales corresponden a los ingresos totales del Gobierno Nacional Central ajustados por los efectos del ciclo económico y los efectos asociados a la actividad minero energética.

El cumplimiento de dichos compromisos, permite fortalecer las finanzas públicas en el mediano plazo y garantizar la sostenibilidad de la deuda pública y la estabilidad macroeconómica del país. La regla fiscal se convierte en una herramienta de disciplina para manejar las finanzas públicas de tal manera que los excesos de ingreso produzcan no sólo un crecimiento planeado, sino también un ahorro que permita contrarrestar caídas en la economía mediante la implementación de medidas anticíclicas.

Específicamente para la industria, la regla fiscal permite aprovechar las bonanzas de hidrocarburos y mineras logrando ahorros que puedan ser utilizados cuando estas industrias, que tienen un impacto significativo en el PIB, entren en ciclos descendentes o de contracción.

7.1.1 Distribución de los ingresos propios de los Establecimientos Públicos Nacionales - EPN: ANH y ANM

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

El Decreto 4137 de 2011, establece que la ANH es una entidad con patrimonio propio y autonomía administrativa y financiera. El patrimonio de la entidad está conformado principalmente por aportes del PGN, los derechos económicos y los derechos de producción. De igual forma obtiene ingresos por ventas de servicios.

Para el año 2013 la ANH tuvo ingresos propios por \$ 987 mil millones de pesos, de los cuales destinó \$ 447 mil millones el presupuesto de la vigencia, equivalente al 45% del recaudo del año 2013. De los recursos distribuidos, el 30% se destinó al funcionamiento de la entidad y el 70% a la inversión, y alcanzó una ejecución final del 90%.

Agencia Nacional de Minería (ANM)

El Decreto 4134 de 2011, establece que la ANM es una entidad con patrimonio propio y autonomía administrativa, técnica y financiera. El patrimonio de la entidad está conformado principalmente por aportes del PGN, los derechos de producción, el canon superficiario y la venta de bienes y servicios.

Para el año 2013, la ANM tuvo ingresos propios por \$ 79 mil millones de pesos, los cuales distribuyó en su totalidad en el presupuesto de la vigencia. De los recursos distribuidos, el 80% fue destinado al funcionamiento de la entidad y el 20% a inversión.

7.2 Sistema General de Regalías (SGR)

La Constitución Política de 1991, en su artículo 360, establece la autonomía presupuestal de los recursos de regalías, en aras de reglamentar dicho lineamiento, además de los otros establecidos en la Constitución Política referente a esta materia, se expidió la Ley 141 de 1994, la cual creó el Fondo Nacional de Regalías, primer mecanismo de administración para estos recursos.

La Ley 141 de 1994, además de crear la entidad para el control y vigilancia, definió los criterios de liquidación y distribución de los recursos, la Ley fue modificada dos veces en el transcurso de su vigencia, hasta que mediante Acto Legislativo 05 de 2011, se da forma a lo que hoy conocemos como el Sistema General de Regalías, el cual es reglamentado por Ley 1530 de 2012.

La reforma¹²⁴, mantiene el principio de descentralización y respeto a la autonomía constitucional de las entidades territoriales, y distribuye los recursos de regalías de manera equitativa en el territorio nacional, fundamentado en cuatro principios básicos:

- 1) ahorro para el futuro;
- 2) equidad regional, social e inter generacional;
- 3) competitividad regional;
- 4) buen gobierno.

Con estos propósitos, fueron creados fondos orientados al ahorro y a la inversión, así como un conjunto de ingresos, asignaciones, órganos¹²⁵, procedimientos y regulaciones que conforman el actual Sistema General de Regalías.

Las principales diferencias del SGR con respecto al régimen anterior, se describen en la Tabla No. 54.

¹²⁴ Por el cual se constituye el Sistema General de Regalías, se modifican los artículos 360 y 361 de la Constitución Política y se dictan otras disposiciones sobre el régimen de regalías y compensaciones

¹²⁵ Comisión Rectora, el Departamento Nacional de Planeación, los Ministerios de Hacienda y Crédito Público, y de Minas y Energía, el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación (Colciencias) y los órganos colegiados de administración y decisión

Tabla No 54. Elementos diferenciadores entre el régimen anterior de regalías y el SGR

ANTES	AHORA
<ul style="list-style-type: none"> Las regalías se concentraban principalmente en los departamentos y municipios productores. 	<ul style="list-style-type: none"> Las regalías se distribuyen en todo el territorio nacional.
<ul style="list-style-type: none"> Las regalías tenían destinación específica (Coberturas Básicas). 	<ul style="list-style-type: none"> Las regalías son de libre inversión.
<ul style="list-style-type: none"> El 20% se destinaba al Fondo Nacional de Regalías al que tenían acceso las regiones. 	<ul style="list-style-type: none"> Se crearon dos fondos para ahorro y tres para inversión.
<ul style="list-style-type: none"> La ejecución del presupuesto era anual. 	<ul style="list-style-type: none"> Esquema presupuestal bienal con un horizonte de mediano plazo que se compone de un Plan de Recursos, un Banco de Programas y Proyectos de Inversión y el Presupuesto del SGR.
<ul style="list-style-type: none"> Los recursos hacían parte del presupuesto de la Entidad. 	<ul style="list-style-type: none"> El SGR tiene su propio presupuesto. Para las entidades territoriales beneficiarias de regalías directas, éstas se incorporarán por decreto a sus presupuestos.
<ul style="list-style-type: none"> Se podía atender programas de reestructuración de pasivos o de saneamiento fiscal y financiero. 	<ul style="list-style-type: none"> Con las asignaciones directas no se pueden atender programas de reestructuración de pasivos o de saneamiento fiscal y financiero.
<ul style="list-style-type: none"> Seguimiento asociado a contratos. 	<ul style="list-style-type: none"> Seguimiento asociado a proyectos.
<ul style="list-style-type: none"> Definición autónoma de la inversión por las entidades territoriales receptoras. 	<ul style="list-style-type: none"> La inversión se define en los “Órganos Colegiados de Administración y Decisión - OCAD”, los cuales designan el ejecutor de los proyectos que puede ser cualquier entidad pública inclusive diferentes a gobernaciones y alcaldías.
<ul style="list-style-type: none"> Los ejecutores eran únicamente las entidades territoriales. 	<ul style="list-style-type: none"> El SGR puede financiar estudios y diseños.
<ul style="list-style-type: none"> No se podían financiar estudios y diseños. 	<ul style="list-style-type: none"> El SGR tiene su propio Banco de Proyectos.
<ul style="list-style-type: none"> Cada entidad territorial administraba su propio banco de proyectos. 	<ul style="list-style-type: none"> Se creó el Sistema de Monitoreo, Seguimiento, Control y Evaluación, administrado por el DNP, que se soporta en información que reportan las entidades a través del sistema de información de gestión de proyectos.
<ul style="list-style-type: none"> Se tenían Interventorías Administrativas y Financieras que recopilaban la información de la ejecución de los proyectos. 	<ul style="list-style-type: none"> Las regiones se conformarán de manera dinámica según las necesidades y los proyectos, financiando principalmente iniciativas de impacto regional.
<ul style="list-style-type: none"> Se promovían iniciativas particulares de cada entidad territorial. 	

La Ley 1530 de 2012, que fue la que reglamentó el SGR, establece que “La Comisión Rectora del Sistema General de Regalías (CR), es el órgano encargado de señalar la política general del Sistema General de Regalías, evaluar su ejecución general y dictar, mediante acuerdos, las regulaciones de carácter administrativo orientadas a asegurar el adecuado funcionamiento del Sistema [...]”. En cumplimiento de este mandato legal, la CR ha expedido acuerdos y resoluciones que definen los lineamientos y metodologías para asegurar el correcto funcionamiento del Sistema. Además de la Comisión Rectora, componen el Sistema Presupuestal del Sistema General de Regalías; el Plan de Recursos, el Banco de Programas y Proyectos de Inversión del Sistema General de Regalías y el Presupuesto del Sistema General de Regalías.

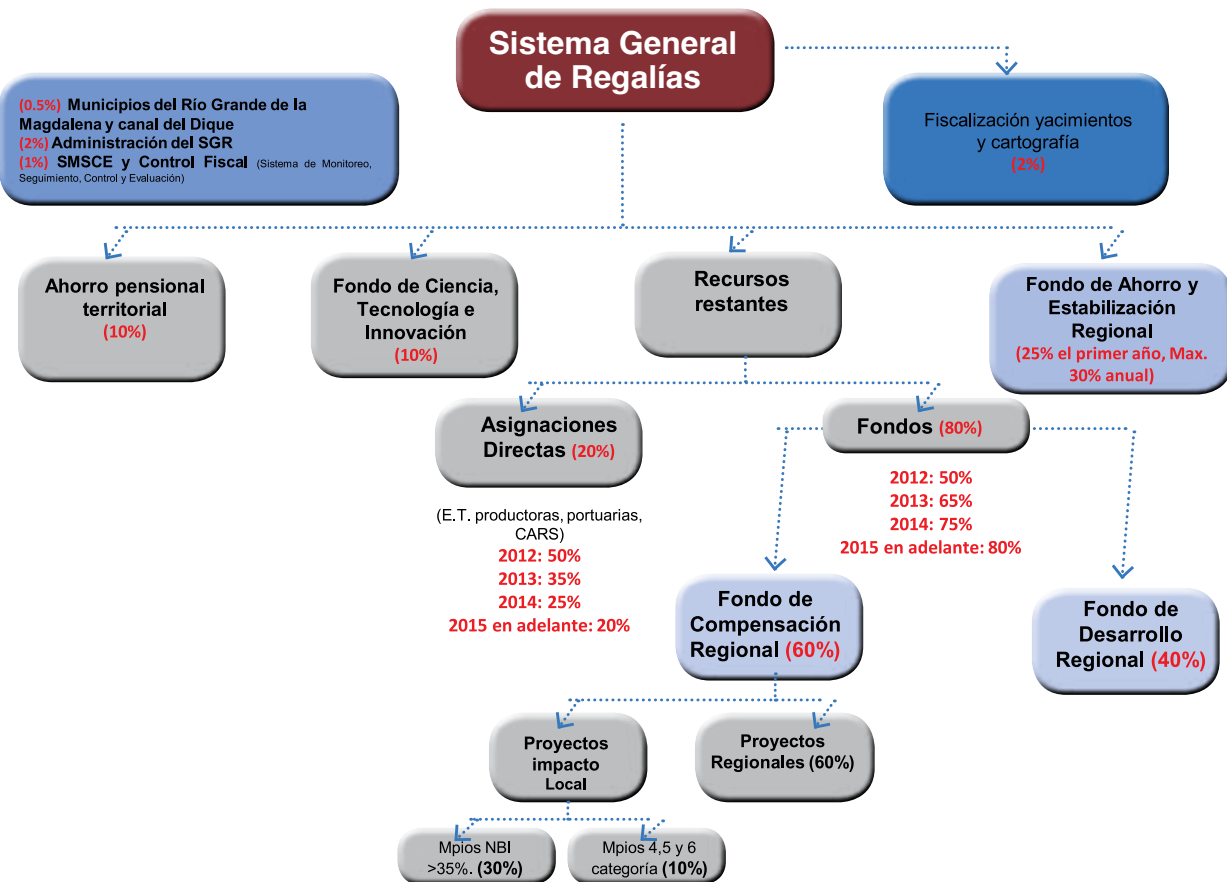
El SGR es un presupuesto bianual que construye el Plan de Recursos con fundamento en la información que el Ministerio de Minas y Energía envía al Ministerio de Hacienda y Crédito Público y al Departamento Nacional de Planeación (DNP). El Ministerio de Hacienda y Crédito Público elabora el Plan de Recursos del Sistema General de Regalías para 10 años basado en la información que le remiten los órganos del Sistema, y lo presenta como anexo al Proyecto de Ley del Presupuesto del Sistema General de Regalías. Así mismo, El Ministerio de Hacienda formula el proyecto de presupuesto del Sistema General de Regalías para concepto de la Comisión Rectora y lo presenta en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía ante el Congreso de la República para su aprobación.

