INFORME EITI COLOMBIA

VIGENCIAS FISCALES
2014 y 2015

MINMINAS

TODOS POR UN NUEVO PAÍS

EITI COLOMBIA
Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas

Informe EITI Colombia Vigencias Fiscales 2014 y 2015

REPÚBLICA DE COLOMBIA

Ministerio de Minas y Energía
Germán Arce Zapata
Ministro de Minas y Energía
Carlos Andrés Cante Puentes
Viceministro de Minas y Líder de la Iniciativa EITI – Colomb

Secretaría Técnica Nacional
Catalina Morales Llanos
Coordinadora Nacional EITI
María Lorena Roa Barrera
Gerente Informe EITI
Mónica Díaz
Asesora Informe EITI

Firmas consultoras
Ernst & Young S.A.S

Consultores especializados
Gloria Patricia Gamba Saavedra

Entidades colaboradoras
Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP)
Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN)
Departamento Nacional de Planeación (DNP)
Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)
Agencia Nacional de Minería (ANM)
Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)
Departamento Nacional de Estadística (DANE)

Entidades cooperantes
Banco Mundial
Unión Europea
FIIAPP
ACTUE Colombia

Diseño
Monodual

Impresión
ROGGA Group

Bogotá, 2017

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

ACM: Asociación Colombiana de Minería
ACP: Asociación Colombiana del Petróleo
ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANM: Agencia Nacional de Minería
APP: Asociaciones Público-Privadas
BANREP: Banco de la República
CTN: Comité Tripartita Nacional
CPC: Constitución Política de Colombia
DNP: Departamento Nacional de Planeación
DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DIAN: Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales
EITI: Extractive Industry Transparency Initiative (Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas)
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 de Petróleo Diarios Consumidos
KBPDE: Miles de Barriles de Petróleo Diarios Exportados
KPCDC: Kilo Píe Cúbico Día Calendario
MHCP: Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MME: Ministerio de Minas y Energía
MBPE: Millones de Barriles de Petróleo Equivalentes
NIT: Número de Identificación Tributaria
OCAD: Órganos Colegiados de Administración y Decisión
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
RNNR: Recursos Naturales no Renovables
RUCOM: Registro Único de Comercializadores Mineros
SIMCO: Sistema de Información Minero Colombiano
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: Precio en dólares por barril de Petróleo

FIIAPP COOPERACIÓN ESPAÑOLA ACTUE MINMINAS BANCO MUNDIAL UNIÓN EUROPEA

Contenido

Prólogo 05
Presentación 06
Resumen ejecutivo 07
1. Contexto de la industria extractiva en Colombia 11
1.1 Caracterización de la industria extractiva colombiana 12
1.1.1 Sector hidrocarburos 12
1.1.2 Sector minero 12
1.1.3 Caracterización del componente ambiental en la industria extractiva colombiana 14
1.2 Marco institucional, normativo y fiscal 15
1.2.1 Marco institucional 15
1.2.2 Marco normativo 17
1.2.3 Régimen fiscal y tributario 19
1.2.4 Impuestos del nivel departamental y municipal 19
1.3 Aportes de la industria extractiva al país 20
1.3.1 Producto interno bruto 20
1.3.2 Exportaciones 22
1.3.3 Inversión extranjera directa (IED) 26
1.3.4 Precios 27
1.3.5 Otros aportes: empleo 27
2. Cadena de valor de la industria extractiva en Colombia 29
2.1 Sector minero 30
2.1.1 Exploración 30
2.1.2 Situación contractual (titulación) 32
2.1.3 Resultados de la titulación minera 32
2.1.4 Producción minera en Colombia 33
2.1.5 Fiscalización minera 34
2.1.6 *Zoom* regional 36
2.1.7 Sistemas públicos de información 38
2.1.8 Otras políticas y programas del sector minero 39
2.2 Sector hidrocarburos 46
2.2.1 Exploración 46
2.2.2 Situación contractual 46
2.2.3 Producción de hidrocarburos 48
2.2.4 Fiscalización en hidrocarburos 49
2.2.5 *Zoom* regional 50
2.2.6 Sistemas públicos de información 52
2.2.7 Otras políticas y programas 53
2.3 Ecopetrol 54

2.3.1 Composición accionaria y normatividad vigente 54
2.3.2 Principales resultados operacionales en Ecopetrol 58
3. Colombia en la iniciativa para la transparencia de la industria extractiva 65
3.1 Antecedentes: construcción del segundo reporte EITI Colombia 66
3.2 El estándar EITI y los requisitos adoptados 68
3.2.1 Beneficiarios reales 69
3.2.2 Acuerdo de provisión de infraestructura y de trueque 69
3.2.3 Pagos subnacionales 69
3.2.4 Grado de desglose de la información 71
3.2.5 Garantías de la calidad de los datos 71
3.2 Materialidad del informe EITI 71
3.3 Empresas adheridas 73
3.4 Proceso de adhesión de las empresas al segundo reporte EITI Colombia 74
3.4.1 Reseña de las empresas adheridas 76
3.5 Mecanismos de concentración y consultas (GAT, CTN) 82
4. Flujos de ingreso y distribución de regalías provenientes de la industria extractiva 85
4.1 Descripción de los flujos de ingresos nacionales 86
4.1.1 Rentas nacionales 88
4.1.2 Recursos propios de las entidades públicas de la industria extractiva colombiana 89
4.2 Otros pagos y aportes de la industria extractiva 90
4.2.1 Impuestos declarados 90
4.2.2 Regalías 92
4.2.3 Caso especial: proceso de pago de regalías y participaciones de hidrocarburos en especie 93
4.2.4 Pagos sociales 94
4.2.5 Pagos ambientales 98
4.3 Distribución y ejecución de los ingresos de la industria extractiva 102
4.3.1 Sistema general de regalías (SGR) 102
4.3.2 Asignación y ejecución de los recursos de regalías 104
4.3.3 *Zoom* regional 106
4.3.4 Seguimiento y trazabilidad en la ejecución pública de recursos 108
5. Pagos e ingresos nacionales, reportados y cotejados 113
5.1 Flujos e ingresos nacionales, reportados y cotejados 114
5.2 Metodología del cotejo 114
5.2.1 Premisas metodológicas 114
5.2.2 Pasos de la metodología 115
5.3 Resultados del cotejo de cifras 117
5.3.1 Hidrocarburos 119
5.3.2 Minería 125
5.4 Recomendaciones del Administrador Independiente 129
5.4.1 Recomendaciones del informe 2014/2015 129
5.4.2 Seguimiento a recomendaciones del informe 2013: Avance implementación 131
Anexo explicativo: Consideraciones a los resultados de cotejo informe EITI vigencias fiscales 2014 y 2015 139

Prólogo

Con la presentación de este segundo informe EITI Colombia, vigencias fiscales 2014 y 2015, Colombia reafirma el compromiso adquirido en 2013, cuando presentó su candidatura formal para ser parte de la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI, por sus iniciales en inglés). El informe es un esfuerzo conjunto entre las entidades del Estado que participan en la iniciativa y que reportan información, el sector privado y la sociedad civil, con el fin de contar con información más actualizada de temas económicos, fiscales, legales y coyunturales de la industria extractiva en el país.

Este informe representa un avance muy importante con respecto al primero, ya que se obtiene para 2014 una brecha de 0,3 % y del 0,01 % para 2015 con respecto al total de los ingresos reportados por las empresas adheridas. Así mismo, profundiza en la información contextual con el fin de que el lector pueda tener elementos que le permitan comprender la coyuntura del sector extractivo en Colombia y su funcionamiento. Adicionalmente, con miras a los retos propuestos desde la Secretaría Internacional, este informe busca cumplir con los requisitos estipulados en el nuevo Estándar EITI Internacional de 2016.

El proceso emprendido por Colombia ha avanzado, con miras a proporcionar información a los ciudadanos del común, para qué puedan entender el funcionamiento del sector de manera sencilla y clara, y que esto les permita contar con herramientas suficientes para generar debates informados y basados en cifras reales.

Presentación

En el año 2013 Colombia inició su proceso de adhesión voluntaria a la Iniciativa de Transparencia en la Industria Extractiva (EITI, por sus siglas en inglés), y fue aceptado como país candidato en 2014. En tal condición, Colombia debe demostrar que está dispuesto a cumplir con todos los requisitos que se les exige a los países miembros de dicha Iniciativa, por lo cual procedió a presentar su primer informe de cumplimiento en diciembre de 2015[1] . El contenido de dicho reporte muestra que el Estado colombiano asumió responsablemente el cumplimiento de las prácticas inherentes a esta Iniciativa, al punto de convertirlas en una herramienta complementaria de la gestión del gobierno enfocada en propiciar la transparencia y la rendición de cuentas del sector extractivo.

En este segundo informe se incluye información actualizada del período 2014 y 2015, con un nivel de detalle que les permite a los interesados aproximarse de manera más objetiva a las múltiples realidades de la administración de la riqueza natural del territorio y construir opiniones más informadas que enriquezcan el debate público acerca de cómo el país puede mejorar la gobernanza de sus recursos naturales no renovables y cómo los ciudadanos pueden ejercer una participación más activa respecto al seguimiento de esta industria.

Por disposición del Gobierno Nacional, el Viceministerio de Minas viene ejerciendo como líder de la iniciativa EITI en Colombia, en tal sentido coordina el trabajo de las instituciones públicas con las empresas del sector extractivo que voluntariamente han decidido participar, y facilita la intervención con los representantes de la sociedad civil. El principal mecanismo utilizado para concretar esta coordinación ha sido el Comité Tripartita Nacional (CTN), cuyo objetivo es discutir, analizar y supervisar el cumplimiento de los requisitos y los avances en la implementación del estándar. Este ejercicio ha representado un interesante proceso en la construcción de confianza y una ardua tarea de conciliación de los intereses que cada parte representa. Por ello, se hace un reconocido agradecimiento a los partícipes de esta estrategia, en especial a las empresas adherentes, ya que gracias a su participación se cuenta con el material clave para poder avanzar en el ejercicio de materialidad, sin desconocer el relevante rol que juegan los representantes de la sociedad civil, cuyas preocupaciones han llevado, entre otros, a robustecer la Iniciativa para que se convierta en un instrumento que facilite un mayor entendimiento con los actores locales del país.

Carlos Andrés Cante Puentes
Viceministro de Minas
Ministerio de Minas y Energía

1. http://www.eiti.upme.gov.co/eiti/sites/default/files/INFORME_EITI_2013.pdf

Resumen ejecutivo

Para el período 2014 y 2015, el comportamiento de la industria extractiva colombiana, contrario a lo reportado en el primer informe (vigencia 2013), presentó una tendencia decreciente en la mayoría de los indicadores sectoriales, principalmente en los montos de inversión extranjera directa y en las exportaciones, los cuales registraron caídas del 32,5 % y 26,1 % promedio anual, respectivamente; lo que significó aproximadamente USD 23 mil millones anuales menos en dicho período. Consecuente con esa tendencia, los ingresos para el país por concepto de impuestos y regalías también descendieron en proporciones semejantes. El recaudo de impuestos disminuyó el 34,8 % y el de regalías en 10,7 %, es decir que se dejaron de percibir cerca de USD 3 mil millones al año.

La situación descrita se ha generado, en gran parte, como respuesta al ciclo decreciente en los niveles de precios de las materias primas de origen petrolero y minero presentado a partir del 2013, sumado a múltiples factores de índole externa como la desaceleración económica mundial, el menor crecimiento de la demanda de China (principal consumidor de petróleo y productos mineros) y la sobreoferta en la producción mundial de petróleo, entre otros. Este ciclo decreciente ha generado el replanteamiento de los programas de exploración y explotación alrededor del mundo, condicionándolos a la recuperación de precios y paralelamente a un reacomodo del mercado minero energético mundial con cierres, fusiones y adquisiciones, de los cuales Colombia no ha sido ajena.

Vale la pena recordar que en materia de hidrocarburos y minería, Colombia se destaca en la producción de petróleo, seguida por carbón, metales preciosos (oro, platino y plata), ferroníquel y materiales de construcción; sectores que juegan un papel de relevancia en la economía del país y en la generación de rentas, empleo y pagos que esta industria realiza en programas ambientales y sociales en los niveles locales donde opera.

Ilustración I. Síntesis industria extractiva, 2014-2015

APORTES DE LA INDUSTRIA EXTRACTIVA AL PAÍS

Producto Interno Bruto

	2014	2015pr
PIB Colombia	257.657	193.479
Ind. Extractiva	18.653	13.673
Part. (%)	7,2%	7,1%
Part. Hidroc. (%)	5,2%	5,1%
Part. Minería	2,1%	2,0%

Exporta-ciones

2014	2015pr
54.795	35.691
35.257	19.230
64,3%	53,9%
47,0%	36,0%
17,3%	17,9%

Inversión Extranjera Directa

2014	2015pr
16.325	12.108
6.313	3.596
38,7%	29,7%
29,0%	25,3%
9,7%	4,4%

Impuestos Declarados

2014	2015pr
6.269	2.217
81,6%	67,2%
18,4%	32,8%

Regalías

	2014	2015pr
Ind. Extractiva	4.691	2.571
Part. Hidroc. (%)	83,3%	76,1%
Part. Minería	16,7%	23,9%

	2013	2014	2015pr
PIB Col	264.236	257.657	193.479
PIB SMH	20.195	18.653	13.673
% del PIB Total	7,6%	7,2%	7,1%
PIB Hidrocarb.	14.578	13.321	9.843
% del PIB Total	5,5%	5,2%	5,1%
PIB Minería	5.617	5.331	3.830
% del PIB Total	2,1%	2,1%	2,0%

	2013	2014	2015pr
Exportac Col	58.824	54.795	35.691
Xs SMH	37.803	35.257	19.230
% del Xs Total	64,3%	64,3%	53,9%
Xs Hidrocarb.	27.646	25.761	12.834
% del Xs Total	47,0%	47,0%	36,0%
Xs Minería	10.157	9.496	6.395
% del Xs Total	17,3%	17,3%	17,9%

	2013	2014	2015pr
IED Col	16.209	16.325	12.108
IED SMH	8.089	6.313	3.596
% del IED Total	49,9%	38,7%	29,7%
IED Hidrocarb.	5.112	4.732	3.063
% del IED Total	31,5%	29,0%	25,3%
IED Minería	2.977	1.582	533
% del IED Total	18,4%	9,7%	4,4%

	2013	2014	2015pr
Impuestos Col			
Tx SMH	8.213	6.269	2.217
% del Tx Total			
Imp. Hidrocarb.	6.945	5.117	1.490
% del Tx Total	84,6%	81,6%	67,2%
Imp. Minería	1.268	1.152	727
% del Tx Total	15,4%	18,4%	32,8%

	2013	2014	2015pr
Regalías Col	4.856	4.691	2.571
Regalías Hidroc	4.066	3.906	1.957
% Regal Total	83,7%	83,3%	76,1%
Regal. Minería	790	785	613
% Regal Total	16,3%	16,7%	23,9%

CADENA DE VALOR DE LA INDUSTRIA EXTRACTIVA AL PAÍS

TÍTULOS Y CONTRATOS VIGENTES
- Hidrocarburos
- Minería

PRODUCCIÓN
- Petróleo
- Gas
- Carbón
- Oro
- Níquel
- Hierro

REGALÍAS
- Hidrocarburos
- Minería

DISTRIBUCIÓN Y EJECUCIÓN DE RECURSOS
- Sistema General de Regalías

Resultados generales de la recopilación y cotejo

La siguiente tabla contiene los resultados del proceso de cotejo al 19 de diciembre de 2016: Para efectos de presentación y para compensar diferencias por redondeo en decimales, las diferencias resultantes del proceso de cotejo de un millón de pesos colombianos fueron aproximadas por el administrador independiente.

Tabla I. Resultados generales por rubro 2014 y 2015

*cifras en millones de pesos

Rubros	Empresas		Gobierno		Diferencia		%	
Hidrocarburos	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015
Impuesto de renta	$ 4.746.423	$ 1.027.478	$ 4.746.423	$ 1.027.478				
Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE)	$ 1.772.004	$ 646.234	$ 1.772.004	$ 646.234				
Impuesto al patrimonio	$ 615.679	$ 612.096	$ 611.928	$ 612.096	$ (3.751)		(0,6) %	
Regalías pagadas en dinero	$ 749.941	$ 835.125	$ 665.137	$ 836.293	$ (84.804)	$ 1.168	(12,7) %	0,1 %
Comercialización de regalías en especie	$ 7.109.401	$ 4.333.766	$ 7.109.401	$ 4.333.766				
Derechos económicos	$ 732.135	$ 266.691	$ 731.773	$ 263.739	$ (362)	$ (2.952)	(0,0) %	(1,1) %
Dividendos Ecopetrol	$ 10.769.896	$ 4.149.000	$ 10.769.896	$ 4.149.000				
Total hidrocarburos	$ 26.495.479	$ 11.870.390	$ 26.406.562	$ 11.868.606	$ (88.917)	$ (1.784)	(0,3) %	(0,0) %
Minería								
Impuesto de renta	$ 260.626	$ 332.479	$ 260.626	$ 332.479				
Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE)	$ 110.628	$ 187.843	$ 110.628	$ 187.843				
Impuesto al patrimonio	$ 114.837	$ 114.837	$ 127.636	$ 114.837				
Impuesto al oro, plata y platino (OPP)	$ 8.026	$ 9.645	$ 8.026	$ 9.645				
Regalías pagadas en dinero	$ 1.173.066	$ 1.254.670	$ 1.173.154	$ 1.257.695	$ 88	$ 3.025	00 %	0,2 %
Compensaciones económicas	$ 181.638	$ 227.477	$ 181.658	$ 228.159	$ 20	$ 682	00 %	0,3 %
Canon superficiario	$ 3.331	$ 3.260	$ 3.194	$ 3.186	$ (137)	$ (74)	(4,3) %	(2,3) %
Total minería	$ 1.864.951	$ 2.130.211	$ 1.864.922	$ 2.133.844	$ (29)	$ 3.633	(0,0) %	0,2 %
Total empresas hidrocarburos y minería	$ 28.360.430	$ 14.000.601	$ 28.271.484	$ 14.002.450	$ (88.946)	$ 1.849	(0,3) %	0,0 %

Rubros	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015
Hidrocarburos								
Total de barriles liquidados por concepto de regalías (en KBPDC)	119,84	117,29	119,66	120,95	(0,18)	(3,66)	(0,2) %	3,0

Tabla II. Rubros reportados no cotejables 2014 y 2015

*cifras en millones de pesos

Rubros	Empresa	
	2014	2015
Programas en beneficio de la comunidad (PBC)	$ 57.184	$ 36.039
Pagos sociales normados	$10.613	$ 10.563
Pagos sociales voluntarios	$369.506	$ 116.567
Impuesto de Industria y Comercio (ICA)	$212.148	$ 177.257
Impuesto predial	$ 35.937	$ 36.709
Contribución por valorización	$ 96	$ 224
Impuesto de registro	$134	$ 12.012
Impuesto de alumbrado público	$32.754	$ 32.415

Tabla III. Resultados del nivel de materialidad

Sector	2014	2015
Hidrocarburos	97,2 %	95,3 %
Minería	85,4 %	85,0 %
Total hidrocarburos y minería	96,4 %	93,6 %

Resumen general del proceso de recopilación y cotejo

- **Cumplimiento de la metodología y plan de trabajo:** La metodología y el plan de trabajo para la recopilación y cotejo de los datos se cumplieron según lo establecido, a excepción de demoras en el reporte por parte de algunas de las empresas adheridas y entidades del Gobierno frente a las fechas planeadas. Tales demoras se presentaron por atrasos en la emisión de cartas de levantamiento de reserva legal y acuerdos de confidencialidad.