La Agencia Nacional de Minería y la Agencia Nacional de Hidrocarburos recaudan los recursos generados por la exploración de los recursos naturales no renovables. Ambas entidades trasladan los recursos recaudados a la cuenta única del Sistema General de Regalías que maneja el Ministerio de Hacienda, dentro de los primeros 2 días hábiles de cada mes. En el mes siguiente, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público informa al Departamento Nacional de Planeación DNP la cantidad de recursos recibidos durante el mes anterior. El DNP hace entonces la distribución de los recursos entre todos los beneficiarios del sistema y le comunica dicha distribución al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, quien efectúa los giros correspondientes.

126 Órganos Colegiados de Administración y Decisión (OCAD): Los órganos colegiados de administración y decisión son los Cuerpos colegiados responsables de definir los proyectos de inversión sometidos a su consideración que pretenden ser financiados con recursos del Sistema General de Regalías, así mismo son los responsables de evaluar, viabilizar, aprobar y priorizar la conveniencia y oportunidad de financiarlos. El número de votos será máximo tres (3), uno por cada nivel de gobierno, así: Gobierno Nacional un voto; departamental un voto; y municipal y distrital un voto. Es necesaria la presencia de al menos uno de los miembros de cada nivel de gobierno para la toma de decisión y las decisiones, se adoptarán con un mínimo de dos votos favorables

Ilustración No 8. Esquema de distribución de Regalías

Esquema Acto Legislativo 05/11 (Arts. 360/361) - Ley 1530/12



A diferencia de otros recursos de inversión pública, los recursos del SGR están destinados a financiar únicamente proyectos de inversión. Estos proyectos pueden combinar recursos de diferentes fuentes y pueden financiar la estructuración misma de los proyectos, es decir proyectos en fase uno y dos y pueden incluir las fases de operación y mantenimiento, siempre y cuando estén definidas en los mismos horizontes de realización.

Los Órganos Colegiados de Administración y Decisión (OCAD) son los responsables de definir los proyectos de que se financiarán con recursos del SGR, así que deben evaluar, viabilizar, aprobar y priorizar la conveniencia y oportunidad de financiarlos. El proceso de aprobación de los proyectos financiados con recursos del SGR en la vigencia 2013 es el definido en la normativa del SGR (Artículos 25, 26 y 27 de la Ley 1530 de 2012 y artículos 2.2.4.1.1.4.2. al 2.2.4.1.1.5.3. del Decreto 1082 de 2015) y puede resumirse en 5 momentos: a) presentación, b) inscripción del proyecto, c) verificación de requisitos y concepto de Comité Consultivo y, d) viabilización, priorización y aprobación de los Proyectos SGR.

El presupuesto del SGR se establece en la Ley 1606 de 2012 como el primer bienio del 1° de enero de 2013 al 31 de diciembre de 2014.

Tabla No 55. Asignación de regalías bienio 2013-2014 - Millones de pesos

Concepto	Valor para el bienio 2013-2014
Ingresos corrientes por regalías y compensaciones	\$ 17.726.241.382
Disponibilidad inicial de los recursos no ejecutados vigencia 2012	\$ 2.263.576.366
TOTAL	\$19.989.817.748

Fuente: Decreto 1399 de 2013

Como se evidencia en la Tabla No 55, el presupuesto bianual define unos montos específicos por año y por rubro. Para el año 2013, el presupuesto fue de \$9.1 billones de pesos, sin embargo la apropiación y distribución final ascendió a los \$9.7 billones de pesos, de los cuales \$9.2 billones de pesos obedecieron a recursos causados y recaudados en el 2013. La distribución final se puede apreciar en la Tabla No. 56.

Tabla No 56. Presupuesto regalías presupuestado y distribuido efectivamente 2013 - Miles de Millones pesos

Tema	Componente SGR	Presupuesto	% dentro del SGR	Ingresos Distribuidos en 2013	% dentro del SGR
Funcionamiento	Fiscalización, yacimientos y cartografía	183	2,00%	196	2,00%
	Sistema monitoreo	91	1,00%	89	0,90%
	Funcionamiento SGR	183	2,00%	176	1,80%
Ahorro	Fondo para el Ahorro Pensional	864	9,40%	928	9,50%
	Fondo de Ahorro y Estabilización Regional	1.696	18,60%	1.831	18,70%
	Fondo de Ciencia, Tecnología & Innovación	864	9,40%	928	9,50%
Inversión	Recursos de inversión	5.214	57,00%	5.589	57,10%
	Entidades territoriales Directas	2.435	26,60%	2.785	28,50%
	- Regalías directas a municipios	937	10,30%	1.219	12,50%
	- Regalías directas a departamentos	1.498	16,40%	1.566	16,00%
	Fondos:	2.779	30,40%	2.804	28,70%
	Fondo de Desarrollo Regional	911	10,00%	935	9,60%
	Fondo de Compensación Regional	1.868	20,40%	1.868	19,10%
	Municipios. Río Grande del Magdalena y Canal	46	0,50%	49	0,50%
Total		9.140	100%	9.785	100%

Fuente: DNP 2015

Las regalías han incrementado significativamente los montos de inversión disponibles para municipios y departamentos, los cuales han pasado de 5,45 % en 2010 a 20,3 % en 2013, convirtiéndose simultáneamente en un factor de convergencia regional en términos de inversión para el desarrollo. Actualmente, las regalías representan en promedio, el 25,8 % del total de los recursos de inversión de los municipios, lo que significa que por cada 100 pesos invertidos en los municipios del país, 26 pesos provienen de la explotación de recursos naturales no renovables. Adicionalmente, la entrada en operación del SGR, ha significado que la distribución de las regalías per cápita entre los municipios diera un salto en el coeficiente de GINI de 0,9 en 1995 a 0,46 en 2012¹²⁷.

Para el 2013 la distribución territorial de las regalías de inversión se ilustra en la Tabla No 57. Los departamentos con mayor inversión son Meta con un 13% y Casanare con 7%, en adelante la distribución es semejante entre departamentos. Cabe señalar que el peso de estos dos departamentos se explica por su participación en las asignación de regalías directas, aquellas que se distribuyen en los territorios productores. Para conocer la información de distribución y ejecución en mayor detalle, incluso a nivel de proyecto, se recomienda dirigirse al portal de MAPA Regalías.

127 Cálculos de la Dirección de Inversiones y Finanzas Públicas – DIFP del Departamento Nacional de Planeación – DNP. Soportados en un estudio hecho por la Unión Temporal UT Econometría-SEI cuyo objeto fue: Levantar la línea de base de las entidades territoriales y regiones beneficiarias del Sistema General de Regalías (SGR) que sirva como insumo para realizar el seguimiento y evaluar periódicamente el mejoramiento de la competitividad de la economía, el desarrollo social, económico, institucional y ambiental de las entidades territoriales.