- **Participación de las empresas adheridas y entidades del Gobierno Nacional en el estudio:** Todas las empresas y entidades del Gobierno Nacional adheridas al informe EITI Colombia 2014 y 2015 reportaron los datos requeridos. De acuerdo con los procedimientos establecidos para dar cumplimiento a los lineamientos de garantía de calidad de los datos definidos en el estándar EITI 2016, las empresas y entidades del Gobierno Nacional suministraron los datos acompañados de una carta de representación firmada por un alto funcionario, confirmando la completitud, exactitud, integridad y confiabilidad de los datos reportados.

- **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. Con base en esta información 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 del 96,4 % y 93,6 % del total de los ingresos cotejados para 2014 y 2015, respectivamente.

- **Recopilación y cotejo:** El total de cifras recopiladas y cotejadas se aproximan a COP 28,3 billones para 2014 y COP 14 billones para 2015. Durante el proceso de cotejo se verificó el cumplimiento de las premisas sobre causación/declaración o recaudo, unidades de medición, vigencia 2014 y 2015, entre otros. En el proceso de cotejo se logró aclarar la mayor parte de las diferencias.

  Finalmente, los datos reportados presentan una discrepancia final del 0,3 % para 2014 y del 0,01 % para 2015 con respecto al total de los ingresos reportados por las empresas adheridas.

Conclusiones del cotejo

Las ilustraciones II y III muestran las principales conclusiones con respecto al alcance y objetivo del trabajo de cotejo (se incluyen los rubros más representativos).

Ilustración II. Valores reportados por el Gobierno Nacional

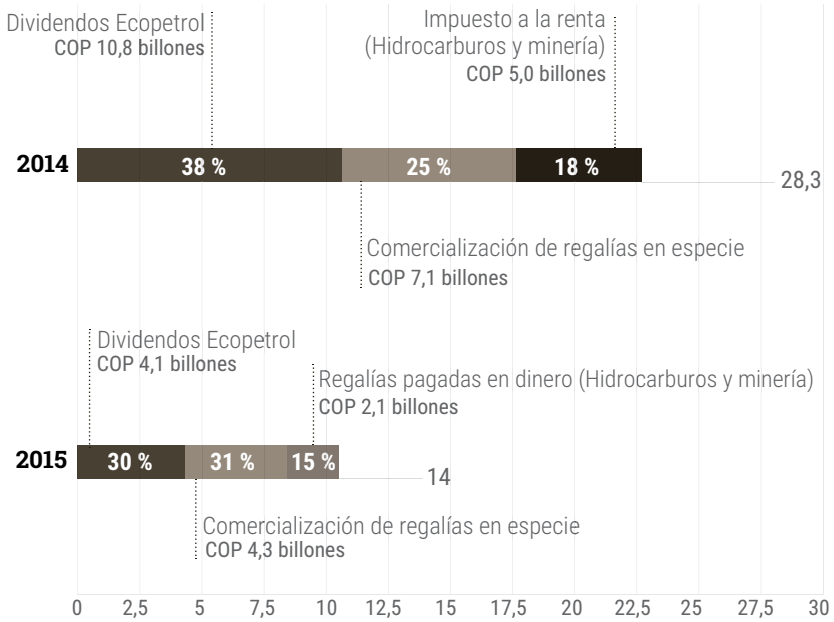


Ilustración III. Empleo reportado, 2014 y 2015

Las empresas participantes emplearon de manera directa e indirecta más de

122.000 PERSONAS en 2014

102.000 PERSONAS en 2015

REPRESENTA UNA DISMINUCIÓN DE **19,7 %**

Rubros	Empleados 2014	Empleados 2015
Hidrocarburos		
Empleo directo	13.297	12.368
Empleo indirecto	52.299	35.652
Total hidrocarburos	**65.596**	**48.020**
Minería		
Empleo directo	16.356	17.266
Empleo indirecto	40.825	37.274
Total minería	**57.181**	**54.540**
Total empresas hidrocarburos y minería	**122.777**	**102.560**

1.

Contexto de la industria extractiva en Colombia

El decreciente ritmo de los precios de los commodities de la industria extractiva y los diversos cambios en la demanda minero-energética mundial se reflejaron de manera casi inmediata en el comportamiento productivo de la industria extractiva colombiana, principalmente con la caída de las exportaciones de petróleo, que en promedio se redujeron un 18 % anualmente durante el periodo 2013-2015, así como en la reducción de la inversión extranjera directa en el sector, que durante ese mismo lapso se redujo en 21,1 %. Durante el periodo correspondiente al presente informe (2014 y 2015), la industria extractiva colombiana enfrentó grandes retos en materia de productividad, al tiempo que el Estado colombiano buscaba recomponer sus ingresos fiscales y ajustar sus presupuestos a la disminución de rentas por concepto de impuestos y regalías generadas por esta industria.

Por lo tanto, el presente informe empieza reseñando el contexto de la industria extractiva colombiana y su cadena de valor, tanto para hidrocarburos como para minería (esta última incluye la más reciente caracterización de sus unidades productivas); continúa con la descripción de su marco institucional, legal y fiscal y finaliza con el detalle de los aportes que la misma realiza en materia de producto interno bruto (PIB), exportaciones y empleo, entre otros aspectos.

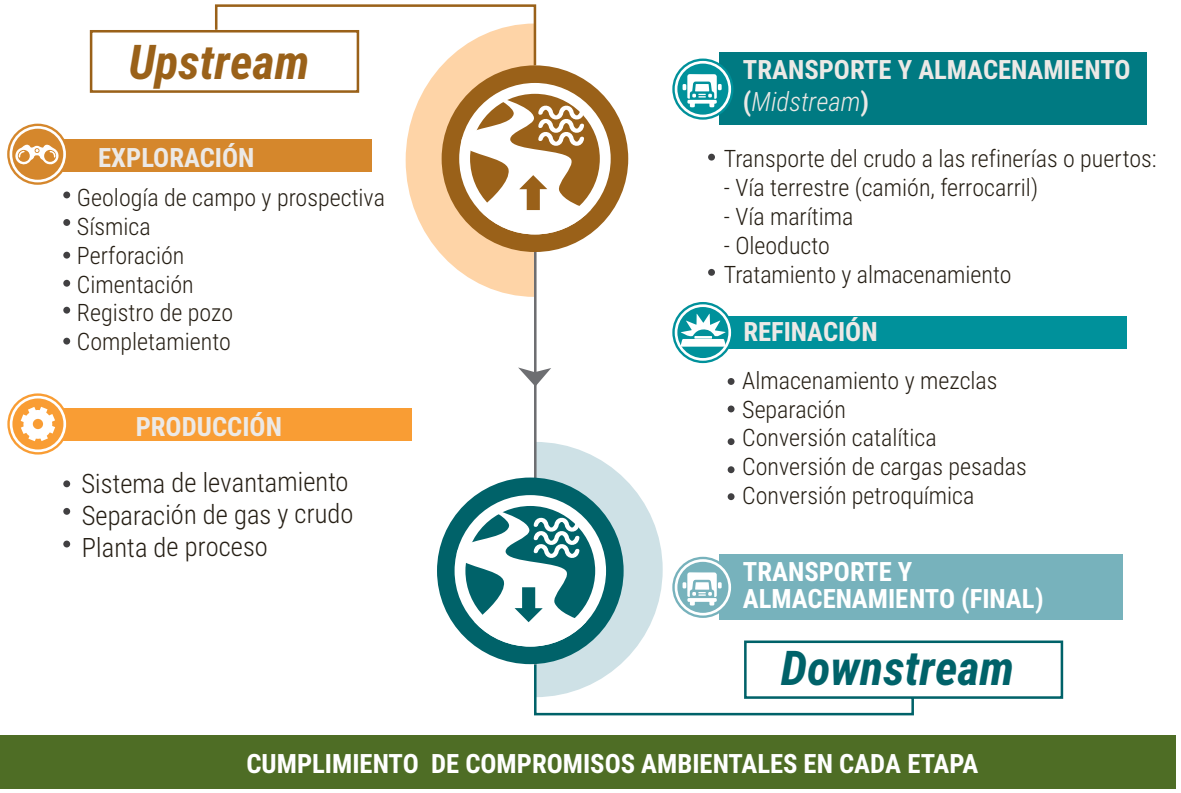
1.1. Caracterización de la industria extractiva colombiana

En Colombia la industria extractiva abarca dos grandes sectores: hidrocarburos (petróleo y gas) y minería. La primera con técnicas, tamaños y productores más homogéneos, mientras que la segunda —la minería—, mucho más diversa tanto en productos, como en técnicas y procesos productivos (subterráneo, cielo abierto, aluvión, disolución) y tamaños de las operaciones (subsistencia, pequeña, mediana y gran minería).

1.1.1 Sector hidrocarburos

El sector hidrocarburos se compone de dos grandes áreas: una llamada *Upstream*, que comprende las actividades de exploración y producción, y otra denominada *Downstream*, ejecuta las actividades de transporte, refinación y comercialización[2].

Ilustración 1. La cadena de los hidrocarburos (proceso productivo)



Fuente: Proexport. Adaptado de http://www.elsevier.es/es-revista-suma-negocios-208-articulo-factores-sectoriales-clave-estructura-capital-S2215910X15000324

En el país son reconocidas las áreas o cuencas con depósitos de hidrocarburos, los cuales se localizan en los departamentos del Meta, Casanare, Arauca, Santander y Huila, entre los principales. En este sentido, según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en la vigencia 2015 el Estado colombiano ha suscrito 450 contratos para exploración y producción de hidrocarburos con cerca de 114 compañías, cuyos perfiles corporativos se consideran muy parejos en tamaño y forma de operar, donde el 77 % de la producción se concentra en cinco empresas: Ecopetrol (40 %), Meta Petroleum (23 %), Occidental de Colombia (5 %), Equion Energía Ltd. (5 %) y Mansarovar Energy Colombia Ltd. (4 %).

1.1.2 Sector minero

El sector minero colombiano se caracteriza por su diversidad, porque se desarrolla en diferentes lugares del país y se compone de varios productos como carbón térmico y metalúrgico, níquel, metales preciosos (oro, plata, platino), esmeraldas, hasta una amplia gama de minerales industriales y materiales para la construcción, sin que a la fecha se tenga una medición de su producción a nivel de escala productiva, pues este hecho solo se concretó en octubre de 2016, mediante el Decreto 1666 del 21 de octubre de 2016 "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, relacionado con la clasificación minera", el cual se expone en la tabla 1.

En el país han existido varias propuestas de clasificación (a la fecha, todas derogadas) respecto al tamaño de la minería o segmentación de productores o empresas, desde el Código Minero de 1988 hasta la Ley 1382 de 2010. Sin embargo, este asunto se rescató en el Plan Nacional de Desarrollo (Ley 1753 de 2015, Cap. V. "Desarrollo minero energético para la equidad regional"), para adelantar "estrategias y regulación diferenciada para los distintos tipos de minería, de acuerdo con la escala de producción, gru-

2. http://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx http://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx

pos de minerales, métodos de explotación y formalidad", clasificación que recientemente se adoptó por el Gobierno Nacional mediante el mencionado Decreto.

Ilustración 2. Etapas del proceso minero

Fuente: Elaboración de los autores sobre Ley 685 de 2001.

Tabla 1. Clasificación de la actividad minera , según el Decreto 1666 de 2016

Clasificación	Atributos
Minería de subsistencia	Son las labores mineras desarrolladas por personas naturales que se dedican a la extracción a cielo abierto de metales preciosos, piedras preciosas y semipreciosas, arenas y gravas de río (destinados a la industria de la construcción) y arcillas, por medios y herramientas manuales, sin la utilización de ningún tipo de equipo y maquinaria. Por razones de seguridad, la minería de subsistencia no comprende las actividades mineras que se desarrollen de manera subterránea, y solo se limitará a los minerales antes descritos. Los volúmenes máximos de producción mensual serán los que se indican a continuación:

Mineral y/o materiales	Valores máximos de producción mensual
Metales preciosos (oro, plata, platino)	**20 gramos (g)**
Arenas y gravas de río (para construcción)	**60 metros cúbicos (m³)**
Arcillas	**75 toneladas (t)**
Piedras preciosas y semipreciosas	**50 quilates**

Clasificación de la pequeña, mediana y gran minería

Minería en etapa de exploración, o construcción y montaje

Los títulos mineros que se encuentren en la etapa de exploración o construcción y montaje se clasificarán en pequeña, mediana y gran minería con base en el número de hectáreas otorgadas en el respectivo título minero, acorde con la tabla siguiente:

Clasificación	N° hectáreas
Pequeña	**Menor o igual a 150**
Mediana	**Mayor a 150 pero menor o igual a 5.000**
Grande	**Mayor a 5.000 pero menor o igual a 10.000**

Minería en etapa de explotación

Los títulos mineros que se encuentren en la etapa de explotación; con base en lo aprobado en el respectivo Plan de Trabajo y Obras o el documento técnico que haga sus veces, se clasificarán en pequeña, mediana o gran minería de acuerdo con el volumen de la producción minera máxima anual, para los siguientes grupos de minerales: carbón, materiales de construcción, metálicos, no metálicos, metales preciosos, piedras preciosas y semipreciosas, como se muestra a continuación:

Mineral	Pequeña		Mediana		Gran Minería	
	Subterránea	Cielo abierto	Subterránea	Cielo abierto	Subterránea	Cielo abierto
Carbón(t/año)	Hasta40.000	Hasta 45.000	>40.000 hasta 650.000	>45.000 hasta 850.000	>650.000	>850.000
Materiales Construcción (m³/año)	N/A	Hasta 30.000	N/A	>30.000 hasta 350.000	N/A	>350.000
Metálicos(t/año)	Hasta 25.000	Hasta 50.000	>25.000 hasta 400.000	>50.000 hasta 750.000	>400.000	>750.000
No metálicos(t/año)	Hasta 20.000	Hasta 50.000	>20.000 hasta 300.000	>50.000 hasta 1.050.000	>300.000	>1.050.000
Metales preciosos(t/año)	Hasta 15.000 t/año	Hasta 250.000 (m³/año)	>15.000 hasta 300.000	>250.000 hasta 1.300.000	>300.000 (t/año)	>1.300.000 (m³/año)
Piedras preciosas(t/año)	Hasta 20.000	N/A	>20.000 hasta 50.000	N/A	>50.000	N/A

Fuente: Elaboración de los autores a partir del Decreto 1666 de 2016.

1.1.3 Caracterización del componente ambiental en la industria extractiva colombiana

Para el desarrollo de las actividades de la industria extractiva en el país, las mismas deben cumplir con la normatividad ambiental vigente, en la que se constituyen las responsabilidades y obligaciones de los concesionarios frente a los permisos y el licenciamiento ambiental de los proyectos extractivos y cuyo responsable institucional es el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS)[3], quien ejerce esta labor mediante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y las corporaciones autónomas regionales (CAR) (ver http://www.anla.gov.co/funciones-anlaFunciones y competencias).

Adicionalmente, la ley prevé que, para actividades no licenciadas en el uso de recursos naturales no renovables, se debe obtener de la autoridad ambiental competente el respectivo permiso, autorización o concesión ambiental.

Tabla 2. Licencia ambiental

La licencia ambiental en el país es la autorización que se otorga por parte de una autoridad ambiental competente para la ejecución de un proyecto, obra o actividad que lleva implícito el uso y/o aprovechamiento de los recursos naturales renovables, que pueda producir un deterioro grave a estos o al medio ambiente.
(Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, 2011).

Proyectos, obras y actividades sujetos a licencia ambiental

Licencia ambiental para hidrocarburos

1. Las actividades de exploración sísmica que requieran la construcción de vías para el tránsito vehicular y las actividades de exploración sísmica en las áreas marinas del territorio nacional cuando se realicen en profundidades inferiores a 200 metros;

2. Los proyectos de perforación exploratoria por fuera de campos de producción de hidrocarburos existentes, de acuerdo con el área de interés que declare el peticionario;

3. La explotación de hidrocarburos que incluye la perforación de los pozos de cualquier tipo, la construcción de instalaciones propias de la actividad, las obras complementarias incluidas el transporte interno de fluidos del campo por ductos, el almacenamiento interno, vías internas y demás infraestructuras asociada y conexa;

4. El transporte y conducción de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación que impliquen la construcción y montaje de infraestructura de líneas de conducción con diámetros iguales o superiores a seis (6) pulgadas (15,24 centímetros), incluyendo estaciones de bombeo y/o reducción de presión y la correspondiente infraestructura de almacenamiento y control de flujo; salvo aquellas actividades relacionadas con la distribución de gas natural de uso domiciliario, comercial o industrial;

5. Los terminales de entrega y estaciones de transferencia de hidrocarburos, entendidos como la infraestructura de almacenamiento asociada al transporte de hidrocarburos y sus productos y derivados por ductos;

6. La construcción y operación de refinerías y los desarrollos petroquímicos que formen parte de un complejo de refinación.

Licencia ambiental para minería

1. Carbón: Cuando la explotación proyectada sea mayor o igual a ochocientos mil (800.000) toneladas/año;

2. Materiales de construcción y arcillas o minerales industriales no metálicos: Cuando la producción proyectada sea mayor o igual a seiscientos mil (600.000) toneladas/año para las arcillas, o mayor o igual a doscientos cincuenta mil (250.000) metros cúbicos/año para otros materiales de construcción o para minerales industriales no metálicos;

3. Minerales metálicos y piedras preciosas y semipreciosas: Cuando la remoción total de material útil y estéril proyectada sea mayor o igual a dos millones (2.000.000) de toneladas/año;

4. Otros minerales y materiales: Cuando la explotación de mineral proyectada sea mayor o igual a un millón (1.000.000) toneladas/año.