Tabla No 57. Presupuesto regalías presupuestado y distribuido efectivamente 2013 - COP pesos

Departamento	Fondo de Ciencia, Tecnología & Innovación	%	Entidades Territoriales Directas	%	Fondos de Inversión (Compensación + Desarrollo Regional)	%	Total Inversión Depto	%
Meta	18.400.370.592	2%	766.457.168.085	28%	50.420.946.505	2%	835.278.485.182	13%
Casanare	17.287.356.054	2%	391.872.694.686	14%	40.012.337.841	1%	449.172.388.580	7%
Cesar	34.830.564.284	4%	217.589.667.236	8%	88.414.216.636	3%	340.834.448.156	5%
La Guajira	41.929.538.933	5%	182.385.217.161	7%	101.739.365.533	4%	326.054.121.627	5%
Antioquia	62.913.198.474	7%	62.216.066.860	2%	196.305.758.940	7%	321.435.024.275	5%
Córdoba	60.763.834.583	7%	82.126.860.035	3%	173.437.206.665	6%	316.327.901.283	5%
Bolívar	52.745.838.896	6%	48.368.784.554	2%	158.339.335.049	6%	259.453.958.500	4%
Santander	28.215.723.199	3%	129.091.653.074	5%	72.552.854.448	3%	229.860.230.721	4%
Sucre	38.140.377.056	4%	68.341.727.301	2%	122.796.504.788	4%	229.278.609.145	4%
Nariño	51.026.840.792	6%	8.328.051.617	0%	169.102.204.441	6%	228.457.096.850	4%
Huila	33.898.193.852	4%	109.267.694.567	4%	74.047.998.631	3%	217.213.887.050	3%
Cauca	45.030.490.023	5%	4.592.067.066	0%	148.254.245.828	5%	197.876.802.916	3%
Boyacá	36.316.257.263	4%	52.720.389.683	2%	108.418.135.335	4%	197.454.782.281	3%
Magdalena	40.971.452.024	4%	23.277.670.375	1%	130.301.938.428	5%	194.551.060.827	3%
Arauca	15.446.810.912	2%	143.767.103.139	5%	34.864.908.941	1%	194.078.822.992	3%
Valle del Cauca	37.694.811.997	4%	679.863.798	0%	125.703.476.539	4%	164.078.152.335	3%
Cundinamarca	34.848.373.138	4%	6.412.737.982	0%	112.781.932.958	4%	154.043.044.078	2%
Chocó	31.747.637.962	3%	14.855.887.638	1%	104.840.134.611	4%	151.443.660.211	2%
Norte de Santander	33.427.829.868	4%	9.458.468.736	0%	107.168.254.498	4%	150.054.553.102	2%
Tolima	27.723.891.709	3%	51.705.057.615	2%	63.062.687.946	2%	142.491.637.270	2%
Putumayo	18.467.030.879	2%	58.647.589.347	2%	54.018.529.959	2%	131.133.150.185	2%
Atlántico	29.023.457.652	3%	11.787.257	0%	96.907.413.186	3%	125.942.658.094	2%
Bogotá, D.C.	22.375.629.756	2%	25.358.431	0%	74.783.916.336	3%	97.184.904.523	1%
Caquetá	22.343.840.989	2%	1.641.548	0%	74.668.181.901	3%	97.013.664.438	1%
Caldas	17.113.040.665	2%	966.481.948	0%	56.977.980.178	2%	75.057.502.791	1%
Risaralda	14.543.624.283	2%	121.267.412	0%	48.590.838.023	2%	63.255.729.719	1%
Quindío	7.681.986.621	1%	30.048.697	0%	39.213.952.914	1%	46.925.988.232	1%
Guaviare	10.454.635.269	1%	523.657	0%	34.961.680.620	1%	45.416.839.546	1%
Vichada	10.258.273.287	1%	48.135.011	0%	34.314.835.673	1%	44.621.243.971	1%
Amazonas	8.693.241.385	1%	53.521	0%	29.069.395.378	1%	37.762.690.285	1%
San Andrés	8.603.831.565	1%	172.235.603	0%	28.542.145.841	1%	37.318.213.009	1%
Vaupés	7.354.823.965	1%	66.265	0%	24.593.589.659	1%	31.948.479.889	0%
Guainía	7.295.534.893	1%	111.781.492	0%	24.399.200.081	1%	31.806.516.466	0%
FDR Directo			310.210.752.194	11%			310.210.752.194	5%
CARS			38.866.324.849	1%			38.866.324.849	1%
NN			2.670.521.981	0%			2.670.521.981	0%
Mpios Rio Magdalena							48.928.710.615	1%
Total	927.568.342.821	100%	2.785.399.400.422	100%	2.803.606.104.310	100%	6.516.573.847.552	100%

Fuente: DNP, Octubre 2015.

Los recursos de inversión financiaron 3.274 proyectos, los cuales se encuentran en diferentes estados de gestión y ejecución. A octubre de 2015 un 60% de los proyectos se encontraban terminados, cerrados o para cierre, lo que equivale a una ejecución del 19% en términos financieros. Un 37% de los proyectos se encontraban en ejecución, lo que significa en recursos un 75%, y un 3% estaba en un estado previo al de ejecución, como se observa en la Tabla No 58.

Tabla No 58. Proyectos ejecutados con recursos de regalías 2013 Millones de pesos

Estado de los Proyectos	No. Proyectos	% Proyectos	Valor financiado SGR	Valor Total	% Valor Total
Sin BPIN	1	0%	\$943.588	\$943.589	0%
Sin contratar	47	1%	\$140.420.701	\$271.097.995	3%
En proceso de contratación	13	0%	\$43.713.920	\$49.252.515	1%
Contratado sin acta de inicio	25	1%	\$110.999.935	\$183.572.423	2%
Contratado en ejecución	1.221	37%	\$5.165.656.517	\$7.279.080.840	75%
Para cierre	50	2%	\$21.241.368	\$38.170.393	0%
Cerrado	9	0%	\$6.216.015	\$6.304.515	0%
Terminado	1.908	58%	\$1.707.772.219	\$1.830.011.433	19%
Total general	3.274	100%	\$7.196.964.263	\$9.658.433.703	100%

Fuente: DNP, Octubre 2015.

Recuadro No 4. Mecanismos para el seguimiento y monitoreo del SGR

El Sistema de Monitoreo, Seguimiento, Control y Evaluación (SMSCE)

El Sistema de Monitoreo, Seguimiento, Control y Evaluación (SMSCE) desarrolla procesos de recolección, consolidación, verificación, análisis de la información, a de medidas de control y retroalimentación de los resultados de las inversiones ejecutadas con recursos del SGR, con el fin de velar por el uso eficaz y eficiente de los mismos, desde la explotación de los recursos naturales no renovables, hasta su entrega a través de bienes o servicios a la población beneficiaria de los mismos. Teniendo en cuenta que el SMSCE prevé el reporte periódico de información por parte de los sujetos de dicho sistema respecto de la generación, administración, gestión y ejecución de los recursos del SGR, el DNP ha dispuesto un conjunto de instrumentos y herramientas de orden técnico y operativo, tales como los aplicativos **SUIFP-SGR**, **CUENTAS-SGR** y **GESPROY-SGR**.

Estos aplicativos parten de la premisa que las entidades ejecutoras son responsables de suministrar la información de forma veraz, oportuna e idónea para realizar el Monitoreo, Seguimiento, Control y Evaluación; identificar las situaciones que puedan afectar la correcta utilización de los recursos; así como de implementar de forma inmediata las acciones de mejora que se requieran, por lo cual los aplicativos se constituyen en instrumentos de apoyo a la gestión de la entidad territorial y al fortalecimiento del autocontrol.

Por lo anterior, el GESPROY-SGR, permite al ejecutor gestionar y monitorear la ejecución de los proyectos de inversión financiados con recursos del SGR, a partir de los objetivos, productos, metas e indicadores planteados en su formulación y registrados en el Banco de Programas y Proyectos SGR - SUIFP-SGR. Por último, es importante resaltar que los aplicativos SUIFP-SGR, CUENTAS-SGR y GESPROY-SGR, son en línea, lo cual permite el acceso y registro permanente por parte de los ejecutores, su disponibilidad de 24 horas y la actualización constante de la información.

El DNP en cumplimiento del principio de publicidad y transparencia señalado en el artículo 71 de la Ley 1530 de 2012 y según lo dispuesto en los artículos 25 y 31 del Decreto 414 de 2013, implementó en el sitio Web del SGR un canal para el SMSCE, a través del cual se pueden consultar los reportes periódicos generados por el Sistema con los resultados obtenidos de la consolidación, análisis y evaluación de la información reportada por los órganos y actores del Sistema. **Para lo anterior, se incorporó al dominio del SGR, un canal dedicado al acceso de los aplicativos y a la publicación de los reportes e información del SMSCE en el link: <https://www.sgr.gov.co/SMSCE/MonitoreoSGR.aspx>. Igualmente, los informes generados por el SMSCE se consolidan de forma trimestral y se publican en la referida página web del SGR, dentro del mes siguiente a la fecha de corte del respectivo período.**

Así mismo, toda la información reportada por los ejecutores del SMSCE se ve reflejada en la plataforma **MAPA Regalías**, la cual puede ser visualizada por todos los colombianos.

Recuadro No 5. Mecanismos para la Estabilización de la Inversión del SGR

Fondo de Ahorro y Estabilización Regional (FAE)

El Fondo de Ahorro y Estabilización del Sistema General de Regalías (FAE) es un mecanismo adicional diseñado para estabilizar la inversión cuando los recursos del Sistema General de Regalías sean escasos y mantener el gasto público a través del tiempo. Con lo anterior se logra que los proyectos regionales amparados por los ingresos de regalías logren estabilidad financiera.

El FAE (20% de los ingresos del SGR) entra en funcionamiento cuando en un año fiscal los ingresos por regalías y compensaciones del SGR sean inferiores a la suma de los montos que corresponden a los demás órganos del SGR (Fondos de ciencia, Tecnología e innovación 10%, Fondo de desarrollo Regional 10%, Fondo de Compensación Regional 16,50%, de ahorro pensional territorial 9% y de asignaciones directas 34,5%). Para tal efecto, el FAE desahorrrará hasta el 10% de su saldo al último día del año inmediatamente anterior para cubrir la diferencia.

7.3 Mecanismo de control: Contraloría General de la República

La Contraloría General de la República (CGR) es el máximo órgano de control fiscal del Estado y tiene la misión de procurar el buen uso de los recursos y bienes públicos y contribuir a la modernización del Estado, mediante acciones de mejoramiento continuo en las distintas entidades públicas. De acuerdo con lo establecido en el Decreto 267 de 2000, en su artículo 5, la CGR tiene la función de ejercer la vigilancia de la gestión fiscal del Estado a través del control financiero, de gestión y de resultados. Para ello, se han establecido por ley diferentes sistemas de control, procedimientos y principios.

Para el seguimiento específico al PGN, la CGR cuenta con el Control Fiscal Macro, el cual se realiza con el fin de evaluar, en el nivel agregado, el comportamiento de las finanzas del Estado, el grado de cumplimiento de los objetivos macroeconómicos y la distribución del ingreso. Los resultados del Control Fiscal Macro se presentan a través de diversos informes, algunos de carácter constitucional, como el informe anual sobre las Finanzas del Estado, el de la Situación de la Deuda Pública, entre otros.¹²⁸

Adicionalmente, y de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 1530 del 17 de Mayo de 2012, en el artículo 152 la CGR ejerce la vigilancia y el control fiscal sobre los recursos del Sistema General de Regalías (SGR)¹²⁹, para lo cual dispone que el Sistema de Monitoreo, Seguimiento, Control y Evaluación del Sistema, incorpora las metodologías y procedimientos que se requieran para proveer información pertinente a la Contraloría General de la República. A la fecha, el equipo de regalías de CGR ha publicado varios informes de evaluación y seguimiento a la ejecución de regalías en el marco del SGR, los cuales se encuentran publicados en su página web: <http://www.contraloriagen.gov.co/>.

128 Para conocer los informes ingresar a <http://www.contraloriagen.gov.co/web/guest/informesconstitucionales>

129 Ver el resultado fiscal del Sistema General de Regalías 2012 – 2014 en http://www.contraloriagen.gov.co/documents/10136/194417167/Inf_Finanzas_Estado_Resultado-Fiscal-Regalias-2012-2014.pdf/d357ef35-edbc-4842-96bc-ec95a613639b?version=1.0

ANEXOS

Anexo No. 1 – Empresas Adheridas a la Iniciativa EITI Colombia 2013

Sector	Grupo	Empresa	NIT
Minería	Cerrejón	Cerrejón Zona Norte S.A.	830.078.038 - 6
	Cerrejón	Carbones de Cerrejón Limited	860.069.804 - 2
	Drummond	Drummond Ltd	800.021.308 - 5
	Drummond	Drummond Coal Mining LLG	830.037.774 - 3
	Grupo Prodeco (Glencore)	Carbones de la Jagua S.A.	802.024.439 - 2
	Grupo Prodeco (Glencore)	Prodeco S.A.	860.041.312 - 9
	Grupo Prodeco (Glencore)	Consorcio Minero Unido S.A. CMU	800.103.090 - 8
	Grupo Prodeco (Glencore)	Sociedad Portuaria Puerto Nuevo S.A.	900.273.253 - 2
	Grupo Prodeco (Glencore)	Carbones El Tesoro S.A.	900.139.415 - 6
	Cerro Matoso S.A.	Cerro Matoso S.A.	860.069.378 - 6
	Paz del Rio	Minas Paz del Rio S.A	900.296.550 - 4
	Mineros	Mineros S.A.	890.914.525 - 7
	Petróleo y Gas	Ecopetrol	Ecopetrol S.A.
Pacific		Meta Petroleum Corp	830.126.302 - 2
Pacific		Pacific Stratus Energy Colombia Corp	800.128.549 - 4
Pacific		Petrominerales Colombia Corp Sucursal Colombia	830.029.881 - 1
Equión Energía Limited		Equión Energía Limited	860.002.426 - 3
Perenco		Perenco Oil and Gas Colombia Limited	860.521.658 - 1
Perenco		Perenco Colombia Limited	860.032.463 - 4
Canacol		CNE Oil&Gas SAS	900.713.658 - 0
Canacol		Shona Energy Colombia limited	900.108.018 - 2
Canacol		Geoproduction Oil&Gas Company of Colombia	830.111.971 - 4
Chevron		Chevron Petroleum Company	860.005.223 - 9
Hocol		Hocol S.A.	860.072.134 - 7
Mansarovar		Mansarovar Energy Colombia Ltd	800.249.313 - 2
Occidental		Occidental de Colombia LLC	860.053.930 - 2
Occidental		Occidental Andina LLC	860.004.864 - 5
Cepsa Colombia		Cepsa Colombia S.A.	830.080.672 - 2
Gran Tierra		Gran Tierra Energy Colombia Ltd	860.516.431 - 7
Gran Tierra	Petrolifera Petroleum (Colombia) Limited	900.139.306 - 1	
Parex	Parex Resources Ltda Sucursal	900.268.747 - 9	



Anexo No. 2 – Plan de Acción Nacional

www.eiti.upme.gov.co



Anexo No. 3 – Concepto jurídico ANH

www.eiti.upme.gov.co



Anexo No. 4 – Concepto jurídico ANM

www.eiti.upme.gov.co

Anexo No. 5 – Pagos Subnacionales en millones de pesos

Impuestos, pagos e inversión industrias extractivas	Total Empresas Adheridas 2013	%
Impuestos y Regalías		
Impuesto de Renta (causación)*	\$7.456.998	22%
Impuesto sobre la Renta para la Equidad CREE (causación)*	\$2.774.504	8%
Impuesto al Patrimonio (caja)*	\$735.464	2%
Regalías (caja)	\$8.680.547	25%
Pagos e inversión sector hidrocarburos		
Dividendos Ecopetrol S.A. (1) (caja)	\$13.193.557	39%
Uso del subsuelo en exploración (caja)	\$10.105	0%
Uso del subsuelo en producción (caja)	\$6.772	0%
Transferencia de tecnología (caja)	\$3.777	0%
Precios Altos (caja)	\$401.656	1%
Participación en la producción	\$147.536	0%
Programa en Beneficio de las Comunidades -PBC (2)	\$190.587	1%
Impuestos, pagos e inversión sector minero		
Compensaciones	\$245.195	1%
Canon Superficial (3)	\$8.101	0%
Impuesto al Oro, Plata y Platino -OPP (caja)	\$8.836	0%
Inversión e Inversiones Sociales -Clausula Social (4)	\$8.660	0%
Sub Total	\$33.872.298	
Pagos sub-nacionales		
ICA	\$183.015	0,50%
Predial	\$32.097	0,10%
Alumbrado público	\$21.945	0,10%
Valorización	\$2.415	0,00%
Impuesto al Registro	\$11	0,00%
Sub Total - sub - nacionales	\$239.482	
Total	\$34.111.780	100%

FUENTE: EY, 2015. Recopilación de Información del Administrador Independiente



Anexo No. 6 – Contratos Industria Extractiva Vigentes 2013

www.eiti.upme.gov.co

Anexo No. 7 - Definiciones Contratos de Asociación

Definiciones remitidas por Ecopetrol S.A., en el marco de la recopilación de información EITI.

1. Contrato de Asociación

Contrato de colaboración que surge del Decreto 2310 de 1974. Tiene por objeto la exploración del área contratada y la explotación del petróleo que pudiera encontrarse en esta área.

El riesgo exploratorio es asumido por la Asociada en su totalidad, es decir, la asociada realiza las actividades de exploración por su cuenta y riesgo. Si hay un descubrimiento y Ecopetrol acepta la comercialidad del campo, entra a participar en el desarrollo del campo. Se crea entonces una Cuenta Conjunta y las Partes participan de los gastos e inversiones, según el porcentaje que se defina en el contrato. Adicionalmente, se le reembolsa a la Asociada los Costos Directos de Exploración, según los términos de cada contrato.

Si Ecopetrol no acepta la comercialidad y la Asociada tiene derecho a ejecutar los trabajos que estime necesarios para la explotación de dicho campo (solo riesgo), y de reembolsarse, dependiendo del contrato, el porcentaje definido en cada contrato para tal fin (200%, 100% o 50%).

La máxima autoridad del contrato de asociación es el Comité Ejecutivo, que se crea a partir de la declaración de comercialidad. La mayoría de las decisiones deben ser adoptadas por unanimidad.

La duración del contrato es de máximo 28 años así: 6 años para el periodo exploratorio contados desde la fecha efectiva, prorrogable por 1 o 2 años más, si así lo solicita la Asociada. El periodo restante será de explotación.

2. Contrato de Producción Incremental

Tiene por objeto obtener producción incremental de hidrocarburos en los campos iniciales y en posibles nuevos descubrimientos dentro del Volumen Contratado, que es la porción de superficie y subsuelo conformado por los campos en los que se van a adelantar los trabajos de producción incremental.

Se compone de dos etapas, una inicial y una complementaria. La inicial tiene una duración de hasta 3 años en los cuales la Asociada debe ejecutar el Programa inicial de trabajo aprobado por Ecopetrol para tener derecho (no obligación) a continuar con la etapa complementaria. La etapa complementaria tiene una duración de hasta 19 años o el equivalente para completar 22 años con la etapa inicial. Si la Asociada decide continuar con la etapa complementaria, deberá informarlo por escrito a Ecopetrol con una antelación no menor a 90 días a la fecha de terminación de la etapa inicial, acompañando la decisión con una propuesta del Plan de Desarrollo para cada campo inicial.

De los hidrocarburos producidos en el Volumen Contratado, será propiedad de Ecopetrol el 100% de la producción básica. Por su parte, la producción incremental, que es el volumen de hidrocarburos que se obtenga por encima de la producción básica, como resultado de las Actividades de Inversión, será propiedad de las partes, de acuerdo con el porcentaje establecido en cada contrato.

La máxima autoridad en el contrato es el Comité Ejecutivo quien estará encargado de tomar todas las decisiones para aprobar, controlar y supervisar todas las operaciones que se adelanten durante la vigencia del contrato.

La Gerencia Conjunta es un órgano encargado de supervisar la ejecución de los programas de trabajo y la ejecución del presupuesto anual, entre otras.

3. Contrato de Producción con riesgo para campos descubiertos no desarrollados y campos inactivos (Primera Ronda 2003)

Un campo descubierto no desarrollado es aquella área en donde se han realizado uno o varios descubrimientos cuya explotación no ha resultado viable económicamente al momento de entrar en vigencia la ley 756 de 2002 (modificatoria de regalías). En consecuencia, no se han realizado en dicho campo inversiones de desarrollo traducidas en pozos de desarrollo y/o facilidades de producción (tanques de almacenamiento, separadores, tratadores, calentadores, medidores, plantas de desalación y deshidratación, botas de gas, medios de recolección y transporte de crudo y gas, etc).

Una vez determinado este punto, se puede decir que el contrato consiste en la entrega por parte de Ecopetrol de las instalaciones e información existentes respecto del Campo contratado a la Asociada para que ésta haga las evaluaciones que sean necesarias (periodo de evaluación), y en el caso en que resulte técnica y económicamente viable para la asociada, ponga en producción el Campo contratado de las formaciones y yacimientos actualmente descubiertos. Se podrán desarrollar actividades de exploración durante la ejecución del contrato, y que tengan objetivos exploratorios diferentes a las Formaciones o a los yacimientos descubiertos asociados a las instalaciones que se le entreguen. Estas actividades se informarán a Ecopetrol. En caso de realizarse un descubrimiento, la producción que se obtenga de éste se distribuirá entre las partes de acuerdo con lo establecido en cada contrato. Si terminado el periodo de evaluación es viable técnica y económicamente la explotación, se entrará automáticamente a la etapa de desarrollo.