Competencias de las CAR

Las corporaciones autónomas regionales (CAR), las de Desarrollo Sostenible, los grandes centros urbanos y las autoridades ambientales creadas mediante la Ley 768 de 2002 otorgarán o negarán la licencia ambiental para los siguientes proyectos, obras o actividades, que se ejecuten en el área de su jurisdicción; incluyen la explotación minera de:

1. Carbón: Cuando la explotación proyectada sea mayor o igual a ochocientos mil (800.000) toneladas/año;

2. Materiales de construcción y arcillas o minerales industriales no metálicos: Cuando la producción proyectada sea mayor o igual a seiscientos mil (600.000) toneladas/año para las arcillas, o mayor o igual a doscientos cincuenta mil (250.000) metros cúbicos/año para otros materiales de construcción o para minerales industriales no metálicos;

3. Minerales metálicos y piedras preciosas y semipreciosas: Cuando la remoción total de material útil y estéril proyectada sea mayor o igual a dos millones (2.000.000) de toneladas/año;

4. Otros minerales y materiales: Cuando la explotación de mineral proyectada sea mayor o igual a un millón (1.000.000) de toneladas/año. http://www.anla.gov.co/licencia-ambiental-subdireccion-evaluacion-y-seguimiento

Fuente: Elaboración de los autores a partir del Decreto 1076 de 2015 "Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible" (para mayor información sobre el proceso de w ambientales y sobre el seguimiento y monitoreo de las mismas, ver http://www.anla.gov.co/licencia-ambiental-subdireccion-evaluacion-y-seguimiento).

3. La Ley 99 de 1993, art. 5, numeral 4, faculta a este Ministerio para dirigir y coordinar los procesos de planificación y ejecución armónica de las actividades de las entidades integrantes del Sistema Nacional Ambiental (SINA).

Ilustración 3. Trámite para la solicitud de la licencia ambiental

INTERESADO 1.

Solicitud escrita a la autoridad ambiental: Solicitará que se determine si se requiere o no de la presentación de Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA)

2. AUTORIDAD AMBIENTAL

Mediante oficio acerca de la necesidad de presentar o no DAA: Adjunta los términos de referencia para elaboración del DAA o del Estudio de impacto ambiental (EIA), según el caso

INTERESADO 3.

Radica el estudio señalado en el artículo 19 del decreto: Estudio de impacto ambiental (EIA) copia del documento de identificación y el certificado de existencia y representación legal

4. AUTORIDAD AMBIENTAL

Expedir acto administrativo de inicio de trámite de evaluación de DDA: Comunicado en los términos de la Ley 1437 de 2011 y se publicará en el boletín de la autoridad ambiental competente, en los términos del artículo 70 de la Ley 99 de 1993

AUTORIDAD AMBIENTAL 5.

Evaluación de documentación presentada: Revisará que el estudio se ajuste a los requisitos contenidos en el Manual de Evaluación de Estudios Ambientales
Realizará visita al proyecto cuando lo considere pertinente, que dispondrá de 15 días hábiles.
La autoridad ambiental competente podrá requerir al solicitante, dentro de los 3 días hábiles siguientes y por una sola vez, la información adicional que considere pertinente para decidir.

6. INTERESADO

Remitir información adicional solicitada: Contará con un término de un (1) mes para allegar la información requerida, término que podrá ser prorrogado por la autoridad ambiental competente de manera excepcional.

AUTORIDAD AMBIENTAL 7.

Evaluación del DAA: Dispondrá de diez (10) días hábiles, para evaluar el DM, elegir la alternativa sobre la cual deberá elaborarse el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y fijar los términos de referencia respectivos, mediante acto administrativo que se notificará de conformidad con lo dispuesto en la Ley 1437 de 2011 y se publicará en el boletín de la autoridad ambiental en los términos del artículo 71 de la Ley 99 de 1993.

8. INTERESADO

Radicar el Estudio de Impacto Ambiental - EIA: En los casos en que no se requiera pronunciamiento sobre la exigibilidad del diagnóstico ambiental de alternativas (DAA) o una vez surtido dicho procedimiento, el interesado en obtener licencia ambiental deberá radicar ante la autoridad ambiental competente, el estudio de impacto ambiental de que trata el artículo 21 del presente decreto y anexar la documentación especificada. Existen parágrafos adicionales para el sector minero y de hidrocarburos.

Fuente: Elaboración de los autores a partir del Decreto 1076 de 2015 "Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible"

1.2. Marco institucional, normativo y fiscal

De acuerdo con su Constitución Política, Colombia es un Estados social de derecho, organizado en forma república unitaria y descentralizada, con autonomía de sus entidades territoriales; de ello se desprende su conformación institucional, normativa y fiscal de manera general y particular para el desarrollo de actividades de su industria extractiva sobre la cual se sientan sus bases, las cuales se exponen a continuación.

1.2.1 Marco institucional

La institucionalidad de la industria extractiva colombiana tiene como máximo órgano rector al Ministerio de Minas y Energía; sin embargo, dadas las actividades de esta industria, el mismo debe coordinarse y armonizarse con otros entes del nivel nacional como los ministerios de Ambiente (encargado de política ambiental, otorgar autorizaciones, permisos y licencias ambientales), del Interior (encargado entre otros de la aplicación de la consulta previa), de Defensa (para los asuntos de extracción ilícita de minerales) y de Hacienda (recaudador de rentas fiscales), entre los principales.

Ilustración 4. Institucionalidad de la industria extractiva en Colombia

Fuente: Presidencia de la República, MME, ANM, ANH

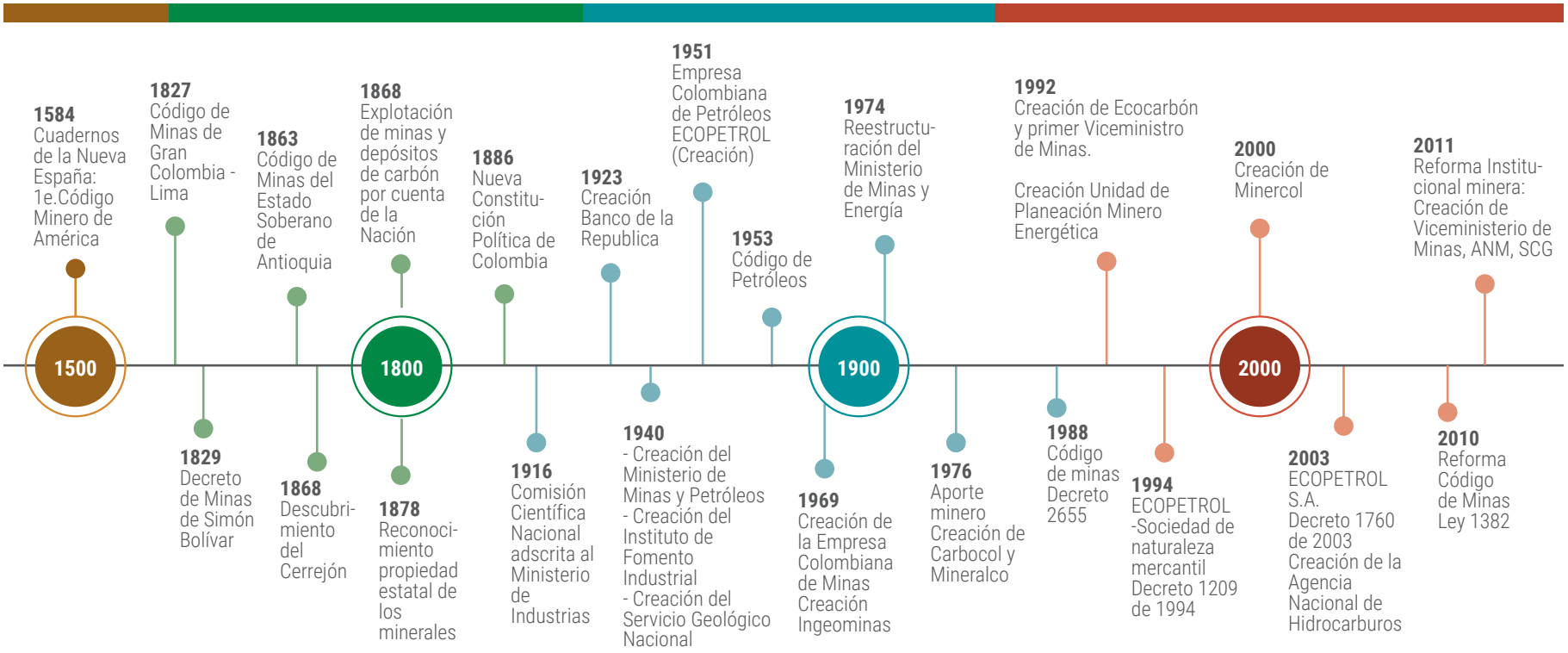
Como se observa de la Ilustración 4, se han creado agencias estatales especializadas en atender los asuntos de la industria extractiva referente a su administración, promoción, otorgamiento y asignación de áreas y títulos mineros, así como su seguimiento y control y la liquidación, recaudo y transferencia de las regalías y compensaciones originadas por la producción, que para el caso de hidrocarburos es la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y para minería, la Agencia Nacional de Minería (ANM) (Ver funciones en: http://www.anh.gov.co/la-anh/Paginas/Funciones.aspx y https://www.anm.gov.co/?q=agencia-presidencia).

En este mismo orden, la institucionalidad de la industria extractiva debe relacionarse con entidades del ámbito local como los gobiernos departamentales y municipales[4] y con una secretaría de minas (en la Gobernación de Antioquia, con funciones delegadas especiales para atender los asuntos mineros de ese departamento). Es así como todo este conjunto de actores gubernamentales conforman y representan el mapa institucional para el desarrollo de las actividades petroleras y mineras en el país.

Vale la pena precisar que la única empresa de esta industria con participación estatal es Ecopetrol, que a partir del 2003 modificó su estructura orgánica a una sociedad pública por acciones (Decreto 1760 de 2003), vinculada al Ministerio de Minas y Energía. En la actualidad se constituye como un agente más en el mercado nacional de hidrocarburos y gas.

La institucionalidad descrita anteriormente se fundamenta en un marco legal que da origen y funcionalidad a las mismas, el cual se presenta de manera resumida en una línea del tiempo que muestra la creación y evolución de las principales entidades de la industria extractiva colombiana.

Ilustración 5. Línea de tiempo institucionalidad



Fuente: Adaptado y modificado a partir del esquema hecho por Asomineros, 2013.

4. La relación con departamentos y municipios ha sido por los giros y transferencias de la nación a entes locales productores de esta industria; sin embargo, recientes fallos de la Corte Constitucional, como la Sentencia C123 de 2014 (http://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2014/c-123-14.htm), indican que el desarrollo de actividades extractivas debe ser acordado con las autoridades locales. Vale la pena recordar que la Constitución Política (art. 288) asigna a los municipios la competencia sobre el ordenamiento territorial (Ley 1454 de 2011), lo cual no implica veto al desarrollo de la actividad.

1.2.2 Marco normativo

La industria extractiva colombiana se rige por un amplio marco regulatorio, con lineamientos normativos que buscan dar orientaciones específicas en términos técnicos, ambientales, económicos y sociales, que vienen de los cuadernos de la Nueva España de 1584, considerados como el primer código minero de América. Mucho tiempo después se promulga la propiedad del subsuelo para la Nación: "…todas las minas pertenecen a la Nación, sin perjuicio de los derechos constituidos a favor de terceros […] las normas contenidas en el artículo 1º de esta Ley se aplicarán también a los yacimientos de hidrocarburos" (Ley 20 de 1969, art. 13).

Luego, con la promulgación de la Constitución Política (C. P.) de 1991 se reforzó la idea de velar por el adecuado uso de los recursos naturales no renovables, facultando al legislador para determinar las condiciones de explotación, la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, el uso eficiente y la destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, y precisando las condiciones de participación de sus beneficiarios (C. P. arts. 332, 360).

Por lo tanto, el marco normativo de la industria extractiva se fundamenta desde la Constitución Política de Colombia, donde se establece que: "el Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables…" (C. P. art. 332), a la vez que establece las contraprestaciones económicas a título de regalías y otros que la misma actividad causará a favor del Estado por su desarrollo (C. P. art. 360) y la destinación de dichos emolumentos en el Sistema General de Regalías (C. P. art. 361).

Por otra parte, dadas las diferencias descritas en la caracterización de hidrocarburos y minería, sus marcos regulatorios también los son para el caso de los hidrocarburos y gas, que se rige por el Código de Petróleos (Decreto 1056 de 1953); y para el caso minero, por el Código de Minas (Ley 685 de 2001).

En esta oportunidad solo se presentarán los cambios normativos para el período 2014-2015 , pues en el Reporte EITI-Colombia 2013 se presentó la normatividad desde sus inicios.

Las tablas 3 y 4 compilan y describen las principales normas vigentes para la industria extractiva del país en el período de estudio. Como se observa, se orientaron en gran parte a dar mayor claridad y precisión en los temas de asignación de áreas y a la fiscalización y supervisión de las autoridades sobre los contratos otorgados.

Tabla 3. Marco regulatorio de hidrocarburos

Tema	Norma	Objeto
Asignación de áreas	**Acuerdo 03 de 2014**	Adiciona al Acuerdo 4 de 2012 el Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos, parámetros y normas aplicables al desarrollo de yacimientos no convencionales.
	Decreto 1073 de 2015	Expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, art. 2.2.1.2.1.9. Prórroga del período de explotación contrato sobre exploración y explotación de petróleo.
		Expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, sección 1 "Exploración y explotación de hidrocarburos", art. 2.2.1.1.1.1.
	Resolución 866 de 2014	Declara desiertas áreas dentro del proceso competitivo Ronda Colombia 2014.
Fiscalización/ supervisión de la actividad	**Resolución 49396 de 2015**	Modifica la Resolución 181495 de 2009, respecto a las medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera.
Liquidación y recaudo de regalías	**Decreto 1073 de 2015**	Expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, sección 1.2 "Yacimientos ubicados en dos o más entidades territoriales".
	Resolución 167 de 2016	Procedimientos y plazos de liquidación, el precio base de liquidación de regalías generadas por la explotación de crudo y el manejo de anticipo de liquidación de regalías, y se dictan otras disposiciones.
Medio ambiente	**Decreto 1076 de 2015**	Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente Desarrollo Sostenible.
Transparencia y acceso a la información pública	**Decreto 2041 de 2014**	Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales.
	Ley 1712 de 2014	Ley de Transparencia y del Derecho de Acceso a la Información Pública Nacional, y se dictan otras disposiciones.

Nota: Ver en www.eiti.upme.gov.co el detalle de los marcos normativos de años anteriores.

Fuente: Elaboración de los autores, sobre información del MME y ANH.

Tabla 4. Marco regulatorio minero

Tema	Norma	Objeto
Asignación de áreas	**Ley 1753 de 2015**	Plan Nacional de Desarrollo (2014-2018), art. 20. Da continuidad a las Áreas Estratégicas Mineras creadas en el artículo 108 de la Ley 1450 de 2011, como mecanismo alterno al régimen ordinario para la asignación al derecho de explorar y explotar minerales por medio de un proceso de selección objetiva. Denomina estas áreas como "áreas de reserva estratégica mineras".
	Sentencias C273 de 2016 y C389 de 2016 de la Corte Constitucional	Declaró exequible el artículo 37 del Código de Minas.
	Auto del 11 del Consejo de Estado 2015	Ordenó la suspensión provisional de los efectos de los actos administrativos de delimitación de Áreas Estratégicas Mineras por encontrar que no se agotó el procedimiento de consulta previa a las comunidades étnicas presentes en los territorios. Suspensión provisional de los efectos de los actos administrativos de delimitación de áreas estratégicas mineras (art. 20, Ley 1753 de 2015).
	Sentencias C-273 de 2016 y C-389 de 2016 de la Corte Constitucional	Revoca el fallo judicial proferido por el Consejo de Estado el 16 de diciembre de 2013 y deja sin valor y efecto los actos administrativos de delimitación de las Áreas Estratégicas Mineras.
	Decreto 1073 de 2015	Expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, Cap. 2 "Contrato de Concesión", Sección 1 "Concesiones concurrentes".
Fiscalización/ supervisión de la actividad	**Resolución 1886 de 2015**	Reglamento de seguridad en labores mineras subterráneas, art. 24. Inspección, Vigilancia y Control. Art. 244. Visitas técnicas de vigilancia y control.
	Decreto 0276 de 2015	Adopta medidas relacionadas con el Registro Único deCcomercializadores (RUCOM).
	Decretos 1073 de 2015 y 2504 de 2015	Aspectos técnicos, tecnológicos, operativos y administrativos para ejercer la labor de fiscalización minera.
	Resolución 40558 de 2016	Por la cual se modifica el formato básico minero (FBM).
	Decreto 1666 del 21 de octubre de 2016	Por el cual se reglamenta parcialmente el artículo 21 de la Ley 1753 del 09 de junio de 2015, frente a la clasificación de la minería y se toman otras determinaciones.
Liquidación y recaudo de regalías	**Resoluciones. Precios base para liquidación de regalías**	Carbón (Resolución 625 del 28 de septiembre de 2016). Minerales metálicos (Resolución 626 del 28 de septiembre de 2016). Minerales no metálicos (Resolución 184 del 30 de marzo de 2016). Níquel (Resolución 624 de 28 de septiembre de 2016).
	Decreto 1073 de 2015	Expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía. Art. 2.2.1.1.1.1.2.3. Definición del área de yacimientos mineros.
Inversión social	**Ley 1753 de 2015**	Art. 22. A partir del 9 de junio de 2015 en los Contratos de Concesión que suscriba la Autoridad Minera Nacional, deberá incluirse la obligación del concesionario de elaborar y ejecutar Planes de Gestión Social.
	Resolución 409 de 2015.	Modifica la Resolución 420 de 2013; se define en la cláusula 7, numeral 15 que el concesionario minero estará obligado a "Presentar a la Autoridad Minera un Plan de Gestión Social, que incluya al menos uno de los componentes establecidos en los artículos 251 a 256 de la Ley 685 de 2001, o aquellas, normas que los modifiquen, adicionen, o sustituyan".
	Resolución 708 de 2016	La ANM reglamentó el art. 22 de la Ley 1753 de 2015 "Por la cual se establecen los criterios para la elaboración, evaluación y ejecución de los Planes de Gestión Social…"; esta fue publicada de manera oficial en la página web de la Agencia Nacional de Minería el 29 de agosto de 2016. La normativa se basó en las publicaciones de la ANM denominadas "Guía para Planes de Gestión Social" y su complemento con la "Caja de Herramientas-Anexo Guía N.° 1".
Medio ambiente	**Decreto 1076 de 2015**	Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible.
	Decreto 2041 de 2014	Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales.
Transparencia y acceso a la información pública	**Ley 1712 de 2014**	Ley de Transparencia y del Derecho de Acceso a la Información Pública Nacional, y se dictan otras disposiciones.

Fuente: Elaboración de los autores, sobre información del MME y ANM

1.2.3 Régimen fiscal y tributario [5]

El régimen fiscal y tributario [6] correspondiente a los impuestos y tasas aplicables a la industria extractiva, de acuerdo con la normatividad pueden ser del nivel nacional, departamental y municipal, dentro de los cuales, los impuestos de índole nacional se encuentran definidos en el Estatuto Tributario y el Decreto Único Reglamentario 1625 de 2016, el cual establece las normas que rigen para todos los sectores de la economía, entre ellos, el sector extractivo.

Tabla 5. Listado de impuestos nacionales y aplicabilidad a la industria extractiva

Impuesto	Aplica a la industria
Renta y complementarios	Sí
Sobre la renta para la equidad (CREE)	Sí
Al patrimonio e impuesto a la riqueza	Sí
Al valor agregado (IVA)	Sí
De timbre	Sí
Nacional a la gasolina y al ACPM	Sí

Fuente: Estatuto Tributario y Decreto Único Reglamentario

En la tabla 5 se relacionan los impuestos del orden nacional definidos en el Estatuto Tributario, que como se señaló aplican a los diferentes sectores de la economía y a la industria extractiva.

A partir de la Constitución Política de Colombia de 1991, se fortaleció la autonomía territorial otorgándoles a los departamentos y municipios la capacidad de manejar los asuntos propios, con una libertad limitada por lo definido en la Constitución y la Ley, es decir, que el ente territorial se mueve entre unos límites mínimos y máximos fijados para establecer impuestos y tasas.

1.2.4 Impuestos del nivel departamental y municipal [7]

El Decreto 111 de 1996, conocido como el Estatuto Orgánico de Presupuesto, establece que las fuentes de ingresos de los departamentos y municipios son clasificados en ingresos corrientes, recursos de capital y los ingresos propios de los establecimientos públicos del orden municipal. Como sucede con todo tributo, los del orden departamental y municipal deben estar previstos en normas legalmente expedidas, que para el caso se denominan ordenanzas para los departamentos y acuerdos para los municipios, aprobados respectivamente por las asambleas departamentales o por los concejos municipales o distrital por iniciativa del gobierno local. En las ordenanzas o acuerdos debe contenerse la denominación de los sujetos de la obligación tributaria, hechos generadores, bases gravables y tarifas de la misma.

Tabla 6. Listado de impuestos departamentales y aplicabilidad al sector

Impuesto	Aplica a la industria extractiva
De renta y complementarios	Sí
Sobre la renta para la equidad (CREE)	Sí
Al patrimonio e impuesto a la riqueza	Sí
Al valor agregado (IVA)	Sí
De timbre	Sí
A la gasolina y al ACPM	Sí

Fuente: Consultoría JA&A.

En la tabla 6 se resaltan los principales impuestos departamentales que por sus características propias aplican a la industria extractiva.

Como se ha señalado, los impuestos nacionales, departamentales y municipales en general aplican a la totalidad de la industria, y cada uno de acuerdo con su normatividad establece los criterios para su liquidación y recaudo y las exenciones aplicadas a diferentes sectores. El impuesto de oro, plata y platino y el de transporte de hidrocarburos son los únicos que hacen referencia específica al sector minero energético.

Tabla 7. Listado de impuestos municipales y aplicabilidad al sector

Impuesto	¿Aplica a la industria extractiva?
Impuesto de industria y comercio	Sí
Impuesto de avisos y tableros	Sí
Impuesto predial	Si
Impuesto al oro, plata y platino	Sí
Sobretasa a la gasolina motor	Sí
Vehículo automotor	Sí
Transporte de hidrocarburos-oleoductos y gasoductos	Sí
Estampillas	Sí
Alumbrado público	Sí
Sobretasa bomberil	Sí

Fuente: Consultoría JA&A.

5. Resultados de la consultoría sobre la generación de capacidades locales desarrollada por la consultora Jaime Arteaga y Asociados, titulada "Marco normativo del sector extractivo relacionado con impuestos sub-nacionales", con el que se busca establecer si el país puede materializar la posibilidad de incluir los pagos que se realizan más allá de las fronteras de los recaudos nacionales y comprender de esta manera la estructura fiscal y los pagos en las instancias descentralizadas (departamentales y locales).
6. El régimen fiscal es el conjunto de las normas e instituciones que rigen la situación tributaria de una persona natural o jurídica; se trata, por lo tanto, del conjunto de derechos y obligaciones que surgen del desarrollo de una determinada actividad económica.
7. Las características de cada impuesto departamental y municipal que aplican a la industria extractiva se detallan en el documento "Marco normativo y fiscal" elaborado por la firma JA&A, el cual se puede consultar en la página de EITI www.eiti.upme.gov.co/.

En relación con los impuestos municipales, estos en su mayoría fueron establecidos mediante la Ley 93 de 1913, inicialmente a favor de Bogotá, y posteriormente extendidos a favor de los demás municipios del país. Después se expidió la Ley 14 de 1983, Ley de Fortalecimiento de los Fiscos Municipales, la cual se encargó de actualizar y establecer parámetros comunes para el cobro de los tributos de las entidades territoriales.

1.3. Aportes de la industria extractiva al país

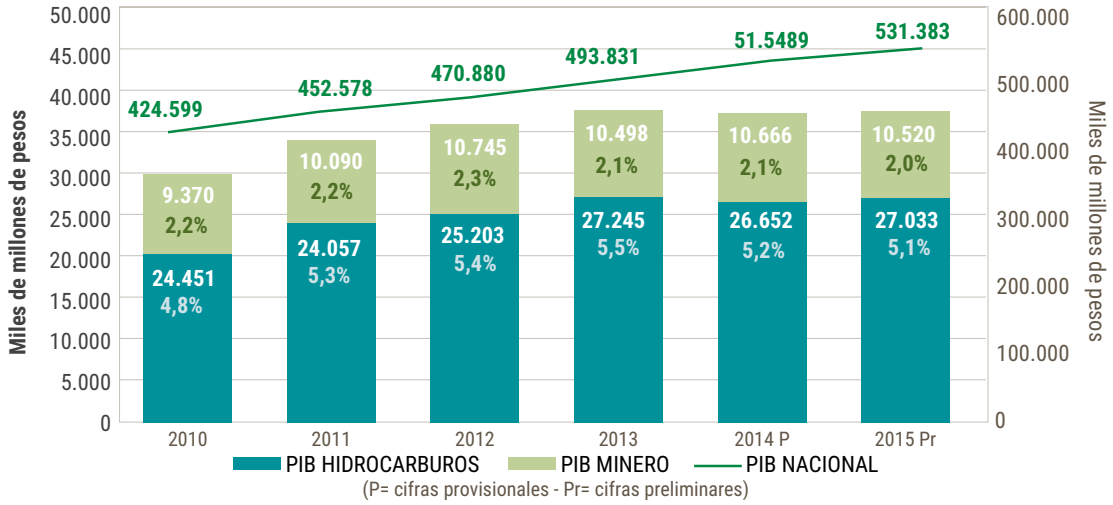
A continuación, se describen los principales aportes de esta industria al país, los cuales se ven reflejados en variables macroeconómicas como el producto interno bruto (PIB), las exportaciones, los flujos de inversión extranjera directa (IED), empleo y en las finanzas públicas (Vease parte 4 del documento).

1.3.1 Producto interno bruto

De acuerdo con la información oficial del Departamento Nacional de Estadística (DANE)[8], la economía colombiana en su conjunto en el período 2010-2015 creció a un ritmo promedio 3,73 % anual, mientras que el desempeño económico de la industria extractiva durante el 2014 fue decreciente en 1,1 %, respecto al 2013, justificado por la disminución de minerales metálicos (-8,4 %) y petróleo crudo y gas natural (-1,4 %) y por el aumento de minerales no metálicos (10,6 %) y de carbón (3,6 %). Para el 2015, el sector retoma una tendencia creciente con un leve aumento del 0,6 %, explicado por el incremento en los minerales no metálicos (6,0 %) y de petróleo crudo y gas natural en (1,3 %) y por los decrecimientos en carbón (-3,3 %) y en minerales metálicos (-2,7 %).

Ilustración 6. Producto interno bruto. Total nacional e industria extractiva, 2010-2015

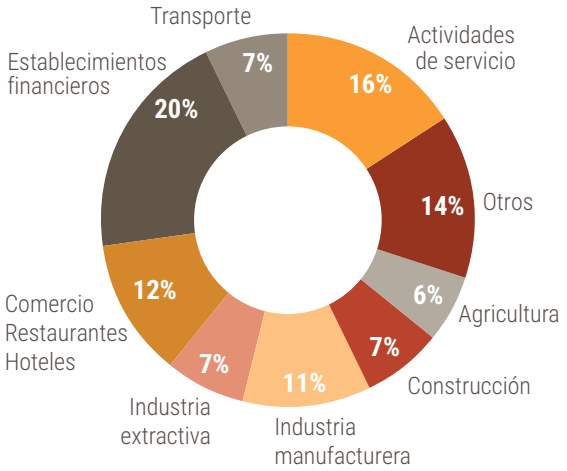
(Miles de millones de pesos)



Fuente: Elaboración de los autores sobre datos del DANE, precios constantes-series desestacionalizadas.

La industria extractiva ha representado el 7,4 % de la economía nacional en el período 2010-2015.

Ilustración 7. Participación por sectores económicos en el producto interno bruto nacional, 2015



Fuente: Elaboración de los autores sobre datos del DANE

Comparativamente con otros sectores económicos del país, se tiene que durante el 2015 la actividad de mayor crecimiento fue la de establecimientos financieros, seguida por comercio, restaurantes y hoteles y la actividad de la construcción, con tasas de 4,28 %, 4,15 % y 3,95 %, respectivamente. En la ilustración 7, se evidencia la participación de las diferentes actividades económicas en el país.

8. Información suministrada por el DANE (fuente oficial) a octubre de 2016. También disponible en: http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-anuales/cuentas-nacionales-cuentas-de-bienes-y-servicios-base-2005 y http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-trimestrales#pib-por-rama-de-actividad

PIB-hidrocarburos

Vale la pena indicar que el comportamiento de este sector históricamente se explica por las variaciones en los niveles de producción de crudo, que en promedio, en los dos últimos años (2014 y 2015) ha sido de 998,03 (KBPDC). Durante el 2014 el sector de hidrocarburos disminuyó 2,2 % asociado con la disminución de la producción de gas en 2,0 % y crudo en 0,4 %. Luego, para el 2015 registra un aumento del 1,4 %, explicado por el aumento en la producción de crudo en 1,5 % y una disminución de gas natural de 5,1 %. Esta actividad representa al país un aporte del 5,2 % del PIB.

Tabla 8. Producción de la industria extractiva, 2014-2015

Productos	Variación porcentual (%)	
	2014	2015
Petróleo crudo y gas natural	-1,4	1,3
Petróleo crudo	1,6	1,5
Gas natural	1,5	-5,1
Carbón mineral	3,8	-3,4
Minerales metálicos	-9,1	-2,7
Hierro	nd	36,4
Níquel	-3,5	-7,8
Oro	-13,9	-5,4
Plata y platino	nd	-21,3
Minerales no metálicos	9,7	6,0
Minerales utilizados en la construcción	10,0	6,2
Evaporitas (sal)	nd	-8,3
Minerales para usos industriales	nd	2,5
Esmeraldas	29,2	10,2
Explotación de minas y canteras	-0,2	0,6

Fuente: Elaboración de los autores basado en información datos del DANE publicada en: http://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/pib/bol_PIB_dem_IVtrime14_2.pdf y http://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/pib/bol_PIB_IVtrim15_oferta_demanda.pdf

PIB-minería

La actividad minera en esta materia se descompone en tres subsectores: carbón (térmico y antracitas), minerales metálicos (níquel, cobre, metales preciosos y otros metálicos) y minerales no metálicos (materiales de construcción, esmeraldas, minerales de uso industrial). De los cuales los productos más representativos han sido: carbón (60 % aprox.), oro (15 % aprox.), níquel (10 % aprox.).

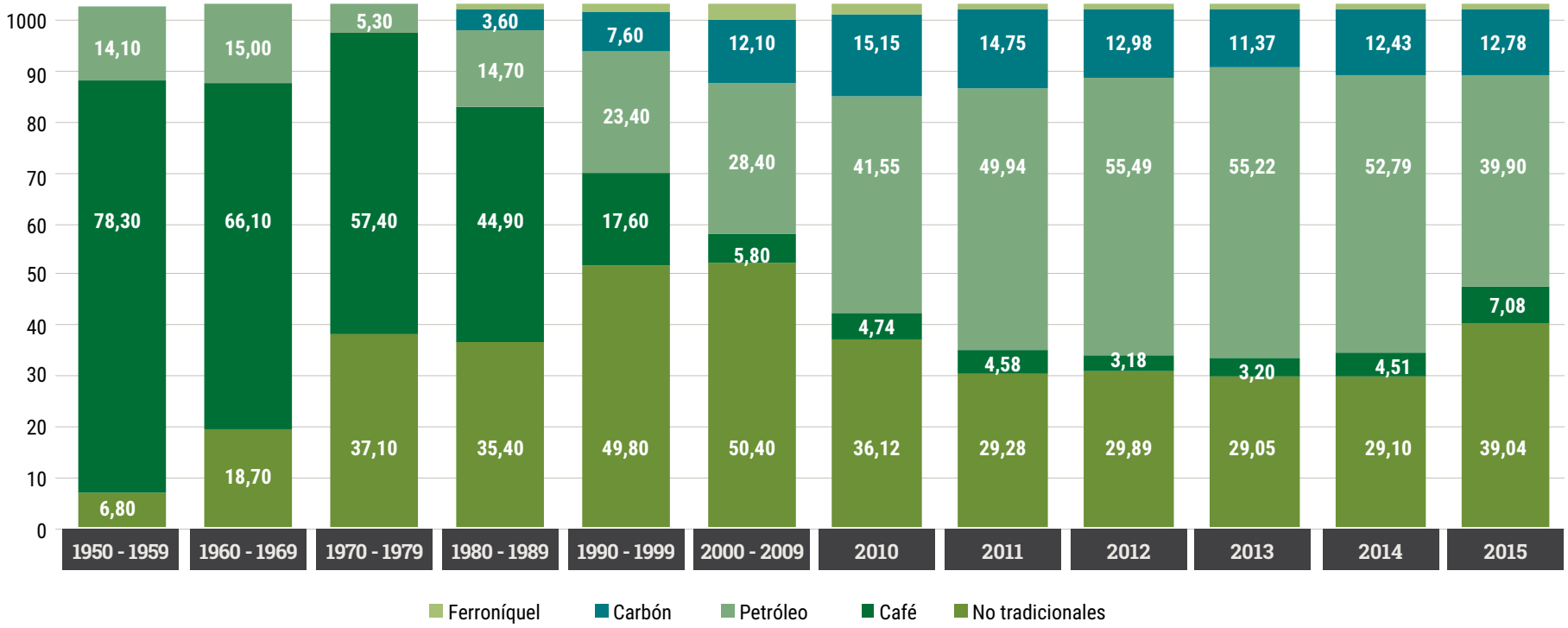
Para el 2014, la actividad minera presenta un leve crecimiento de 1,6 %, explicado por aumento de los minerales no metálicos (9,7 %) y del carbón (3,76 %), mientras que los minerales metálicos disminuyeron en 9,1 %, principalmente por la caída en la producción de oro (-13,9 %) y de níquel (-3,5 %). Durante el 2015 la actividad minera registra un decrecimiento económico de 2,7 %, comportamiento asociado a la disminución en la extracción de carbón (-3,4 %), de níquel (-7,8 %) y de oro (-5,4 %), y por un aumento en materiales de construcción (6,2 %) y esmeraldas (10,2 %). La tabla 8 resume los productos que componen el PIB de la industria extractiva colombiana y su correspondiente evolución anual, en el período de referencia.

1.3.2 Exportaciones[9]

Las exportaciones colombianas han descendido fuertemente durante los años de referencia de este informe (2014 y 2015), contrayéndose un 20,9 % promedio anual, lo que significa cerca de USD 11.000 millones menos al año, hecho explicado por la caída de precios de las principales materias primas alrededor del mundo, lo que impactó directamente a dos de los principales productos de exportación del país: petróleo y carbón.

Ilustración 8. Composición colombiana de las exportaciones por sectores, 1950–2015

(Participación porcentual en el total de exportaciones del país)



Fuente: Elaboración de los autores sobre datos Banco de la República (http://www.banrep.gov.co/es/balanza-comercial).

La canasta exportadora del país se ha diversificado; en los años setenta era intensiva en la industria cafetera (57 % de lo exportado) mientras que en los últimos 20 años otros sectores económicos han ganado espacio; sin embargo, la industria extractiva conserva una magnitud bastante importante, representado cerca del 63 % de las exportaciones totales (años 2010 a 2015).

9. Información suministrada por el DANE (fuente oficial) a octubre de 2016, basada en el Declaración de Exportación de la DIAN, cuyo reporte subnacional llega hasta el nivel departamental.

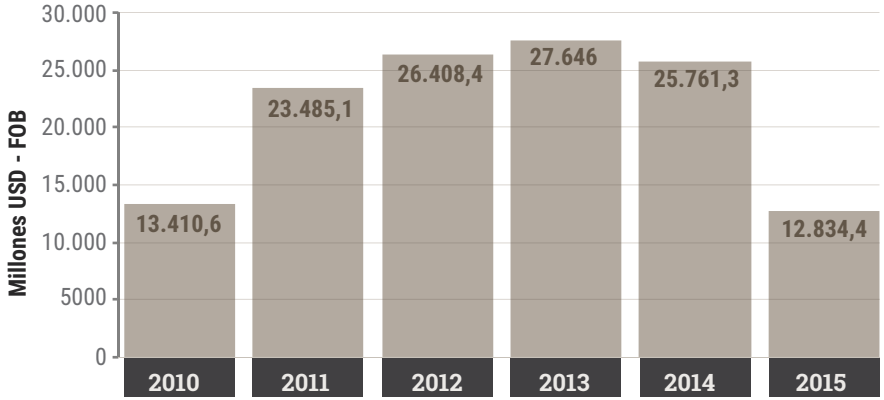
Exportaciones de hidrocarburos

Las exportaciones de crudo en el último año (2015) representaron el 35,9 % del total exportado del país, cuando lo usual eran exportaciones por encima del 43 % (período 2010-2015), cifras que pasaron de USD 25.761 millones en 2014 a USD 12.834 millones en 2015, lo que significó una caída del 50,2 %.

Según lo reportado por el DANE, los principales destinos de exportación representaron las mayores reducciones, así: China (-65,4 %), España (-63,1 %), Estados Unidos (-42,4 %) y Panamá (-33,6 %).

Por otra parte, para el 2015 se tiene que el 80 % de las exportaciones son realizadas por: Ecopetrol (59 %), seguido por Meta Petroleum Corp. (10 %), Hocol (8 %) y Equion Energía Ltd. (5 %)[10]; según el departamento de origen reportado[11], los principales departamentos exportadores de crudo fueron: Casanare, Meta y Arauca, con participaciones del 43 %, 37 % y 10 %, respectivamente.