El contrato tiene una duración de 10 años contados a partir de la fecha de suscripción, 1 año para el periodo de evaluación y un máximo de 9 años para el periodo de desarrollo, contados a partir de la terminación del periodo de evaluación. La duración definitiva de este periodo de desarrollo dependerá de evaluaciones técnico-económicas.

4. **Contrato de operación para la producción con riesgo para campos descubiertos no desarrollados y campos inactivos (Segunda Ronda 2005).**

Esta segunda ronda de campos descubiertos no desarrollados e inactivos se manejó bajo una modalidad de “operación”, ya no con derechos sobre la participación en la producción para la otra parte distinta a Ecopetrol. De esta forma Ecopetrol mantuvo sus derechos de exploración y explotación de los hidrocarburos que se encontraban en el área, asignándole a la operación la función de poner en producción las formaciones descubiertas dentro del volumen del contrato a cambio de remuneración por los servicios de operación prestados equivalentes a un porcentaje en la producción.

Este contrato, al igual que el anterior, tiene una duración de 10 años, con un periodo de evaluación de 8 meses dentro del cual debía cumplir con un compromiso mínimo por su cuenta y riesgo y evaluar técnicamente el campo y un periodo de desarrollo con una duración de 9 años, 4 meses.

Estos contratos suscritos en la segunda ronda tienen una fecha efectiva que correspondía al día hábil siguiente a la aprobación del Plan de Manejo Ambiental, por lo que los 10 años, cuentan a partir de dicha fecha efectiva.

Las instalaciones que se construyan durante la ejecución del contrato, serán de propiedad de la operadora y quedarán bajo su manejo, aún después de la terminación del contrato. Lo único que pasa a ser de propiedad de Ecopetrol al finalizar el contrato son los pozos perforados. Esto también aplica para la primera ronda.

No obstante al no existir un órgano de dirección y manejo dentro de estas modalidades, Ecopetrol tiene el derecho en cualquier tiempo y por los procedimientos que considere apropiados a presenciar toda la operación durante la vigencia del contrato y comprobar toda la información suministrada por la Operadora.

5. **Contrato de Participación de Riesgo**

El objeto de este contrato es la exploración del área contratada y la explotación del petróleo de propiedad nacional que pueda encontrarse en dicha área. A diferencia del contrato de asociación, Ecopetrol junto con la Asociada llevan a cabo actividades de exploración en el área y se reparten entre sí los riesgos y costos de los mismos en la proporción establecida en el contrato junto con el petróleo producido.

Bajo esta modalidad y dado que Ecopetrol participa en el riesgo exploratorio, la constitución del Comité Ejecutivo, se constituye desde el inicio del contrato.

El periodo de exploración será de 6 años, prorrogable por 1 o 2 años más dependiendo del contrato, y el periodo de explotación será el lapso que falte para cumplir un total de 28 años, teniendo en cuenta el periodo de exploración.

En términos generales, este tipo de contratos se diferencia del Contrato de Asociación principalmente por la participación en el riesgo exploratorio así como en los gastos e inversiones durante la etapa de exploración por parte de Ecopetrol.

6. **Contrato de Servicio de Producción con Riesgo Área Casanare**

Este contrato fue suscrito en el año 1999 con UT Termo-técnica-Ivor y Asociados, establece que El Contratista (hoy Canacol) se obliga para con ECOPETROL a producir por su cuenta y riesgo y en forma técnica y económica, los hidrocarburos a través de los pozos Rancho Hermoso-1 y Rancho Hermoso-2P, localizados en jurisdicción de los municipios de Yopal y Orocué, respectivamente, departamento de Casanare.

En desarrollo de dicho contrato se está explotando únicamente la formación Mirador. De igual forma, el contrato establece que la totalidad de la producción de hidrocarburos, así como los pozos existentes, son de propiedad de Ecopetrol.

El objeto básico del contrato es la extracción, recolección, separación, tratamiento, almacenamiento, fiscalización y transporte de los hidrocarburos producidos a través de los pozos existentes. Igualmente, el contratista se obliga a transportar el hidrocarburo líquido producido en el campo Rancho Hermoso hasta la estación La Gloria Norte. El contratista deberá construir las facilidades de producción y de disposición de fluidos residuales.

El contrato consta de dos etapas, la etapa inicial con una duración de dos años máximo, durante la cual el contratista debe cumplir los compromisos estipulados en el programa inicial de trabajo que le permita definir la potencialidad de los pozos, objeto del contrato, y tomar la decisión de continuar o no con la etapa complementaria. La segunda etapa corresponde a la denominada etapa complementaria, con una duración de 8 años en la cual el contratista continuará explotando los pozos existentes durante el desarrollo del contrato.

El contrato estipula que por los servicios de producción que el contratista preste a Ecopetrol, en cumplimiento del contrato, Ecopetrol reconocerá y pagará al Contratista, mensualmente una tarifa en dólares americanos por barril de hidrocarburo líquido producido y transportado hasta la estación La Gloria Norte, definida en el contrato. Mediante otrosí de fecha 31 de julio de 2008, se modificó la duración del contrato hasta el límite económico del campo.

7. **Acuerdo de Participación en el Área Casanare**

Fue suscrito el 30 de abril de 2007 con Rancho Hermoso S.A., en vista de que el alcance del Contrato de Servicio de Producción con Riesgo anteriormente mencionado, no contempla actividades de explotación en formaciones distintas a Mirador. Rancho Hermoso S.A. propuso a Ecopetrol un esquema de negocio, bajo un sistema de participación en la producción de hidrocarburos que pudieran explotarse en las formaciones distintas a Mirador, presentes en el área del contrato; por tal razón en dicho acuerdo Rancho Hermoso ostenta la condición de Asociada toda vez que tiene derechos sobre la producción que se obtenga del área contratada.

La duración de este contrato es hasta el límite económico.

Este acuerdo otorgó a la Asociada derechos sobre la producción, después de deducido el porcentaje correspondiente a las regalías, en la siguiente proporción: setenta por ciento (70%) para Ecopetrol S.A. y treinta por ciento (30%) para La Asociada, con variaciones a favor de Ecopetrol por precios altos.

La asociada asume todas las inversiones y gastos necesarios para la operación de los campos.

8. **Contrato de Colaboración Empresarial para la exploración y explotación del área “La Cira Infantas”**

El contrato entre Ecopetrol y Occidental Andina, celebrado el 6 de septiembre de 2005, tiene por objeto la colaboración conjunta de las Partes con el fin de incrementar el valor económico del campo La Cira Infantas, mediante actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que incluye, entre otros, un proyecto de producción incremental para mejorar el factor de recobro, optimización de procesos y actividades exploratorias.

Por una parte, Ecopetrol cede parcialmente a favor de Occidental Andina sus derechos de exploración y producción en el Área Contratada, y aporta los recursos financieros y el derecho de uso preferencial de la infraestructura existente en dicha zona. A su vez, Occidental Andina aporta los recursos financieros y su experiencia técnica y operativa en proyectos de redesarrollo de campos maduros y tecnologías de recobro mejorado.

Ecopetrol es el operador, y como tal, por cuenta de las partes y sin representarlas, se encarga de dirigir y ejecutar y controlar, directamente o mediante contratistas, las actividades operacionales.

La duración del contrato es hasta el límite económico. Y se divide en tres fases. La primera con una duración de 180 días, la segunda con una duración de 730 días y la tercera hasta el límite económico.

Adicionalmente se aplican ajustes por altos niveles de producción, así como por precios altos, los cuales benefician a Ecopetrol.

Su máximo órgano rector es el Comité Ejecutivo.

9. **Contrato de servicios y colaboración técnica Casabe**

El objeto de este contrato, suscrito entre Ecopetrol y la firma Schlumberger el 26 de abril de 2004, es la evaluación, diseño y ejecución de programas de trabajo específicamente con el objeto de aumentar el valor en el Campo Casabe mediante el desarrollo de actividades para la obtención de producción incremental, aplicación de nuevas tecnologías, aplicación de técnicas para el manejo de yacimiento y reducción de los costos de operación. En este contrato, Ecopetrol es el Operador y Schlumberger conserva un derecho de primera opción en lo que tenga que ver con las actividades a ser ejecutadas dentro del área de interés.

Como rasgo característico, ambas Partes pueden realizar inversiones, es decir, todas las actividades tendientes a evaluar, obtener e incorporar valor incremental en el área de interés. Tales actividades son desarrolladas directamente por las Partes o a través de contratistas (Ecopetrol) o subcontratistas (Schlumberger), y serán reembolsadas dependiendo del valor incremental (valoración mensual en USD de los resultados que se obtengan por la ejecución de los programas de trabajo) creado en desarrollo del contrato.

En materia de responsabilidades, tanto Ecopetrol como Schlumberger se comprometen a asumir toda responsabilidad por los daños y/o pérdidas que sufran su respectivo personal y bienes al servicio del contrato, independientemente de la causa.

En materia de responsabilidad, la máxima autoridad es el Comité Gerencial; y respecto de su duración, este contrato tenía un plazo inicial de ejecución de 10 años y fue modificado por un plazo adicional de 6 años más para el cual se estructuró un nuevo negocio.



Anexo No. 8 - Contrato de Compraventa de Crudo Ecopetrol y ANH

www.eiti.upme.gov.co

Anexo No 9. Consideraciones a los resultados de cotejo

Anexo realizado a partir de información suministrada por los actores institucionales y del sector privado donde dan a conocer las posibles causas de las diferencias identificadas por el Administrador Independiente durante el ejercicio de cotejo de la información, y que no pudieron ser resueltas en el desarrollo de dicha etapa.