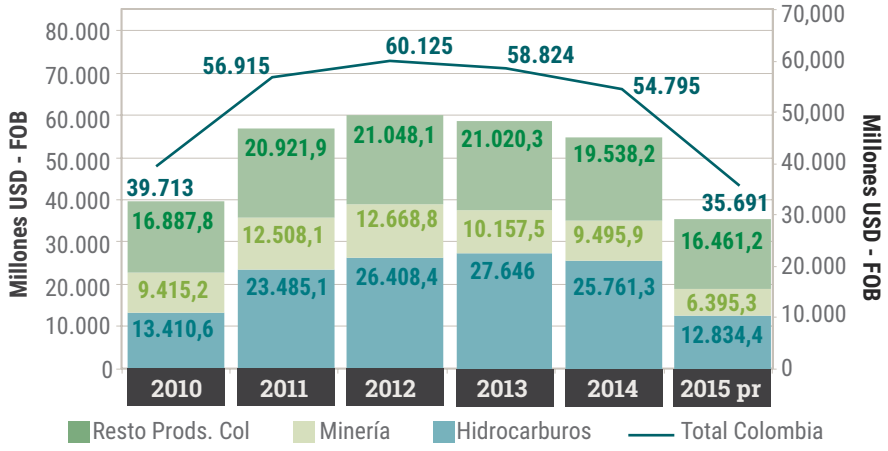
Ilustración 10. Evolución de las exportaciones de petróleo (2010-2015)



Fuente: Elaboración de los autores sobre datos DANE-DIAN (a octubre de 2016).

Ilustración 9. Exportaciones. Total nacional e industria extractiva, 2010-2015

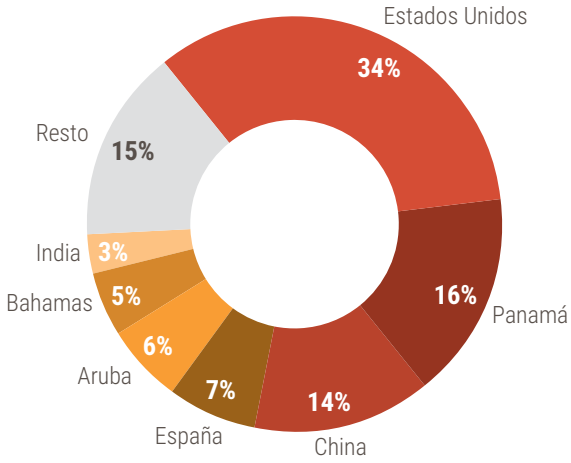
(Millones USD FOB)



Fuente: Elaboración de los autores sobre datos DANE-DIAN (a octubre de 2016).
pr = Provisional

El total de las exportaciones colombianas en el período 2010-2015 ha tenido un crecimiento promedio anual de 1,02 % (USD 51 mil millones promedio anual), mientras que la industria extractiva ha crecido a un ritmo del 2,16 % (USD 31,6 mil millones promedio anual).

Ilustración 11. Exportaciones de petróleo por país destino, 2015



Fuente: Elaboración de los autores sobre datos DANE-DIAN (a octubre de 2016).

10. El filtro para este análisis se realizó por NIT y nombre que figura para el mismo en la respectiva declaración de exportación, por lo que puede variar un poco cuando se unifican empresas por conglomerados o consorcios.
11. Estimación realizada sobre el 30 % de los registros que reportaron el departamento, pues el restante 59 % de los registros no lo reportó.

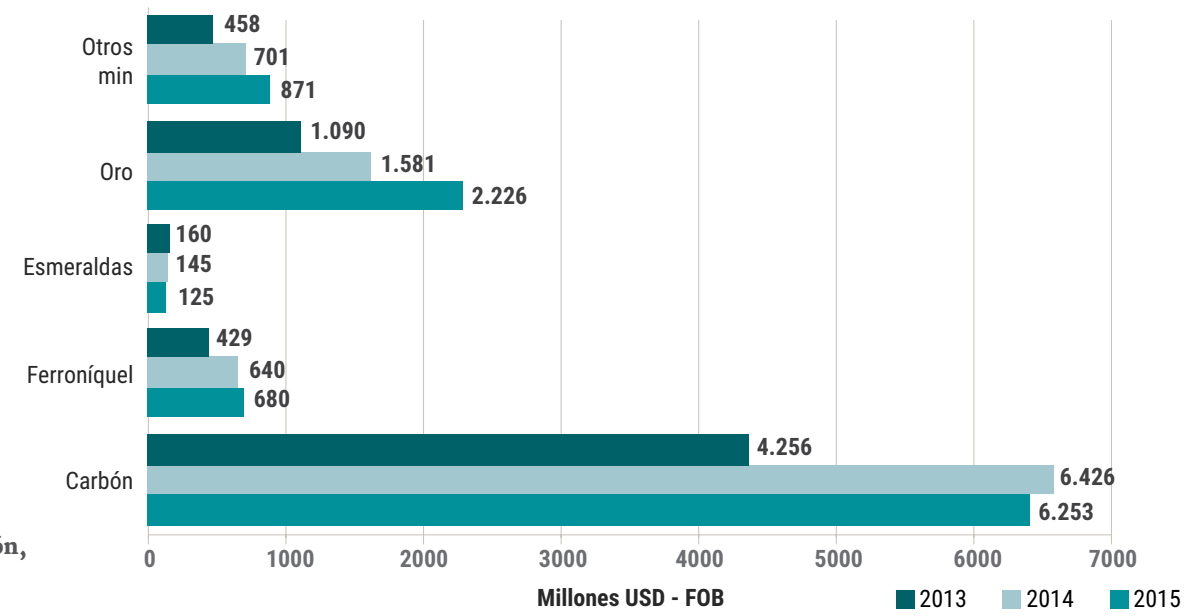
Exportaciones minería

Al igual que el sector petrolero, las exportaciones mineras también decrecen; en este caso la caída es del 32,65 %, pasando de USD 9.496 millones en 2014 a USD 6.395 millones en 2015. Como se observa en a la ilustración 12, los principales productos de la canasta minera decrecen, así: carbón (-33,8 %), oro (-31,1) y ferroníquel (-32,9).

Carbón

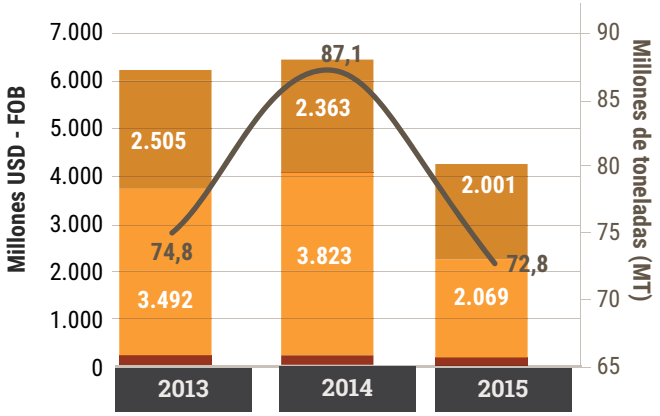
Las exportaciones de carbón representan el 11,9 % de las exportaciones colombianas, que han pasado de USD 6.427 millones en 2014 a USD 4.257 millones en 2015, siendo este año (2015) el más crítico de su historia, pues ha pasado de exportar 87,1 millones de toneladas en 2014, a 72,8 millones de toneladas en 2015.

Ilustración 12. Composición de las exportaciones mineras, 2013-2015



Fuente: Elaboración de los autores sobre datos DANE-DIAN (a octubre de 2016).

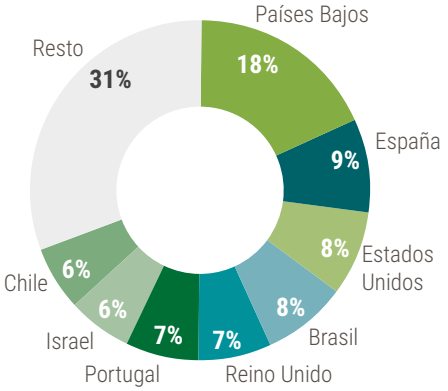
Ilustración 13. Evolución de las exportaciones de carbón, 2013-2015



	2013	2014	2015
La Guajira	2.505	2.363	2.001
Cesar	3.495	3.823	2.069
Resto	242	236	186
Carbón Volumen (MT)	74,8	87,1	72,8

Fuente: Elaboración de los autores sobre datos DANE-DIAN (a octubre de 2016).

Ilustración 14. Exportaciones de carbón por país destino, 2015



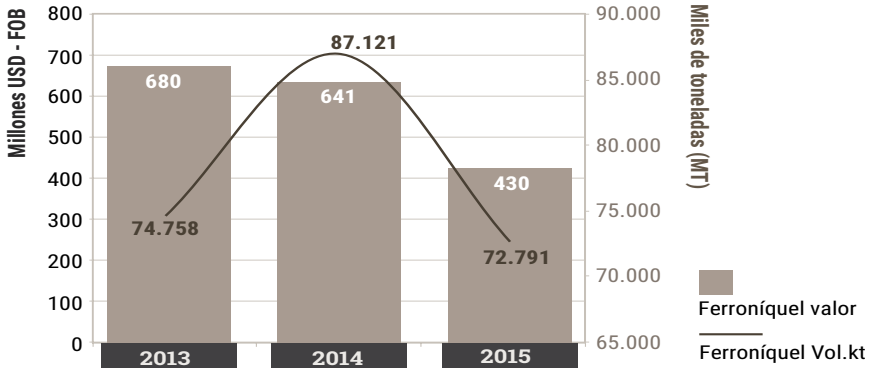
Fuente: Elaboración de los autores sobre datos DANE-DIAN (a octubre de 2016).

Ferroníquel

El exportador de este producto es Cerro Matoso S.A. (titular de la única mina productora de níquel en el país ubicada en Montelíbano, Córdoba), cuyas exportaciones representan el 1,20 % del total país y el 6,72 % de las exportaciones mineras.

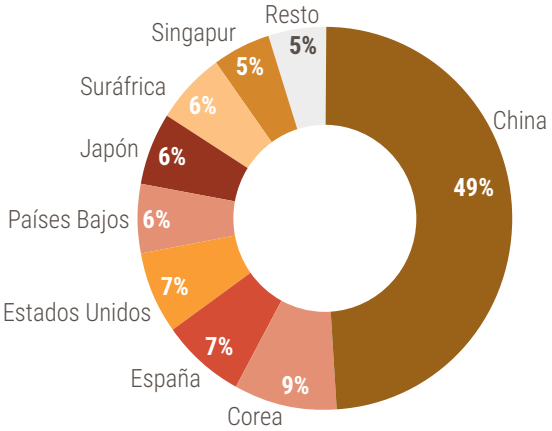
Según lo reportado por el DANE, su comportamiento mantiene desde 2013 la misma tendencia decreciente que registra la mayoría de los productos mineros, y el valor de sus exportaciones entre 2014 y 2015 suman en promedio USD 535 millones, con disminuciones anuales en estos años de -5,8 y -32,9 respectivamente; en volumen representa: 87.121 miles de toneladas (2014) y 72.791 miles de toneladas (2015).

Ilustración 15. Evolución de las exportaciones de ferroníquel, 2013-2015



Fuente: Elaboración de los autores sobre datos DANE-DIAN (a octubre de 2016).

Ilustración 16. Exportaciones de ferroníquel por país destino, 2015



Los principales destinos de las exportaciones de ferroníquel son: China (49 %), Corea (9 %), España (7 %) y Estados Unidos (7 %), que suman el 72 % de sus exportaciones.

China es el único país que registra un aumento en lo exportado: pasa de USD 182 millones en 2014 a USD 213 millones en 2015 (aumento de 16,8 %).

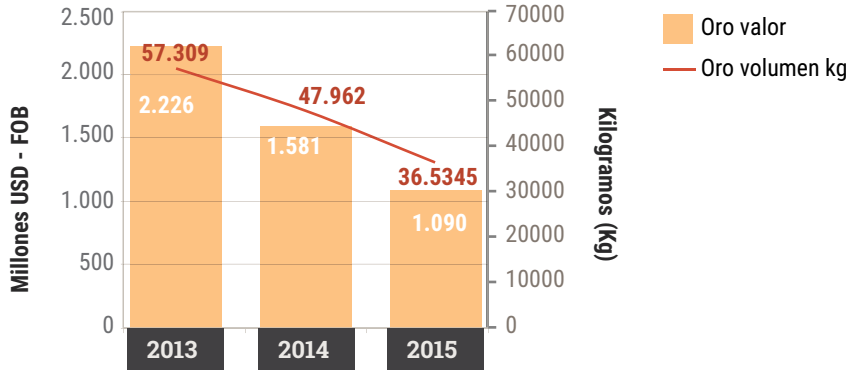
Fuente: Elaboración de los autores sobre datos DANE-DIAN (a octubre de 2016).

12. Según estudio del Banco de la República (2012).

Oro

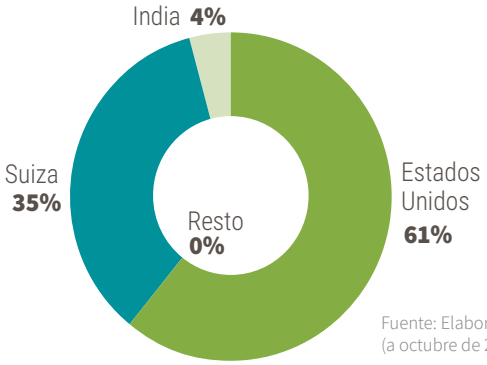
Las exportaciones de oro representan el 3,0 % de las exportaciones colombianas, cuyo volumen ha pasado de 47.962 kilos en 2014 a 36.535 kilos en 2015 (disminución de 23,8 %), que en valores equivalen a USD 1.582 millones y USD 1.090 millones, respectivamente.

Ilustración 17. Evolución de las exportaciones de oro, 2013-2015



Fuente: Elaboración de los autores sobre datos DANE-DIAN (a octubre de 2016).

Ilustración 18. Exportaciones de oro por país destino, 2015



Los destinos de exportación históricamente se han dirigido hacia Estados Unidos y Suiza, que concentran el 96 %, ambos destinos con registro de caídas: en 2014 de -38,9 %, y en 2015 de -16,9 %.

Fuente: Elaboración de los autores sobre datos DANE-DIAN (a octubre de 2016).

Pese a que la producción nacional de oro se concentra principalmente en los departamentos de Antioquia, Chocó, Nariño, Cauca y Bolívar, vale la pena señalar que la producción aurífera del país tiene un alto componente de informalidad e ilegalidad, del cual se estima que la producción por empresas reconocidas es cercano al 11 % [12]; por otra parte, el departamento que registra el 99 % exportaciones es Antioquia. Este hecho se puede atribuir a que la mayoría de los exportadores son comercializadoras internacionales.

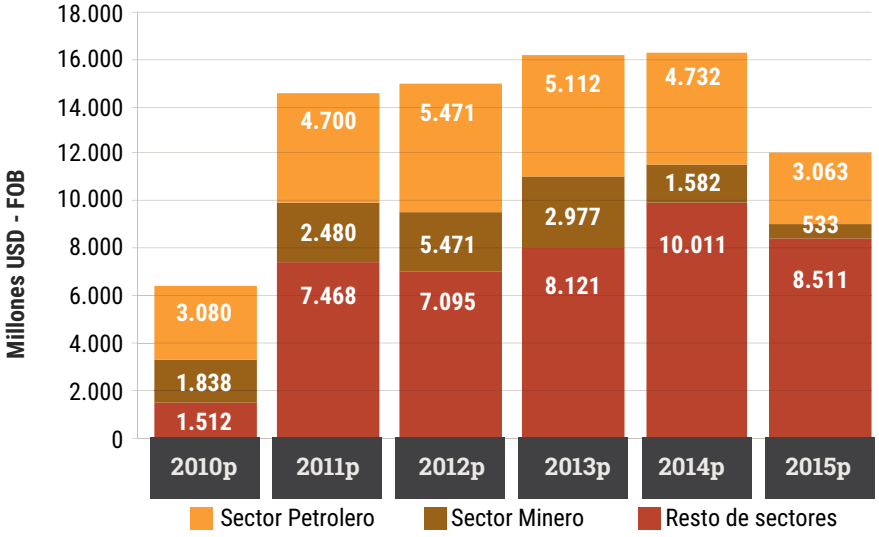
1.3.3 Inversión extranjera directa (IED)

Con base en la información oficial del Banco de la República[13], se registra que los montos de inversión dirigidos a la industria extractiva en los últimos cinco años han sumado en promedio anual USD 3.330 millones, de los cuales USD 2.035 millones se dirigieron al sector petrolero y los restantes UDS 1.295 millones al sector minero. Estos dos sectores solían captar entre el 50 % y el 70 % de la IED del país, pero en los dos últimos años (2014 y 2015) no superaron el 35 %.

Vale la pena indicar que la puesta en marcha y operación de proyectos de esta industria requiere de inversiones bastante altas, en especial en las fases previas a la producción, momento en el cual se consolida la inversión y se empiezan a generar los retornos de la misma; por esto no es extraño que estos sectores sean los que más flujos de capital atraen respecto a otros sectores económicos, en especial en épocas de altos precios de la industria, pues ello permite que proyectos productivos que no eran económicamente viables a precios bajos entren a operar de manera competitiva.

Como se observa en ilustración 19, durante el 2015 los flujos percibidos de IED se redujeron en Colombia un 25,8 %; la industria extractiva ha sido la más afectada con una caída de 43,0 %; sus inversiones han pasado de USD 6.313 millones en 2014 a USD 3.596 millones en 2015. Vale la pena mencionar que el sector de hidrocarburos en promedio ha atraído el doble de las inversiones mineras; sin embargo para el 2015, esta relación fue de cinco a uno.

Ilustración 19. Flujos de inversión extranjera directa en Colombia



p= Preliminares
Fuente: Elaboración de los autores sobre datos del Banco de la República.

IED hidrocarburos

Este sector en el período 2010-2013 en promedio atrajo el 35 % de la IED; durante 2014 dichas inversiones fueron de USD 4.732 millones, lo que significó una disminución de 7,4 % respecto al año inmediatamente anterior, mientras que en 2015 este monto descendió a USD 3.063 millones, lo que representó una reducción del 35 %.

IED minería[14]

Este sector es el que registra las más fuertes diminuciones respecto al resto de sectores de la economía en los años 2014 y 2015, pues en promedio la IED era aproximadamente de USD 2.500 millones anuales, contrayéndose a UDS 1.582 millones en 2014, y USD 533 millones en 2015, disminuciones de 46,9 % y 66,3 %, respectivamente. Se estima que las inversiones se han orientado principalmente a la ampliación de proyectos existentes y una pequeña parte a la actividad exploratoria.

13. Información de la balanza de pagos que registra los flujos reales y financieros que el país intercambia con el resto de las economías del mundo. La inversión directa es una transacción de largo plazo que se diferencia del resto de flujos financieros por su mayor estabilidad y menor dependencia de factores coyunturales. Tomado de: http://www.banrep.gov.co/es/inversion-directa. Dado que las cifras son preliminares (p), cada año la fuente puede ajustarlas.

14. A diferencia de lo reportado en el PIB y las exportaciones, en este acápite la información viene agregada, lo que no permite un mayor análisis de los productos que lo componen.

1.3.4 Precios

La evolución de este indicador permite vislumbrar que el comportamiento de esta industria responde de manera casi inmediata a las variaciones de precios registradas, bien sea para estimular las actividades exploratorias o las capacidades operativas para aumentar niveles de producción, lo cual incide de manera directa en los aportes e ingresos fiscales del sector. Para el período del presente reporte, hidrocarburos descendía a un ritmo del 47 %, y el promedio de los productos mineros en 23,7 %.