A. AGENCIA NACIONAL DE MINERÍA – ANM

La Agencia Nacional de Minería – ANM da a conocer las posibles causas a las diferencias identificadas por el Administrador Independiente:

1. CERREJÓN

Resultados: Compensaciones Minería - en miles de pesos

Grupo / Empresas	Reportado por		Diferencia
	Empresas	Gobierno	
Cerrejón	\$ 20.406.485	\$ 1.215.740	\$ (19.190.745)
Cerromatoso S.A.	\$ 7.906.761	\$ 57.918.721	50.011.960
Drummond	\$ 155.705.229	\$ 155.705.229	\$ 0
Grupo Prodeco (Giencore)	\$ 31.860.466	\$ 29.448.135	\$ (2.412.331)
Minas Paz del Río S.A.	\$ 1.482.380	\$ 907.462	\$ (574.918)
Mineros S.A.	\$ -	\$ -	\$ -
Total	\$ 217.361.321	\$ 245.195.287	\$ 27.833.966

La diferencia presentada en el informe EITI Colombia 2013 en la página “Compensaciones Mineras” con relación al Grupo Cerrejón corresponde a la Compensación pagada por concepto de la Utilidad Operacional causada en el periodo enero a diciembre 31 de 2012, la cual fue de USD10.447.980 suma que fue cancelada en pesos colombianos al Ministerio de Hacienda y Crédito Público por valor de \$19.190.745.184, como consta en el oficio radicado con el número 20135000134882 del 30 de abril de 2013.

2. CERROMATOSO S.A

Resultados: Regalías Minería - en miles de pesos

Grupo / Empresas	Reportado por		Diferencia
	Empresas	Gobierno	
Cerrejón	\$ 302.434.724	\$ 302.434.724	\$ (0)
Cerromatoso S.A.	\$ 94.901.610	\$ 67.571.841	\$ (27.329.769)
Drummond	\$ 377.487.690	\$ 373.685.452	\$ (3.802.239)
Grupo Prodeco (Giencore)	\$ 276.221.950	\$ 278.650.550	\$ (2.428.600)
Minas Paz del Río S.A.	\$ 1.150.495	\$ 906.480	\$ (244.015)
Mineros S.A.	\$ 1.465.217	\$ -	\$ (1.465.217)
Total	\$ 1.053.661.686	\$ 1.023.249.047	\$ (30.412.640)

Resultados: Compensaciones Minería - en miles de pesos

Grupo / Empresas	Reportado por		Diferencia
	Empresas	Gobierno	
Cerrejón	\$ 20.406.485	\$ 1.215.740	\$ (19.190.745)
Cerromatoso S.A.	\$ 7.906.761	\$ 57.918.721	50.011.960
Drummond	\$ 155.705.229	\$ 155.705.229	\$ 0
Grupo Prodeco (Giencore)	\$ 31.860.466	\$ 29.448.135	\$ (2.412.331)
Minas Paz del Río S.A.	\$ 1.482.380	\$ 907.462	\$ (574.918)
Mineros S.A.	\$ -	\$ -	\$ -
Total	\$ 217.361.321	\$ 245.195.287	\$ 27.833.966

Una vez verificada la información en lo que respecta al contrato de Cerro Matoso. S.A, se identificó que la información reportada inicialmente corresponde al recaudo causado para el año 2013. Posteriormente, hubo una corrección y se agregó la información correspondiente a **caja del año 2013** (Se incluyó los datos del IV Trimestre de 2012 que fue pagada en 2013, y no se tiene en cuenta la información correspondiente al IV Trimestre de 2013 ya que ésta se pagó en el primer I Trimestre 2014.

3. **DRUMMOND LTD**
Resultados: Regalías Minería - en miles de pesos

Grupo / Empresas	Reportado por		Diferencia
	Empresas	Gobierno	
Cerrejón	\$ 302.434.724	\$ 302.434.724	\$ (0)
Cerromatoso S.A.	\$ 94.901.610	\$ 67.571.841	\$ (27.329.769)
Drummond	\$ 377.487.690	\$ 373.685.452	\$ (3.802.239)
Grupo Prodeco (Glencore)	\$ 276.221.950	\$ 278.650.550	\$ (2.428.600)
Minas Paz del Rio S.A.	\$ 1.150.495	\$ 906.480	\$ (244.015)
Mineros S.A.	\$ 1.465.217	\$ -	\$ (1.465.217)
Total	\$ 1.053.661.686	\$ 1.023.249.047	\$ (30.412.640)

La diferencia presentada en el informe de EITI Colombia 2013 respecto de las Regalías del titular minero Drummond Ltd., se debe al pago realizado por concepto de Ajuste de Regalías de los años 2010 y 2011 por \$3.672.620.659,85 e Indexación de las vigencias 2010 – 2011 por \$130.813.531,88 y de la vigencia 2012 por \$2.847.711,55.

4. **PRODECO (GLENCORE)**
Resultados: Regalías Minería - en miles de pesos

Grupo / Empresas	Reportado por		Diferencia
	Empresas	Gobierno	
Cerrejón	\$ 302.434.724	\$ 302.434.724	\$ (0)
Cerromatoso S.A.	\$ 94.901.610	\$ 67.571.841	\$ (27.329.769)
Drummond	\$ 377.487.690	\$ 373.685.452	\$ (3.802.239)
Grupo Prodeco (Glencore)	\$ 276.221.950	\$ 278.650.550	\$ (2.428.600)
Minas Paz del Rio S.A.	\$ 1.150.495	\$ 906.480	\$ (244.015)
Mineros S.A.	\$ 1.465.217	\$ -	\$ (1.465.217)
Total	\$ 1.053.661.686	\$ 1.023.249.047	\$ (30.412.640)

Resultados: Compensaciones Minería - en miles de pesos

Grupo / Empresas	Reportado por		Diferencia
	Empresas	Gobierno	
Cerrejón	\$ 20.406.485	\$ 1.215.740	\$ (19.190.745)
Cerromatoso S.A.	\$ 7.906.761	\$ 57.918.721	50.011.960
Drummond	\$ 155.705.229	\$ 155.705.229	\$ 0
Grupo Prodeco (Glencore)	\$ 31.860.466	\$ 29.448.135	\$ (2.412.331)
Minas Paz del Rio S.A.	\$ 1.482.380	\$ 907.462	\$ (574.918)
Mineros S.A.	\$ -	\$ -	\$ -
Total	\$ 217.361.321	\$ 245.195.287	\$ 27.833.966

Una vez revisada la información se hace la observación que la diferencia presentada es porque se clasificó como regalías (mes de abril) el valor correspondiente a \$2.428.598.347,00, (error en el ingreso de registros por parte de la ANM en el cuadro EITI Formato ANM), para Titular Minero: PRODECO C.I., valor que corresponde al pago de compensación del Primer Trimestre del año 2013 por valor de \$2.428.598.347,00=.

Quedando en firme los siguientes registros para regalías y compensaciones durante el mes de abril de 2013:

ABRIL	REGALÍAS
8.127.696.570,00	PRODECO REGISTRO INICIAL
5.699.098.223,00	PRODECO REGISTRO EN FIRME
-2.428.598.347,00	DIFERENCIA DE CONCILIACIÓN

ABRIL	COMPENSACIÓN
	PRODECO REGISTRO INICIAL
2.428.598.347,00	PRODECO REGISTRO EN FIRME
-2.428.598.347,00	DIFERENCIA DE CONCILIACIÓN

A continuación se relacionan los soportes generados por el sistema financiero en el cual se evidencian todos los recaudos recibidos durante la vigencia 2013 por cada empresa correspondiente al Grupo Glencore.

TERCERO	TOTAL RECAUDO 2013
PRODECO C.I.	\$ 249.294.457.464,39
CARBONES DE LA JAGUA	\$ 28.495.596.902,00
CARBONES EL TESORO S.A.	\$ 235.266.688,00
CONSORCIO MINERO UNIDO S.A.	\$ 30.073.364.347,00
TOTAL RECAUDOS	\$ 308.098.685.401,39

5. CANON SUPERFICIARIO

Resultados: Canon Superficial – Minería - en miles de pesos

Grupo / Empresas	Reportado por		Diferencia
	Empresas	Gobierno	
Cerrejón	\$ -	\$ -	\$ -
Cerromatoso S.A.	\$ 1.387.677	\$ 1.550.255	\$ (162.578)
Drummond	\$ -	\$ -	\$ -
Grupo Prodeco (Glencore)	\$ -	\$ -	\$ -
Minas Paz del Rio S.A.	\$ 2.560.158	\$ 5.460.448	\$ 2.900.290
Mineros S.A.	\$ 1.490.128	\$ 1.090.572	\$ (399.556)
Total	\$ 5.437.962	\$ 8.101.274	\$ 2.663.312

Las cifras reportadas son las registradas en los Estados Financieros de la Entidad (ANM); las enviadas inicialmente al Administrador Independiente, corresponden a las empresas solicitadas con todos los minerales asociados a los contratos de las empresas de la materialidad, no se especificó únicamente con los minerales del informe (Carbón, Níquel, Hierro y Oro).

Es importante señalar que respecto al informe final presentado por el Administrador Independiente, donde se encuentran diferencias en a los valores pagados atienden a las fechas de pago por las empresas vs las fechas del registro contable de la ANM, toda vez que el dinero se registra en los estados financieros de la Entidad una vez se identifique el concepto del pago y se efectuó la respectiva causación, por ende la fecha registrada en los libros contables de la ANM posiblemente es posterior a la fecha en la que la empresa realizó el pago.

B. EMPRESA MINAS PAZ DE RIO

Concepto Canon Superficial

Una de las posibles causas de la brecha identificada por el Administrador Independiente, tiene que ver con que La Agencia Nacional de Minería - ANM consolidó la obligación de pagos de canon superficial por títulos mineros cuyo objeto no es mineral de hierro (mineral objeto de reporte EITI) por valor de \$ 2.512.965.697, los cuales serían adicionales a los \$2.560.000.000 reportados. Según lo anterior, el valor total reportado por la ANM como obligación de pagar por la empresa durante 2013, suma la obligación adquirida de cánones superficiales por títulos mineros de carbón, los cuales no son objeto de reporte EITI para MPDR.

Otra posible causa, está relacionada con el tipo de contabilidad con que la empresa reportó la información motivo por el cual la Autoridad Minera no tuvo en cuenta la suma de \$ 1.613.652.446 pagada por concepto de canon superficial retroactivo de los años 2011 y 2012 pactada dentro del otro sí N° 9 al contrato 006-85M.

C. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH

La Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH da a conocer las causas de las diferencias identificadas por el Administrador Independiente en materia de regalías:

Grupo / Empresas	Reportado por		Diferencia
	Empresas	Gobierno	
Canacol	\$ 3.710.532	\$ 13.345.951	\$ 9.635.419
Cepsa Colombia S.A.	\$ 4.153.350	\$ 4.242.445	\$ 89.095
Chevron Petroleum Company	\$ 187.262.292	\$ 188.162.800	\$ 900.508
Ecopetrol S.A.	\$ 7.371.096.816*	\$ 7.316.705.005	\$ (54.391.811)
Equión Energía Limited	\$ 274.370	\$ 274.372	\$ 2
Gran Tierra	\$ 59.180	\$ 10.571	\$ (48.609)
Hocol S.A.	\$ 334.781	\$ 177.713	\$ (157.068)
Mansarovar Energy Colombia Ltd	\$ -	\$ -	\$ -
Occidental	\$ -	\$ -	\$ -
Pacific	\$ 36.317.991	\$ 29.314.531	\$ (7.003.460)
Parex Resources Ltda Sucursal	\$ 2.422.226	\$ 2.092.406	\$ (329.820)
Perenco	\$ -	\$ -	\$ -
Total	\$ 7.605.631.538	\$ 7.554.325.794	\$ (51.305.744)

CANACOL ENERGY

Para el reporte EITI, las empresas que se reportan dentro del grupo Canacol son: CNE Oil&Gas SAS (NIT 900.713.658–0) y Geoproduction Oil&Gas Company of Colombia (NIT 830.111.971–4).

La ANH reportó pagos de la empresa CNE Oil&Gas SAS (NIT 900.713.658 – 0) por valor \$8.515.546.000, correspondientes a regalías de crudo. Así mismo, la ANH reportó pagos de la compañía Geoproduction Oil & Gas Company of Colombia (NIT 830.111.971–4), por valor de \$1.159.291.000 correspondientes a regalías de crudo y \$3.671.114.000 por regalías de gas. Ambos reportes arrojan un valor de \$13.345.951.000.

REGALÍAS DE CRUDO REPORTADAS POR LA ANH

NIT Operadora	Razón Social Empresa Operadora	Total Miles COP \$
900.713.658 - 0	CNE Oil & Gas SAS	8.515.546
830.111.971 - 4	Geoproduction Oil & Gas Company of Colombia	1.159.291

REGALÍAS DE GAS REPORTADAS POR LA ANH

NIT Operadora	Razón Social Empresa Operadora	Total Miles COP \$
900.713.658 - 0	CNE Oil & Gas SAS	-
830.111.971 - 4	Geoproduction Oil & Gas Company of Colombia	3.671.114

La diferencia entre el reporte de las compañías y la ANH (\$9.635.419.000), se debe a que la ANH reportó valores para la compañía CNE Oil & Gas, los cuales hacen referencia a los pagos efectuados por la empresa Canacol Energy en su condición de operador, dado que en su momento CNE Oil & Gas no había sido constituida y la ANH incluyó estos pagos, al considerarla parte del Grupo Canacol.

En este sentido, la ANH incluyó pagos tanto de Geoproduction como de CNE Oil & Gas, pero tomando a esta última como parte de la empresa Canacol, mientras que la compañía reportó el valor relacionado únicamente para Geoproduction y no para CNE Oil & Gas, toda vez que esta no existía para el periodo del reporte.

La compañía Geoproduction reportó pagos correspondientes a regalías de gas por valor de \$3.710.532.000, mientras que la ANH reportó pagos por correspondientes a las regalías de gas \$3.671.114.000. La diferencia de \$39.418.000 a favor de la compañía, hace referencia a que los pagos relacionados por la empresa, se encuentran enmarcados dentro del contrato de comercialización de regalías de gas existente en 2013, en el cual las compañías comercializaban a nombre de la ANH los volúmenes de gas de regalías, se autoliquidaban y realizaban el pago en el mes siguiente a la explotación del gas. De este monto pagado, la ANH únicamente reconocía valor el gas liquidado.

Es válido mencionar que dichos acuerdos de gas fueron liquidados en 2015, y en la actualidad todo el gas de regalías se monetiza, es decir que se paga en dinero a la ANH.

Las diferencias antes mencionadas, se ven reflejadas en los estados financieros de la ANH, donde en la actualidad el saldo se mantiene, y es generado por que las liquidaciones de la compañía y de la ANH son distintas, lo que genera que se deban realizar revisiones entre valores pagados y reconocidos. Adicionalmente, cuando la liquidación y el pago corresponden al último trimestre, también se generan diferencias.

CEPSA COLOMBIA

La ANH reportó para la compañía Cepsa Colombia S.A. (NIT 830.080.672–2), pagos por valor de \$4.199.662.000 correspondientes a regalías de crudo, y pagos por valor de \$42.783.000 correspondientes a regalías de gas, reportando un total de \$4.242.445.000. La diferencia con las cifras de la compañía es de \$89.095.369.

REGALÍAS DE CRUDO REPORTADAS POR LA ANH

NIT Operadora	Razón Social Empresa Operadora	Total Miles COP \$
830.080.672 - 2	Cepsa Colombia S.A.	4.199.662

REGALÍAS DE GAS REPORTADAS POR LA ANH

NIT Operadora	Razón Social Empresa Operadora	Total Miles COP \$
830.080.672 - 2	Cepsa Colombia S.A.	42.783

Esta diferencia se debe a que la ANH reportó para la compañía Cepsa Colombia S.A. (NIT 830.080.672–2), pagos de regalías de crudo de abril 2013, por valor de \$89.095.369 del campo Akira – Contrato Cabrestero, los cuales correspondían a la compañía Parex Resources Ltda. (NIT 900.268.747–9). Si bien el ajuste fue realizado en la correspondiente liquidación, la ANH reportó este pago como realizado por Cepsa Colombia S.A.

Descontando esta diferencia en los reportes, la brecha desaparece.

CHEVRON

La ANH reportó para la compañía Chevron Petroleum Company (NIT 860.005.223 – 9), un monto correspondiente a regalías de gas por valor de \$188.162.800.000. La diferencia con las cifras de la compañía es de 900.508.000.

REGALÍAS DE GAS REPORTADAS POR LA ANH

NIT Operadora	Razón Social Empresa Operadora	Total Miles COP \$
860.005.223 - 9	Chevron Petroleum Company	188.162.800

Esta diferencia hace referencia a que los pagos relacionados por la empresa, se encuentran enmarcados dentro del contrato de comercialización de regalías de gas existente en 2013, en el cual las compañías comercializaban a nombre de la ANH los volúmenes de gas de regalías, se autoliquidaban y realizaban el pago en el mes siguiente a la explotación del gas. De este monto pagado, la ANH únicamente reconocía el valor liquidado.

Es válido mencionar que dichos acuerdos de gas fueron liquidados en 2015, y en la actualidad todo el gas de regalías se monetiza, es decir que se paga en dinero a la ANH.

Las diferencias antes mencionadas, se ven reflejadas en los estados financieros de la ANH, donde en la actualidad el saldo se mantiene, y es generado por que las liquidaciones de la compañía y de la ANH son distintas, lo que genera que se deban realizar revisiones entre valores pagados y reconocidos. Adicionalmente, cuando la liquidación y el pago corresponden al último trimestre, también se generan diferencias.

ECOPETROL

La ANH reportó para la compañía Ecopetrol S.A. (NIT 899.999.068–1) pagos por valor de \$6.869.625.375.000 correspondientes a regalías de crudo, y pagos por valor de \$447.079.630.000 correspondientes a regalías de gas, reportando un total de \$7.316.705.005.000. La diferencia con las cifras de la compañía es de \$54.391.811.000.

REGALÍAS DE CRUDO REPORTADAS POR LA ANH

NIT Operadora	Razón Social Empresa Operadora	Total Miles COP \$
899.999.068 - 1	Ecopetrol S.A.	6.869.625.375

REGALÍAS DE GAS REPORTADAS POR LA ANH

NIT Operadora	Razón Social Empresa Operadora	Total Miles COP \$
899.999.068 – 1	Ecopetrol S.A.	447.079.630

Esta diferencia se debe a que la ANH no incluyó en el reporte, el valor correspondiente al ajuste de 2012, el cual fue recaudado en el 2013 (\$20.888.439.470). Dicho valor no explica la totalidad de la diferencia (\$ 33.503.371.530 la cual representa el 1% sobre el total reportado), por lo que la ANH se encuentra verificando el origen de este valor, tanto desde en el rol de Ecopetrol como operador de campos de crudo y gas, como en el de comercializador del 98% de las regalías de crudo de la nación, derivado del acuerdo comercial con la ANH, vigente desde 2012.

GRAN TIERRA

Para el reporte EITI, las empresas que se reportan dentro del grupo Gran Tierra son: Gran Tierra Energy Colombia Ltd. (NIT 860.516.431-7) y Petrolífera Petroleum (Colombia) Limited (NIT 900.139.306–1).

La ANH reportó pagos de la empresa Petrolífera Petroleum (Colombia) Limited. (900.139.306-1) por valor \$6.003.000, correspondientes a regalías de crudo, y pagos por valor de \$4.568.000 correspondientes a regalías de gas. Ambos reportes arrojan un valor de \$10.571.000.

La diferencia con las cifras de la compañía es de \$48.609.000.

REGALÍAS DE CRUDO REPORTADAS POR LA ANH

NIT Operadora	Razón Social Empresa Operadora	Total Miles COP \$
860.516.431 - 7	Gran Tierra Energy Colombia Ltd.	-
900.139.306 - 1	Petrolífera Petroleum (Colombia) Limited	6.003

REGALÍAS DE GAS REPORTADAS POR LA ANH

NIT Operadora	Razón Social Empresa Operadora	Total Miles COP \$
860.516.431 - 7	Gran Tierra Energy Colombia Ltd.	-
900.139.306 - 1	Petrolífera Petroleum (Colombia) Limited	4.568

La diferencia entre el reporte de las compañías y la ANH, se debe a que la ANH no incluyó en el reporte para la compañía Petrolífera Petroleum (Colombia) Limited (NIT 900.139.306 – 1) un pago de regalías correspondiente a la liquidación de gas del Campo Brillante del año 2012, el cual fue pagado en marzo de 2013, por valor de \$46.403.246. Teniendo en cuenta lo anterior, persiste una diferencia de \$2.205.754, la cual se encuentra siendo verificada por la ANH.