Tabla 9. Precios internacionales de los principales productos de hidrocarburos y minería, 2014–2015

Año	Petróleo USD/Bl (WTI)	Carbón USD/T	Oro USD/oz	Níquel USD/T	Hierro USD/T	Cobre USD/T
2014	93,1	75,15	1.271,60	16.893,38	0,97	6.863,40
2015	48,7	61,60	1.169,03	11.862,60	0,55	5.510,50
Var %	-47,7	-18,0	-8,1	-29,8	-43,0	-19,7

Fuentes: FMI. Oro: Kitco.

En cuanto a la tasa de cambio, el comportamiento del peso colombiano frente al dólar durante los años del presente informe (2014 y 2015) ha mostrado una depreciación del 37,28 %, es decir que la tasa de cambio pasó de un valor promedio anual de $2.000,68 a $2.746,47 por dólar; según estudios del Banco de la República, uno de los principales factores que ha influido en dicha depreciación es el precio del petróleo (Informe sobre inflación, Banco de la República, 2015).

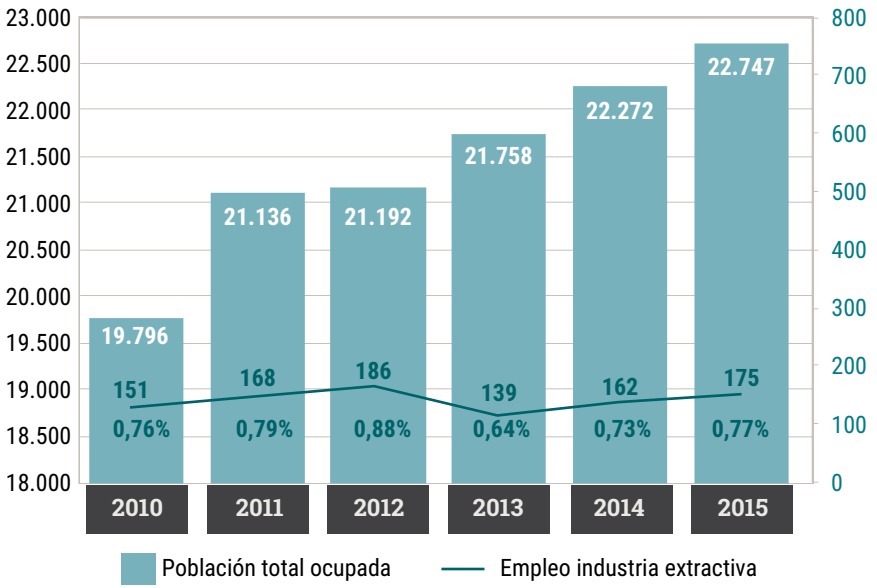
1.3.5 Otros aportes[15]: Empleo

La importancia sobre la generación de empleo radica en que la industria extractiva en Colombia genera oportunidades de empleo donde hay escasa oferta laboral, debido a que las operaciones petroleras y mineras en general se localizan en regiones aisladas de centros urbanos; para hidrocarburos, principalmente en Puerto Gaitán, Acacias y Castilla la Nueva (Departamento del Meta) y para minería, en Albania (La Guajira), La Jagua de Ibirico y Becerril (Cesar).

Sin embargo, las estimaciones oficiales específicas, tanto para el sector minero como para hidrocarburos son más bajas que las reales, pues la contabilización sobre el nivel de empleo que realiza el Departamento Nacional de Estadística (DANE) (fuente oficial),

Ilustración 20. Población total ocupada y población ocupada en la actividad extractiva, 2010–2015

(Miles de personas)



Fuente: DANE, ECH, GEIH (octubre-diciembre de cada año).
http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/mercado-laboral

15. En esta parte solo se describen los aportes respecto a la generación de empleo, pues los pagos sociales (inversiones de carácter social en el marco de los contratos suscritos con el Estado), los impuestos nacionales, las regalías y las compensaciones se tratarán con detalle en el capítulo 4.

resulta limitada para la industria extractiva, pues las ciudades que cuantifica no necesariamente son representativas del lugar de las operaciones; esto se debe a que la Gran Encuesta Integrada de Hogares (GEIH), investigación por muestreo que mide el tamaño y estructura de la fuerza laboral, captura información en trece ciudades capitales y áreas metropolitanas, once ciudades intermedias, ocho capitales de nuevos departamentos; cabeceras y centros poblados y rurales dispersos en más de 443 municipios del país[16], aplicando luego un factor de expansión para acercarse a la realidad estadística, basado en Censo Nacional de Población y Vivienda de 2005[17].

Adicionalmente, la Agencia Nacional de Minería (ANM)[18] ha realizado un ejercicio de recopilación y cuantificación de empleo; y por su parte, la Asociación Colombiana de Petróleos (ACP) realiza una encuesta anual (al 96 % de empresas de exploración y producción de crudo), cuyas estimaciones en promedio suman un poco más del doble de empleos respecto a lo que reporta la fuente oficial. No obstante, ambas fuentes utilizan herramientas metodológicas diferentes que impiden que la medición sea consistente en tamaño muestral y en temporalidad, entre otras razones, motivo por el cual el Ministerio de Minas planteó este hecho al DANE; ambas entidades están analizando el tema con miras a generar una nota oficial explicativa de este contexto u orientar un ajuste que permita aproximarse más a la realidad del sector en esta materia.

Por ahora, y con base en la anterior explicación, se continuará tomando como referente oficial la información de la GEIH-DANE. En este contexto, se puede decir que la industria extractiva en Colombia generó 175 mil empleos durante el 2015 y que su tasa de crecimiento promedio durante los años 2014 y 2015 muestra una contracción del 2,6 %, mientras que el empleo nacional decreció a un ritmo del 0,8 %.

16. DANE, Ficha metodológica GEIH: Trece grandes ciudades con sus áreas metropolitanas: Bogotá, Medellín-Valle de Aburrá, Cali-Yumbo, Barranquilla-Soledad, Bucaramanga-Floridablanca-Girón-Piedecuesta, Manizales-Villamaría, Pasto, Pereira-Dosquebradas-La Virginia, Ibagué, Cúcuta-Villa del Rosario-Los Patios-El Zulia, Villavicencio, Montería, Cartagena. Once ciudades intermedias: Tunja, Florencia, Popayán, Valledupar, Quibdó, Neiva, Riohacha, Santa Marta, Armenia, Sincelejo, San Andrés. Ocho ciudades capitales de los nuevos departamentos nacionales: Mitú, Yopal, Inírida, Leticia, Arauca, Mocoa, Puerto Carreño, San José del Guaviare.
17. DANE, Ficha metodológica GEIH, en: http://www.dane.gov.co/files/investigaciones/fichas/empleo/ficha_metodologica_GEIH-01_V10.pdf
18. Recolección realizada mediante visitas de campo en la labor de Fiscalización minera de títulos otorgados por la ANM (año 2014, la fuente no registra series de tiempo).

2.

Cadena de valor de la industria extractiva en Colombia

Este capítulo presenta los principales resultados de la cadena de valor de la industria extractiva colombiana, el cual se basa en el marco lógico que ilustra el proceso productivo que inicia con las actividades exploratorias, pasando por la solicitud y otorgamiento de licencias y contratos, y finalizando con los resultados de la producción nacional de hidrocarburos y minería.

Adicionalmente, describe los procesos de fiscalización y supervisión que realiza el Estado colombiano a los proyectos de esta industria, presenta los sistemas de información vigentes y hace un acercamiento regional a las principales variables de la cadena de valor, culminando con una breve descripción de las políticas de gobierno más destacadas en el período 2014 y 2015.

2.1 Sector minero

Ilustración 21. Cadena de valor de la industria extractiva hasta la producción

Fuente: Elaboración de los autores

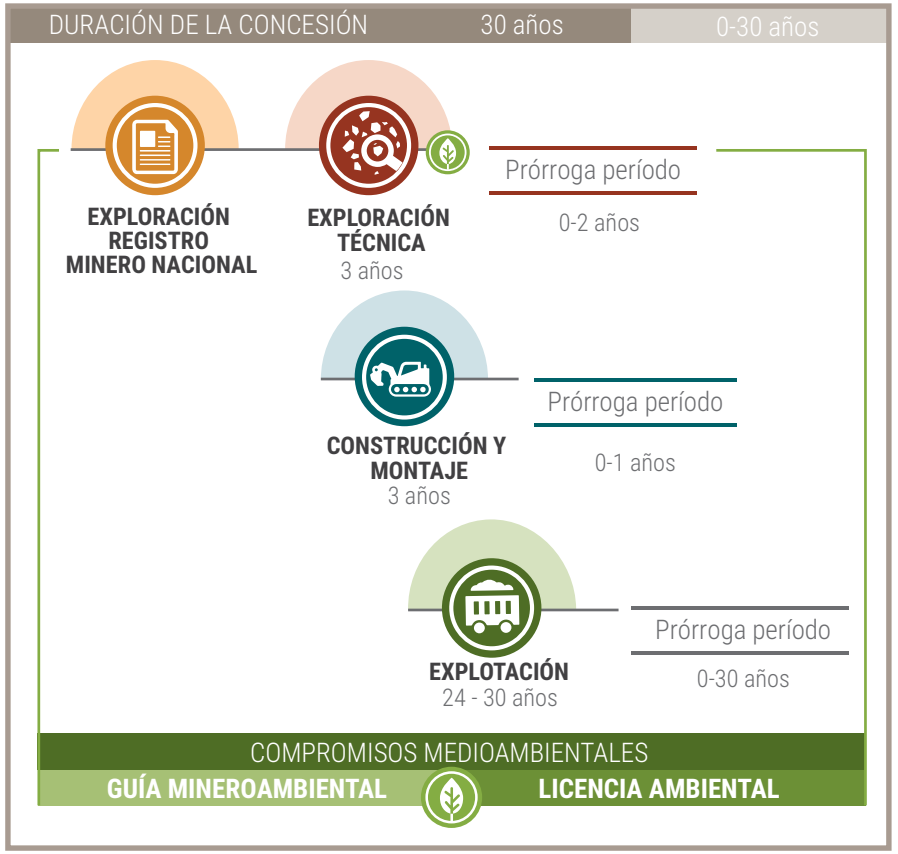
La cadena de valor que se presenta en este capítulo está conformada por los eslabones que anteceden a la generación de renta y su distribución, los cuales se enfocan a la presentación de los principales resultados en materia exploratoria, el otorgamiento de títulos y contratos, y los volúmenes totales de producción generada por esta industria.

2.1.1 Exploración

Dentro de la institucionalidad de la industria extractiva nacional, existe el Servicio Geológico Colombiano (SGC), entidad que realiza actividades exploratorias para profundizar el conocimiento geológico, geoquímico y geofísico del país. El SGC emprendió la estrategia de estudiar las áreas estratégicas mineras con la intención de proveer información a la ANM y que esta agencia pudiera adoptar el modelo de licitación de áreas por el sistema de bloques como lo realiza la ANH. Sin embargo, durante 2015 las determinaciones de la Corte Constitucional (Sentencia T-766 de 2015) declararon sin efectos la delimitación de dichas áreas; no obstante, el SGC continúa explorando el territorio colombiano porque son actividades que están dentro de sus competencias. En el cuadro 1 se presentan los principales avances en esta materia.

Si bien el Estado realiza avances en materia exploratoria como se explicó anteriormente, desde que el mismo Estado colombiano se enfocó en la administración del recurso minero, dejó la posibilidad de que particulares realizaran estudios y campañas de exploración, las cuales deben contar con título minero ante la ANM. Dicha fuente informa que los proyectos mineros en etapa de exploración al 2015 sumaban 3.448 contratos, equivalentes al el 37,18 % de la titulación minera colombiana, de los cuales el 67 % de los contratos son para materiales de construcción (35 %) y metales preciosos (33 %).

Ilustración 22. Fases de la actividad minera y duración promedio



* PND 2010-2014 y 2014-2018 estableció que esta etapa puede prorrogarse hasta 11 años.

Fuente: Ponce Muriel, Álvaro. (2014) *Minería moderna para el progreso de Colombia, basado en la Ley 685 de 2001.*

Cuadro 1. Cartografía geológica y exploración geofísica (2014-2015)

Cartografía geológica. El cubrimiento del territorio colombiano en materia de cartografía geológica tenía un avance del 66,71 %.

1. Concluyó la fase de campo de 2.400 km² correspondiente a la plancha 53 Magangué escala 1:100.000 y se realizó la fase 1 de compilación e interpretación de la información de 2.400 km² correspondiente a la cuenca Sinú-San Jacinto, a escala 1:50.000.
2. Se continuó el desarrollo de las fases 1 y 2, correspondientes en la compilación de la información e interpretación de sensores remotos y al trabajo de campo para el levantamiento de la cartografía geológica regional a escala 1:100.000 de 36.000 km², en los departamentos de Putumayo y Caquetá, con presupuesto de PGN y SGR. Al terminar el primer semestre se levantaron 14.000 km² de información.
3. Se desarrolló la fase 4, correspondiente a las revisiones finales y correcciones por parte de la interventoría y el SGC de 108.279 km² a escala 1:100.000 (reportados en el 2014), realizados por Zona Norte y Zona Sur.
4. Se oficializaron las planchas de los bloques 6 y 8 en el Vichada.
5. Se inició el proceso para contratar, a través de Ciencia y Tecnología, de 18.097 km² de cartografía geológica escala 1:100.000 en los departamentos de Antioquia y Córdoba (6.900 km²) y Meta-Guaviare (11.197 km²) para la vigencia 2015-2017.

En el primer semestre de 2015 se presentó un avance de 16.400 km², lo que representa un incremento de 1,44 % en la cartografía geológica regional escala 1:100.000 del territorio nacional, y alcanza un total de 68,15 % de avance del estado de la cartografía geológica en el territorio continental colombiano.

Exploración geofísica orientada a recursos minerales y otras aplicaciones. A finales de 2014 y para ejecución en 2015 y 2016, se contrató la adquisición de 226.000 km lineales (aprox. 130.000 km2) de información geofísica aerotransportada de magnetometría y gamaespectrometría en la Amazonía, Orinoquía y pacífico de Colombia. Se ha logrado la adquisición de 649.847 km lineales.

Investigación y exploración de recursos minerales energéticos

- **Exploración y evaluación de recursos carboníferos en el área Cimitarra-Opón-Landázuri:** Durante 2014 se adelantó la exploración y evaluación de recursos de carbón a escala 1:25.000 en un área de 550 km2 en los municipios de Cimitarra, Opón y Landázuri, Departamento de Santander. Se ejecutó reconocimiento geológico y estratigráfico de la zona, muestreo de carbones para análisis químicos y, a partir de los datos obtenidos, se realizó el cálculo de recursos de carbón. El total de recursos de carbón evaluados es del orden de 806 millones de toneladas de carbón (antracíticos y bituminosos), de los cuales 92 millones de toneladas son recursos medidos; 294 millones de toneladas son recursos indicados y 420 millones de toneladas son recursos inferidos.

- **Exploración de gas metano asociado a carbón en el área Úmbita-Tibaná:** La exploración de gas metano asociado al carbón (GMAC) se realizó en un área de 200 km², en los municipios de Úmbita y Tibaná en el Departamento de Boyacá. Las mediciones de contenidos de gas metano en las muestras de perforación arrojaron valores de hasta 200 pies³/ton.

- **Exploración de gas metano asociado al carbón en el área San Luis:** Comprende un área de 200 km² (área carbonífera Vanegas-San Vicente de Chucurí-Río Cascajales y área carbonífera San Luis), ubicada en el Carmen de Chucuri (Santander). En la zona se encontraron hasta 20 mantos, con calidades correspondientes a carbones bituminosos medios en volátiles, bituminosos altos en volátiles, bituminosos altos en volátiles A, comúnmente aglomerantes para uso en producción de coque, con altos contenidos de azufre y de cenizas.

- **Exploración de uranio en el área Arcabuco-Belén:** A partir de mediciones gamaespectrométricas de potasio, uranio y torio, se realizó la exploración de minerales energéticos a escala 1:25.000 en una extensión de 1.800 km² en el área de Arcabuco-Belén, departamento de Boyacá.

Fuente: Elaboración de los autores sobre la base del SCG: http://www2.sgc.gov.co/Entes-de-Control/Rendicion-de-Cuentas/archivos/Rendicion-de-Cuentas-2015.aspx.

2.1.2 Situación contractual (titulación)

Antes de presentar los resultados sobre el estado de la titulación minera, es importante indicar que una propuesta de solicitud de título minero en Colombia es el primer acto jurídico por parte de un interesado o proponente, en su pretensión de otorgamiento de un derecho minero o contrato de concesión minera por parte del Estado, es decir, que dicho acto no le da derecho a realizar ningún tipo de actividad sobre el área solicitada, y solo le confiere un derecho de prelación o preferencia hasta tanto la propuesta tenga validez por parte de la autoridad competente (Código Minero, Ley 685 de 2001, art. 16). En este sentido, una propuesta de solicitud solo tendrá validez y será otorgada si la misma cumple con la totalidad de requisitos exigidos por la ley y por la autoridad minera competente (ANM), en caso contrario, la propuesta será rechazada y el área pretendida quedará libre en el catastro minero colombiano (CMC) (véase la parte 4 del documento).

Este procedimiento para la obtención de concesiones mineras en Colombia tiene varias implicaciones; la primera de ellas es que mediante este mecanismo los solicitantes pueden congelar áreas, lo que ha generado no solo la inactividad sobre los títulos, sino un mercado secundario sobre las áreas y los prospectos, fomentando un mercado especulativo, que en muchos casos ha impedido el avance exploratorio real.

2.1.3 Resultados de la titulación minera

Según la ANM[19], el número de títulos mineros otorgados por el Estado colombiano hasta 2015 suma un total de 9.314, representando una reducción del -3,47 %, respecto al 2014, año en el que dicha titulación sumaba 9.649. El Registro Nacional Minero (RNM) tiene varias modalidades de contrato de concesión que van desde los exploratorios, los contratos de concesión (agrupados en los contratos de Ley 2655, de Ley 685 y de virtud de aporte), hasta permisos y reconocimientos de propiedad privada. El 93 % de los contratos son contratos de concesión (6.713 registros), autorizaciones temporales (1.119 registros) y licencias de explotación (791 registros), como se registra en la tabla 10.

Como se observa, la titulación se concentra en los contratos de concesión de la Ley 685/2001, pues a partir de esta ley se normalizó la expedición de títulos en esa categoría; en cambio las autorizaciones temporales que representan el 12 %, decrecen a un ritmo 2,95 % en el período 2014 a 2015, contratos que se dirigen especialmente a la explotación de materiales de construcción para la construcción de obras civiles e infraestructura vial.

De la totalidad de títulos mineros otorgados en Colombia, en promedio para el período de estudio el 3 % se concedió en dicha vigencia, pasándose de entregar 272 en 2014, a 295 en 2015 (aumento de 8,46 %), como se presenta en la tabla 11.

Tabla 10. Títulos mineros otorgados en Colombia, 2013-2015

Tipo de contrato	2013	%	2014	%	2015	%
Contrato de concesión (Decreto 2655)	1.111	11 %	1.106	11 %	1.071	11 %
Contrato de concesión (Ley 685)	5.957	61 %	5.830	60 %	5.642	61 %
Autorización temporal	1.056	11 %	1.153	12 %	1.119	12 %
Licencia de explotación	842	9 %	821	9 %	791	8 %
Licencia de exploración	358	4 %	353	4 %	339	4 %
Contrato de aporte	323	3 %	331	3 %	325	3 %
Reconocimiento de propiedad privada (RPP)	52	1 %	55	1 %	27	0 %
Total Colombia	9.699	100 %	9.649	100 %	9.314	100 %

Fuente: ANM.

Tabla 11. Títulos mineros adjudicados en Colombia, 2014-2015

A 31 de diciembre de cada año.

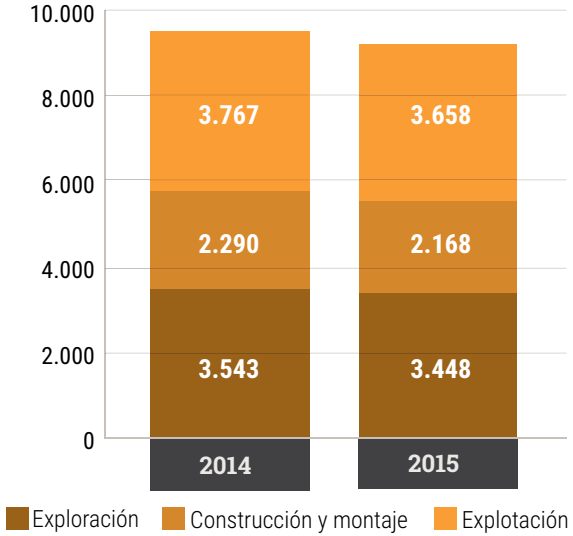
Tipo de Contrato	2014	%	2015	%
Contrato de concesión (Ley 685)	87	32 %	166	56 %
Autorización temporal	175	64 %	124	42 %
Licencia de explotación	2	1 %	0	0 %
Licencia de exploración	8	3 %	5	2 %
Total Colombia	272	100 %	295	100 %

Fuente: ANM.

19. Contratos Minería en: http://www.anm.gov.co/?q=informe-de-materilidad.

Respecto a la titulación minera según la fase operativa vigente, se tiene que el 39 % se encuentra en etapa productiva (explotación), un 37 % en fase exploratoria, y el restante 23 % en construcción y montaje, como se puede apreciar en la ilustración 23.

Ilustración 23. Titulación minera según fase operativa



Nota: Se encuentran diferencias frente al total de títulos otorgados, porque algunos títulos se hallan en transición de una etapa otra.

Fuente: Elaboración de los autores sobre datos ANM

2.1.4 Producción minera en Colombia

La canasta minera en Colombia se compone de más de 30 productos; sin embargo, los más significativos son: carbón, oro y níquel, que registran importantes niveles de producción, así como en exportaciones y, por ende, en pagos por concepto de regalías. En la tabla 12 se pueden apreciar las producciones más relevantes.

Tabla 12. Producción principales minerales en Colombia, 2010-2015 (preliminar)

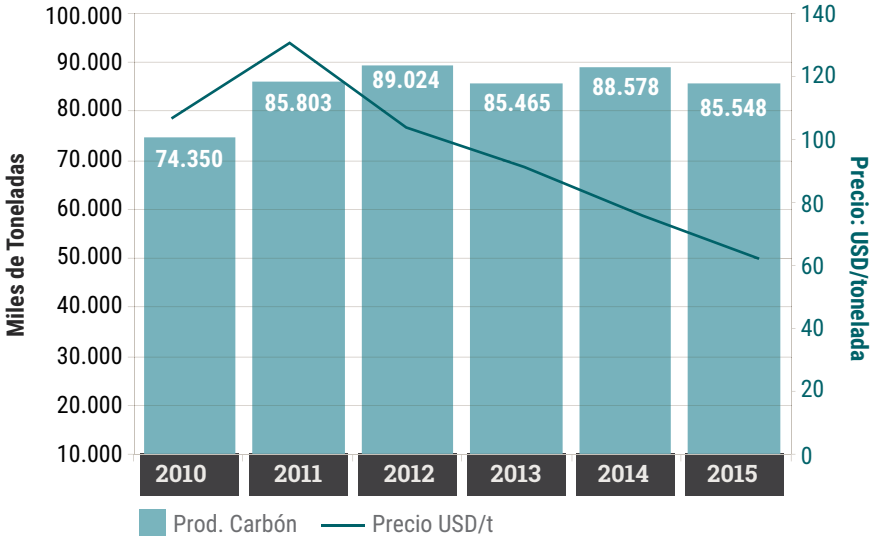
Mineral	Unidad	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Oro	Kilogramos	53.606	55.908	66.178	55.745	57.015	59.202
Plata	Kilogramos	15.300	24.045	19.368	13.968	11.498	9.256
Platino	Kilogramos	997	1.231	1.460	1.836	1134,65	784
Cobre	Toneladas	3.917	4.042	3.902	3.294	n. d.	n. d.
Caliza (para cemento)	Miles de toneladas	11.767	13.365	13.548	13.954	15.358	16.312
Mineral de hierro	Toneladas	77.048	174.459	809.224	710.047	676.180	901.736
Ferroníquel	Toneladas	49.443	37.817	51.596	49.319	41.220	36.671
Carbón	Miles de toneladas	74.350	85.803	89.024	85.465	88.578	85.548
Esmeraldas *	Miles de quilates	5.230	3.402	1.211	2.627	1.967	2.167
Azufre	Toneladas	59.556	58.073	63.790	52.470	48.513	17.559
Sal	Toneladas	428.485	457.692	520.268	432.410	445.840	417.438

* Exportadas

Fuente: Ingeominas, UPME, SIMCO, ANM

Ilustración 24. Producción colombiana de carbón *vs.* precios internacionales de carbón, 2010-2015

Colombia ocupa el décimo puesto en la producción mundial de carbón, y representa el 1,1 % de la producción mundial. Según las cifras oficiales, la producción de carbón durante 2015 sumó 85,5 millones de toneladas, que comparativamente con 2014 equivale a una disminución del 3,42 %, tal como se puede apreciar en la ilustración 24.

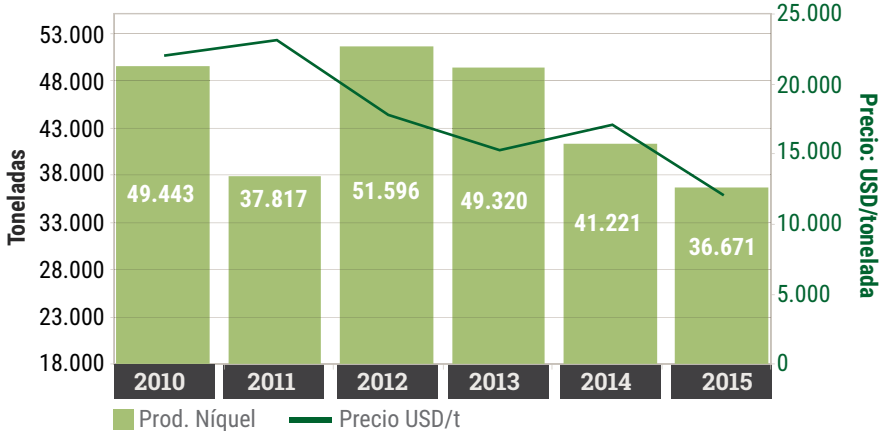


Fuente: Elaboración de los autores sobre datos de Producción de SIMCO: http://www.upme.gov.co/generadorconsultas/Consulta_Series.aspx?idModulo=4&tipoSerie=121&grupo=368 y precios: FMI.

Producción de níquel

La producción colombiana de níquel representa aproximadamente el 1,7 % de la producción mundial, siendo el único proyecto activo la operación de Cerro Matoso S.A., con producciones promedio anual de 45 mil toneladas (2010-2015). Sin embargo, registra un descenso (ilustración 25) en los niveles de producción pasando de 41.221 toneladas en 2014 a 36.671 toneladas en 2015 (disminuye 11,04 %).

Ilustración 25. Producción colombiana de níquel *vs.* precios internacionales del níquel 2010-2015



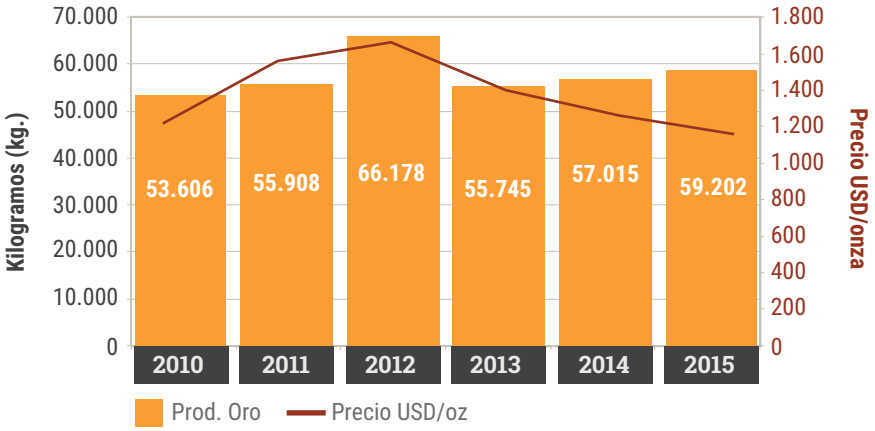
Fuente: Elaboración de los autores sobre datos de Producción de SIMCO: http://www.upme.gov.co/generadorconsultas/Consulta_Series.aspx?idModulo=4&tipoSerie=115&grupo=352 y precios: FMI

Metales preciosos

La producción colombiana de oro, plata y platino durante el 2015 fue de 59 toneladas, que con respecto al 2014 significó un aumento de 3,84 %; sin embargo, el oro representa el 84 % de la producción de metales preciosos. Su máximo histórico se registra durante el 2012, con 66 toneladas de oro (véase ilustración 26), hecho relacionado con máximo precio registrado en los mercados internacionales que se situó en USD 1.668,50/onzas en ese mismo año.

El registro volumétrico de la producción aurífera de país es bastante irregular, hecho coincidente con el comportamiento de los precios de este producto y a la tasa representativa del mercado que registre el país frente a nuestros países fronterizos, que al igual que Colombia enfrentan la problemática de la informalidad e ilicitud en este reglón (este tema se tratará en el aparte 2.1.8.4 Extracción ilícita)

Ilustración 26. Producción colombiana de oro *vs.* precios internacionales del oro, 2010-2015



Fuente: Elaboración de los autores sobre datos de Producción de SIMCO: http://www.upme.gov.co/generadorconsultas/Consulta_Series.aspx?idModulo=4&tipoSerie=116&grupo=355 y precios: KITCO.

2.1.5 Fiscalización minera

Los marcos normativos que respaldan el ejercicio de supervisión y fiscalización de las actividades de petroleras y mineras se especificaron en el capítulo 1, aparte 1.2.2 los cuales abarcan dos grandes aspectos emanados de las obligaciones contractuales; el primero de ellos, consisten en garantizar que los operadores cumplan con la normatividad técnica, ambiental, de higiene y seguridad y sociales; el segundo aspecto, las actividades de liquidación, recaudo, transferencia, distribución y giros de las contraprestaciones económicas: impuestos, compensaciones y regalías.

En cuanto a la fiscalización minera[20], la ANM realiza este ejercicio enfocado en dos aspectos: en una evaluación documental y en la visita de fiscalización integral.

Dada que la capacidad operativa y logística que se requiere para una fiscalización del ciento por ciento de las operaciones mineras que cuantifica más de 9.000 títulos en todo el país, significa cuantiosos recursos económicos, físicos y humanos, anualmente la ANM realiza una planeación estratégica de visitas, basada en criterios de priorización de títulos, así: i) en etapa de explotación catalogados como Proyectos de Interés Nacional (PIN), en etapa de explotación con situaciones de riesgo inminente, ii) en etapa de explotación con incumplimientos evidenciados previamente y iii) en aquellos que dentro de su área tienen programas de formalización.

20. Tomado de https://www.anm.gov.co/?q=fiscalizacion-minera.

Cuadro 2: Definición de fiscalización

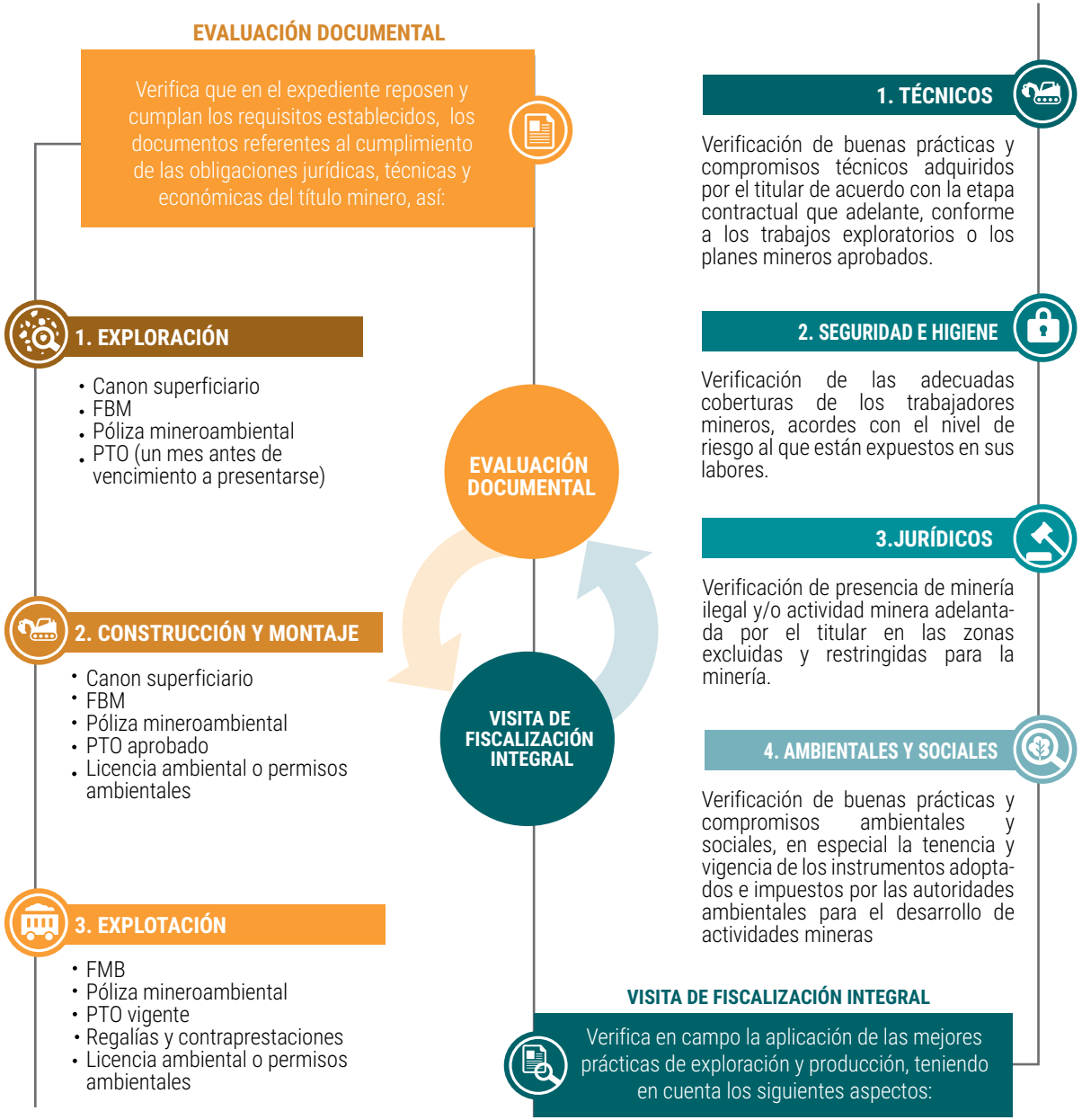
Ley 1530 de 2012. Art. 13:
Se entiende por fiscalización el conjunto de actividades y procedimientos que se llevan a cabo para garantizar el cumplimiento de las normas y de los contratos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, la determinación efectiva de los volúmenes de producción y la aplicación de las mejores prácticas de exploración y producción, teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos y ambientales, como base determinante para la adecuada determinación y recaudo de regalías y compensaciones y el funcionamiento del Sistema General de Regalías.

El Gobierno Nacional definirá los criterios y procedimientos que permitan desarrollar la exploración y explotación de recursos naturales no renovables técnica, económica y ambientalmente eficiente, así como los aspectos técnicos, tecnológicos, operativos y administrativos para ejercer la labor de fiscalización. Para la tercerización de la fiscalización, conforme lo determine el reglamento, se tendrán en cuenta entre otros, la experiencia en metrología en el sector de minerales e hidrocarburos, idoneidad en labores de auditoría, interventoría técnica, administrativa y financiera o revisoría fiscal y solvencia económica.

El porcentaje destinado a la fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos, y al conocimiento y cartografía geológica del subsuelo, será administrado en la forma señalada por el Ministerio de Minas y Energía, directamente o a través de las entidades que este designe…

Parágrafo Segundo. La DIAN podrá celebrar convenios interadministrativos de cooperación y asistencia técnica con las entidades del orden nacional que ejerzan la labor de fiscalización de la exploración y explotación de recursos naturales no renovables.

Ilustración 27. Fiscalización minera



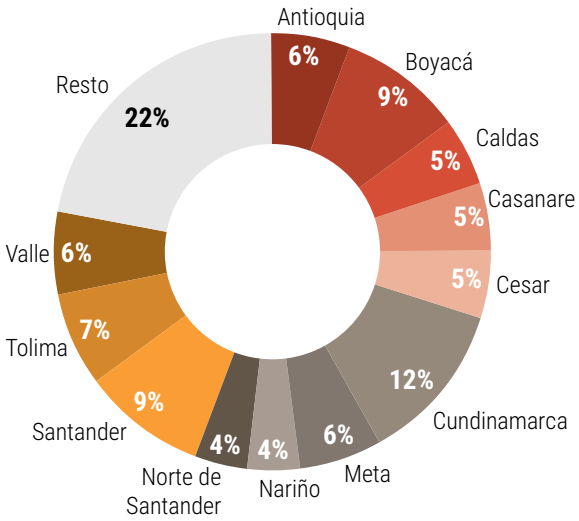
Fuente: Elaboración de los autores sobre la ANM: https://www.anm.gov.co/?q=fiscalizacion-minera.

2.1.6 *Zoom* regional

2.1.6.1 Titulación minera

En la distribución del número de títulos por departamentos[21], el 57 % de la titulación minera se concentra en cinco departamentos: Boyacá, Antioquia, Cundinamarca, Norte de Santander y Santander, en su mayoría dirigidos para carbón y materiales de construcción.