HOCOL

La ANH reportó para la compañía Hocol S.A. (NIT860.072.134-7) pagos por valor de \$30.196.000 correspondientes a regalías de crudo, y pagos por valor de \$147.517.000 correspondientes a regalías de gas, para un total de \$177.713.000. La diferencia con las cifras de la compañía es de \$157.068.000.

REGALÍAS DE CRUDO REPORTADAS POR LA ANH

NIT Operadora	Razón Social Empresa Operadora	Total Miles COP \$
860.072.134 - 7	Hocol S.A.	30.196

REGALÍAS DE GAS REPORTADAS POR LA ANH

NIT Operadora	Razón Social Empresa Operadora	Total Miles COP \$
860.072.134 - 7	Hocol S.A.	147.517

La diferencia con la compañía se encuentra en que Hocol S.A. (NIT 860.072.134- 7) reportó el pago regalías de gas del contrato Casanare por valor de \$163.929.009, el cual la ANH no incluyó en su reporte, dado que este pago no se encuentra registrado en la ANH para el año 2013.

En cuanto a la diferencia restante (\$6.861.009), hace referencia a que los pagos relacionados por la empresa, se encuentran enmarcados dentro del contrato de comercialización de regalías de gas existente en 2013, en el cual las compañías comercializaban a nombre de la ANH los volúmenes de gas de regalías, se autoliquidaban y realizaban el pago en el mes siguiente a la explotación del gas. De este monto pagado, la ANH únicamente reconocía el valor liquidado.

Es válido mencionar que dichos acuerdos de gas fueron liquidados en 2015, y en la actualidad todo el gas de regalías se monetiza, es decir que se paga en dinero a la ANH.

Las diferencias antes mencionadas, se ven reflejadas en los estados financieros de la ANH, donde en la actualidad el saldo se mantiene, y es generado por que las liquidaciones de la compañía y de la ANH son distintas, lo que genera que se debe realizar revisiones entre valores pagados y reconocidos. Adicionalmente, cuando la liquidación y el pago corresponden al último trimestre, también se generan diferencias.

PACIFIC

Para el reporte EITI, las empresas que se reportan dentro del grupo Pacific son: Meta Petroleum Corp. (NIT 830.126.302-2), Pacific Status Energy Colombia Corp. (NIT 800.128.549 - 4) y Petrominerales Colombia Corp. Sucursal Colombia (NIT 830.029.881-1).

La ANH reportó pagos de la compañía Pacific Stratus Energy Colombia Corp. (800.128.549 - 4) por valor \$1.196.643.000, y de la compañía Petrominerales Colombia Corp. Sucursal Colombia (NIT 830.029.881 - 1), por valor de \$8.172.867.000 correspondientes a regalías de crudo. Así mismo, la ANH reportó pagos de la compañía Pacific Stratus Energy Colombia Corp. (800.128.549 - 4) por valor \$18.861.351.000, y de Petrominerales Colombia Corp. Sucursal Colombia (NIT 830.029.881 - 1), por valor de \$1.083.670.000 correspondientes a regalías de gas.

REGALÍAS DE CRUDO REPORTADAS POR LA ANH

NIT Operadora	Razón Social Empresa Operadora	Total Miles COP \$
830.126.302 - 2	Meta Petroleum Corp.	-
800.128.549 - 4	Pacific Stratus Energy Colombia Corp.	1.196.643
830.029.881 - 1	Petrominerales Colombia Corp. Sucursal Colombia	8.172.867

REGALÍAS DE GAS REPORTADAS POR LA ANH

NIT Operadora	Razón Social Empresa Operadora	Total Miles COP \$
830.126.302 - 2	Meta Petroleum Corp.	-
800.128.549 - 4	Pacific Stratus Energy Colombia Corp.	18.861.351
830.029.881 - 1	Petrominerales Colombia Corp. Sucursal Colombia	1.083.670

La ANH se encuentra identificando el origen de esta diferencia que persiste.

PAREX

La ANH reportó para la compañía Parex Resources Ltda. Sucursal (NIT 900.268.747 - 9), pagos por valor de \$2.081.858.000 correspondientes a regalías de crudo, y pagos por valor de \$10.548.000 correspondientes a regalías de gas, reportando un total de \$2.092.406.000. La diferencia con las cifras de la compañía es de \$329.820.000

REGALÍAS DE CRUDO REPORTADAS POR LA ANH

NIT Operadora	Razón Social Empresa Operadora	Total Miles COP \$
900.268.747 - 9	Parex Resources Ltda. Sucursal	2.081.858

REGALÍAS DE GAS REPORTADAS POR LA ANH

NIT Operadora	Razón Social Empresa Operadora	Total Miles COP \$
900.268.747 - 9	Parex Resources Ltda. Sucursal	10.548

Esta diferencia se debe a que la compañía empleó diferentes canales de pago (cheque, PSE, transferencia bancaria), donde parte de los recursos ingresaron a la ANH en los últimos días de 2013 y otros ingresaron contablemente en el año 2014. La ANH se encuentra identificando estos montos para eliminar la diferencia.

DERECHOS ECONÓMICOS

La Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH da a conocer las posibles causas de las mayores brechas identificadas por el Administrador Independiente en materia de Derechos Económicos:

Grupo / Empresas	Reportado por		Diferencia
	Empresas	Gobierno	
Canacol	\$ 353.982	\$ 261.310	\$ (92.672)
Cepsa Colombia S.A.	\$ 1.697.389	\$ 1.148.078	\$ (549.311)
Chevron Petroleum Company	\$ -	\$ -	\$ -
Ecopetrol S.A.	\$ 126.357.807	\$ 149.968.554	\$ 23.610.747
Equión Energía Limited	\$ 1.789.912	\$ 716.084	\$ (1.073.828)
Gran Tierra	\$ 193.771.578	\$ 130.913.166	\$ 62.858.412
Hocol S.A.	\$ 173.791.333	\$ 159.617.692	\$ (14.173.641)
Mansarovar Energy Colombia Ltd	\$ 188.885	\$ 188.885	\$ -
Occidental	\$ -	\$ -	\$ -
Pacific	\$ 97.158.494	\$ 73.592.185	\$ (23.566.309)
Parex Resources Ltda Sucursal	\$ 56.272.675	\$ 53.118.459	\$ (3.154.216)
Perenco	\$ 133.655	\$ 320.928	\$ 187.273
Total	\$ 651.515.710	\$ 569.845.341	\$ (81.670.369)

PACIFIC

Para Derechos Económicos, las empresas que conforman el Grupo Pacific son: Meta Petroleum Corp. (NIT 830.126.302 – 2), Pacific Stratus Energy Colombia Corp. (NIT 800.128.549 – 4) y Petrominerales Colombia Corp. Sucursal Colombia (NIT 830.029.881 – 1)

LA ANH reportó para las compañías del grupo Pacific por concepto de Derechos Económicos, pagos por valor de \$73.592.185.000. La diferencia entre el valor reportado por las compañías del grupo Pacific y la ANH es de \$23.566.309.000. Esta diferencia es explicada por la no inclusión de ANH, de pagos realizados en cuentas distintas a las dispuestas para abonar los recursos correspondientes a Derechos Económicos, específicamente a la cláusula de precios altos. De esta diferencia, \$22.258.960.000 corresponden a los meses de Febrero, Abril, Julio, Octubre de 2013, consignados en otras cuentas, representando el 94% de la brecha existente.

HOCOL

LA ANH reportó para la compañía Hocol S.A. (NIT 860.072.134 – 7) por concepto de Derechos Económicos, un valor de \$159.617.692.000. La diferencia entre el valor reportado por la compañía y la ANH es de \$14.173.641.000. Esta diferencia radica en que la ANH no incluyó pagos por concepto de Derechos Económicos de la cláusula Precios Altos, dado que ingresaron en cuentas distintas a las de Derechos Económicos.

GRAN TIERRA

Para Derechos Económicos, las empresas que conforman el reporte de Gran Tierra son: Gran Tierra Energy Colombia Ltd. (NIT 860.516.431-7) y Petrolífera Petroleum (Colombia) Limited (NIT 900.139.306-1).

La ANH reportó para la compañía pagos por Derechos Económicos por valor de \$130.913.166.000. La diferencia entre lo reportado por la compañía y la ANH es de \$62.858.412.000. Esta diferencia es explicada por la no inclusión por parte de la ANH de pagos por concepto de Derechos Económicos de la cláusula Precios Altos para Gran Tierra Energy y para Petrolífera Petroleum. Dichos recursos fueron girados a cuentas de regalías, por lo cual para el reporte inicial, fueron omitidos.

PAREX

La ANH reportó para la compañía Parex Resources Ltda. Sucursal (NIT 900.268.747-9), pagos por valor de \$53.118.459.000 por concepto de Derechos Económicos. La diferencia entre lo reportado por la compañía y la ANH es de \$3.154.216.000.

Esta diferencia obedece a la no inclusión por parte de la ANH de pagos por concepto de Derechos Económicos de la cláusula Precios Altos, correspondientes al mes de abril 2013.

Para las demás diferencias, la ANH se encuentra realizando las validaciones necesarias para identificar la causa de las mismas, encontrando de manera general lo siguiente:

- La ANH reportó información de derechos económicos y transferencia de tecnología recaudados en el 2013 en las cuentas bancarias destinadas para tal fin; sin embargo, algunas empresas consignaron estos recursos en cuentas bancarias destinadas a otros conceptos, como: Regalías, Banco de Información Petrolera y Litoteca, por lo que estos valores no fueron reportados por la ANH.
- Para el pago de la transferencia de tecnología (efectivo y especie), la ANH solo reportó lo recaudado en efectivo. Asimismo, las diferencias obedecen a que las compañías reportaron la totalidad de lo consignado por los grupos empresariales y la ANH reportó lo indicado por empresa.

D. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC

Notas de la Empresa:

- Regalías: El pago de regalías se hace en especie
- Derechos Económicos: La empresa no es sujeto del pago de este rubro dado que no cuenta con contratos suscritos con la ANH



Anexo No. 10 – Informe de Cotejo EY

www.eiti.upme.gov.co