Ilustración 28. Titulación minera por departamento, 2015

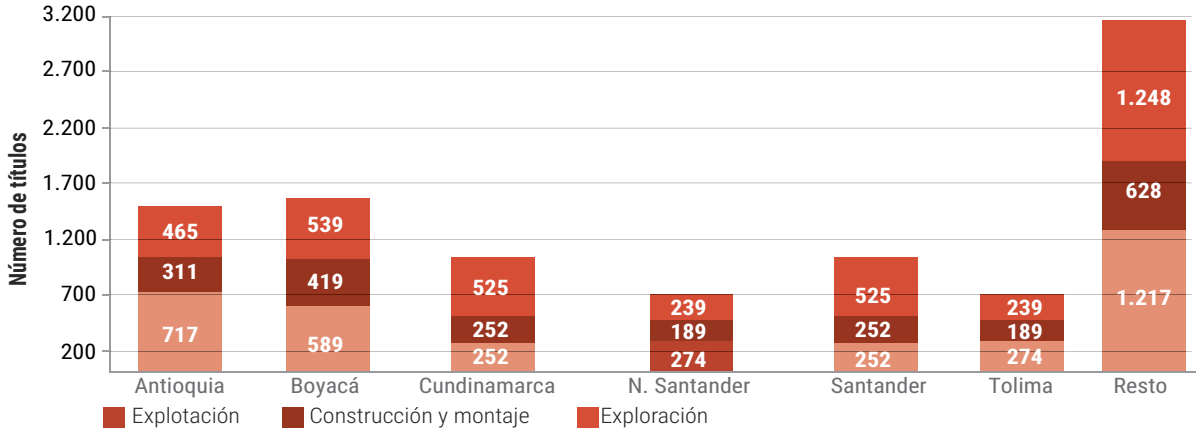


Fuente: Elaboración de los autores sobre la base de información de la ANM.

En la titulación de carbón, el 82 % de los contratos se localiza en los departamentos de Boyacá (38 %), Norte Santander (20 %), Cundinamarca (17 %) y Santander (8 %).

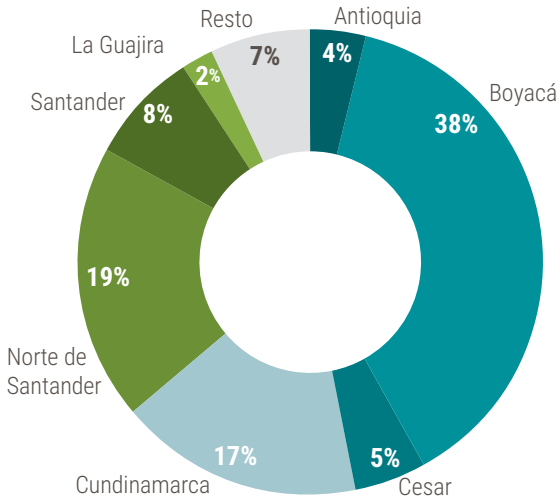
En cuanto a la titulación departamental por fases mineras, se tiene que Antioquia y Boyacá concentran el 36 % de los títulos en fase exploratoria, mientras que el 44 % de los títulos en fase construcción y montaje se ubican en Boyacá, Antioquia y Cundinamarca.

Ilustración 29. Titulación minera por departamento según etapa productiva, 2015



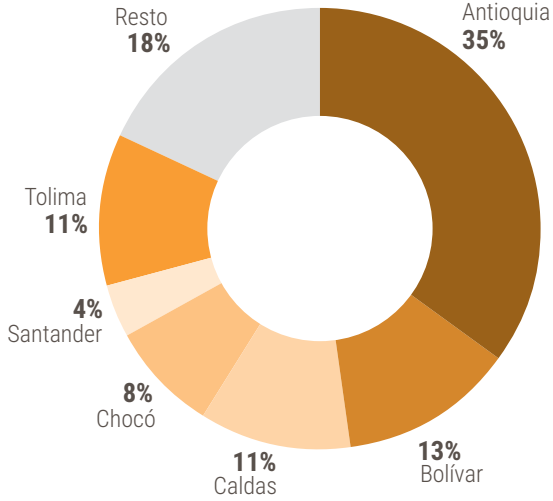
Fuente: Elaboración de los autores sobre la base de información de la ANM.

Ilustración 30. Titulación minera en carbón, 2015



Fuente: Elaboración de los autores sobre la base de información de la ANM

Ilustración 31. Titulación minera en oro, 2015

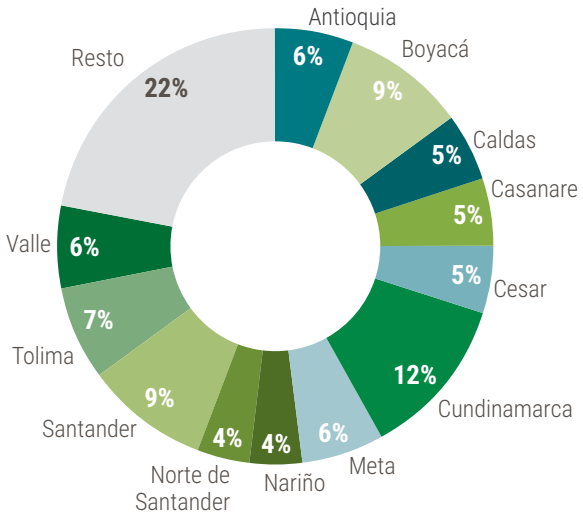


Fuente: Elaboración de los autores sobre la base de información de la ANM

En los metales preciosos (oro), se tiene que aproximadamente el 80 % de los contratos se concentran en seis departamentos.

21. La ANM en la distribución departamental reporta 348 registros más que en el total titulado; esto sucede porque un título puede estar en más de un departamento.

Ilustración 32. Titulación minera en materiales de construcción, 2015



Fuente: Elaboración de los autores sobre la base de información de la ANM.

La titulación de materiales de construcción muestra una distribución menos concentrada en el territorio nacional, respecto a la titulación de carbón y oro; sin embargo, el 37 % de la titulación se ha solicitado en los departamentos de Boyacá, Cundinamarca, Santander y Tolima.

2.1.6.2 Producción minera

Los departamentos de La Guajira, Cesar y Córdoba concentran el 92,5 % de la producción de carbón, la cual disminuyó en 2,7 millones de toneladas (-3,27 %) respecto a 2014. Por su parte, los departamentos del interior: Boyacá, Cundinamarca, Norte de Santander y otros, reflejan una caída de 5,29 % llegando a 6,4 millones de toneladas en 2015.

Tabla 13. Producción colombiana de carbón por departamentos y proyectos (toneladas)

Zona Norte

1. CESAR

(Agustín Codazzi, Becerril, Chiriguaná, El Paso, La Jagua de Ibirico)

	2014pr 65.101.037	2015pr 80.016.544
Carbones de La Jagua	3.206.622	1.889.615
Carbones El Tesoro S.A.	144.094	710
C.I. Prodeco S.A.	11.951.976	9.317.473
Compañía Carbones del Cesar S.A.	0	0
Consorcio Minero Unido S.A.	4.015.212	3.990.969
Drummond Ltd-Area La Loma	12.951.418	16.077.948
Drummond Ltd.-El Descanso	10.125.216	11.929.087
Norcarbón S.A.-Área La Divisa	184.183	44.820
Colombian Natural Resources I S.A.S.-La Francia	0	2.298.423
Colombian Natural Resources CNR III S.A.S.-El Hatillo	0	125.242

2. LA GUAJIRA

(Albania, Barrancas, Hatonuevo)

	2014pr	2015pr
Carbones del Cerrejón-Área La Comunidad	6.375.557	4.733.210
Carbones del Cerrejón-Área Oreganal	0	2.636.688
Cerrejón Zona Norte	12.645.507	24.977.080
Consorcio Cerrejón-Área Patilla	2.501.219	1.284.993
Otros Guajira	892.260	706.766

3. CÓRDOBA

(Puerto Libertador)

	2014pr	2015pr
Carbones del Caribe-Área La Guacamaya y Mina Bijao	107.774	3.522

Zona Interior

5.837.563 | 5.865.818

4. ANTIOQUIA

(Amagá, Angelópolis, Fredonia, Titiribí, Venecia)

2014pr	2015pr
251.866	122.295

5. BOYACÁ

(Aquitania, Betéitiva, Boavita, Boyacá, Chita, Chivatá, Corrales, Cucaita, Duitama, El Espino, Floresta, Gámeza, Guacamayas, Iza, Jericó, La Uvita, Mongua, Monguí, Motavita, Paipa, Paz del Río, Pesca, Ráquira, Saboyá, Samacá, San Mateo, Sátiva Sur, Socha, Socotá, Sogamoso, Susacón, Tasco, Tópaga, Tunja, Tuta, Úmbita, Ventaquemada)

2014pr	2015pr
1.426.225	1.818.125
1.974.718	1.920.462

6. N. SANTANDER

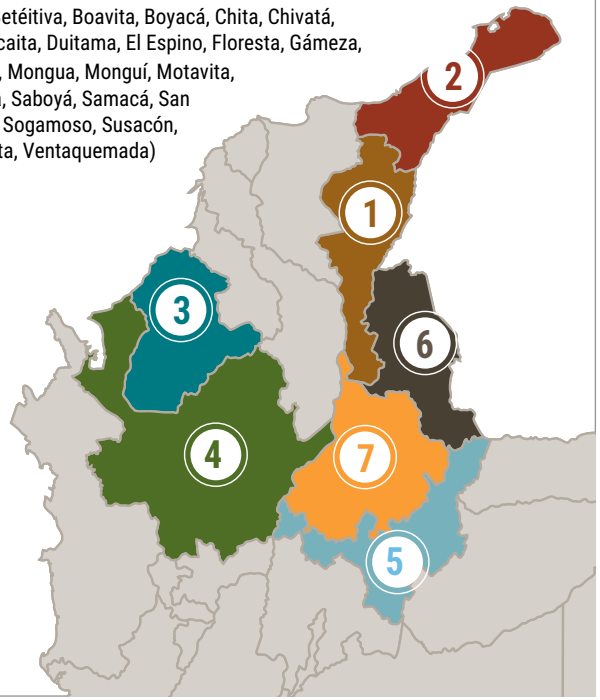
(Arboledas, Bochalema, Cácota, Chinácota, Chitagá, Cúcuta, Durania, El Zulia, Labateca, Los Patios, Mutiscua, Pamplonita, Salazar, San Cayetano, Santiago, Sardinata, Tibú, Toledo)

2014pr	2015pr
2.038.940	1.857.015

7. SANTANDER

(Albania, Capitanejo, El Carmen de Chucurí, Enciso, Landázuri, San José de Miranda, San Miguel)

2014pr	2015pr
99.587	127.643



Fuente: Elaboración de los autores sobre datos de http://www.upme.gov.co/generadorconsultas/Consulta_Series.aspx?idModulo=4&tipoSerie=2&grupo=17&grupo=18.

Tabla 14. Producción colombiana de oro por departamentos / municipios

Fuente: Elaboración de los autores sobre datos de: http://www.upme.gov.co/generadorconsultas/Consulta_Series.aspx?idModulo=4&tipoSerie=116&grupo=496&.

2.1.7 Sistemas públicos de información

2.1.7.1 Catastro Minero Colombiano (CMC)

El CMC es una interfaz de información del Estado colombiano que permite consultar las áreas del país susceptibles de solitud minera y en donde los interesados en acceder a las mismas (antes de obtener legalmente un título minero) deben registrar datos generales del proponente y específicos al título: mineral, alinderación (coordenadas cartográficas), existencia de asentamientos indígenas, comunidades negras, estimativos de la inversión económica anual (mínimo para el primer año), etc. Por lo tanto, en esta herramienta se consolida toda la información relacionada y detallada de la propuesta de solicitud que, de no ser rechazada, pasa a ser parte integral de la información del título. Sin embargo, el CMC presenta graves problemas como la desactualización cartográfica, la baja precisión de áreas excluidas y otorgadas, entre otros. Vale la pena mencionar que la autoridad competente realiza las verificaciones de la información proporcionada por el solicitante y, entre otras, realiza el ejercicio de superposición de áreas, es decir, que sean áreas libres (no otorgadas previamente) y que en teoría no se encuentren sobre zonas prohibidas como los parques naturales; en muchos casos se rechazan las solicitudes por esta razón, o las áreas se recortan. Su acceso es de dominio público en:

http://www.cmc.gov.co:8080/CmcFrontEnd/consulta/index.cmc.

2.1.7.2 Sistema de Información Minero Colombiano (SIMCO)

El Sistema de Información Minero Colombiano (SIMCO) es un portal oficial donde reposan datos e información relevante de la minería en Colombia; se divide en tres segmentos: información a inversionistas, políticas y estadísticas (producción de minerales en el país, exportaciones, series históricas de precios e información georreferenciada). Adicionalmente, presenta las resoluciones de precios base de liquidación para regalía, noticias del sector, normatividad y documentos de interés. http://www.simco.gov.co/

2.1.7.3 Sistema de Información (SI Minero)

Dentro de la estrategia de tecnologías de la información y las comunicaciones para el sector minero, a finales de 2010 se puso a disposición pública el Sistema de Información para Gestión de Trámites para la Administración del Recurso Minero, denominado SI Minero.

En el SI Minero se encuentran integrados, entre otros, el RUCOM, el Catastro Minero Colombiano (CMC), la digitalización de expedientes de seguridad minera (SPYAM) y el sistema de radicación de correspondencia. Adicionalmente, permite a los titulares diligenciar y presentar en línea: el Programa de Trabajo y Obras (PTO), el Formato Básico Minero (FBM) y el registro y control a las regalías y el control del barequeo (Registro de Transacción Minera, RTM).

La información contenida en este sistema se puede consultar en: http://siminero.minminas.gov.co/SIMINERO/

2.1.8 Otras políticas y programas del sector minero

Como parte de la política minera se han diseñado múltiples estrategias para incentivar el sector y reforzar su formalización; entre ellas se tienen: los Proyectos de Interés Nacional y Estratégico (PINES), el programa de formalización de incentivos a la producción y las estrategias para combatir la extracción ilícita, entre otros. A continuación, un breve resumen de los mismos.

2.1.8.1 Proyectos de Interés Nacional y Estratégico (PINE)

Los Proyectos de Interés Nacional y Estratégico (PINE) surgen del documento CONPES 3762 del 2013 "Lineamientos de Política para el desarrollo de Pines" el cual establece los criterios para considerar un proyecto de interés nacional estratégico y generar acciones que faciliten la ejecución eficiente y oportuna de tales proyectos de acuerdo con las políticas del Gobierno nacional.

Tabla 15. Proyectos, ubicación, principales productos/minerales (aspectos más relevantes)

Pro	Dpto.	Mineral	Aspectos relevantes
Centro del Cesar	Cesar	Carbón	Este proyecto incluye la producción de cinco títulos mineros (El Hatillo, La Francia, El Descanso, La Loma y Calenturitas) pertenecientes a Drummond, Prodeco y Colombian Natural Resources, e incluye el próximo inicio de operaciones de 3 títulos mineros (Rincón Hondo, Similoa y El Descanso Sur).
La Jagua	Cesar	Carbón	Operación integrada a cielo abierto de cinco (5) títulos de carbón; anualmente produce cerca de 7 millones de toneladas que se transportan por camiones bitrailers hasta la mina Calenturitas, donde se embarca por el ferrocarril de Fenoco.
Cerrejón	La Guajira	Carbón	Operación minera a cielo abierto que anualmente produce 34 millones de toneladas y proyecta ampliarse hasta lograr 41 millones por año.
Cerro Matoso	Córdoba	Níquel	Único proyecto en Colombia de explotación de níquel. Producen cerca de 36.000 toneladas anuales de níquel contenido en ferroníquel. Con el permiso de explotación de su nuevo proyecto La Esmeralda, proyectan aumento en su producción a 40.000 toneladas por año durante el 2018 y 2019.
Gramalote	Antioquia	Oro	Ubicado en San Roque-Antioquia. En 2015 se aprobó su PTO y se otorgó la licencia ambiental. Los estudios estiman recursos de 5,4 millones de onzas de oro, y potencialmente 7 millones; proyecta obtener una producción anual de 415.000 onzas durante los 13 años previstos de operación.
Buriticá	Antioquia	Oro	Proyecto de explotación subterránea de oro, ubicado en Buriticá, Antioquia. Este proyecto terminó su fase de exploración y da cuenta de aproximadamente 5 millones de onzas de oro. En noviembre de 2015 obtuvo la aprobación de la modificación de la licencia ambiental para pasar a producir cerca de 8 toneladas de oro anualmente y 250.000 metros cúbicos de materiales de construcción.
Angostura	Santander	Oro	Se ubica en los municipios de Vetas y California en el departamento de Santander. Se tiene información que el yacimiento Angostura contiene un recurso mineral indicado de 30,6 millones de toneladas con una ley 3,1 g/t de oro y 14,8 g/t de plata.
Soto -norte	Santander	Oro	Proyecto para exploración y explotación de oro, ubicado en Vetas Santander. Se estiman unos recursos inferidos de 10 millones de onzas de oro, y se proyecta extraer cerca de 37 toneladas de oro anuales.
La Colosa	Tolima	Oro	Es el yacimiento más grande de oro descubierto en Colombia. Tiene recursos inferidos de 33 millones de onzas de oro (más de 900 toneladas, lo que equivale a la producción de oro en Colombia durante los últimos 20 años); aportaría significativamente al desarrollo socioeconómico del departamento del Tolima y la nación debido a los ingresos por regalías e impuestos, así como por la generación de empleos formales.
Nuevo Chaquiro	Antioquia	Cobre /oro /molibdeno	Actualmente, el proyecto se encuentra en exploración avanzada como parte de la etapa de pre-factibilidad que continuará hasta 2017. Las 3,95 millones de toneladas de cobre descubiertas junto con otras 6,13 millones de onzas de oro, 85,19 millones de onzas de plata y 126 partes por millón (ppm) de molibdeno, hacen de este un proyecto de talla mundial, de cobre y oro de alta calidad.
Helios	Boyacá	Caliza	Conformado por la explotación de 3 minas (San Antonio, Las Monjas y Belencito) las cuales aumentarán sus producciones para obtener un total de 3,9 millones de toneladas de caliza/año (actualmente 1 millón ton/año), y por un nuevo horno con producciones de 4.300 TPD de clinker; esto quiere decir que la planta incrementará su capacidad en 2.3 millones de toneladas de cemento al año.
La Luna	Cesar	Carbón /energía eléctrica	Proyecto de minería subterránea de carbón que contará con central térmica, ubicado en jurisdicción de los municipios de El Paso y Becerril, Cesar. Sus títulos mineros cuentan con reservas del orden de 130 millones de toneladas, de las cuales el 51 % son recuperables, a través de una explotación subterránea con producciones cercanas a los 4 millones de toneladas anuales, siendo así el proyecto de minería subterránea de carbón más grande de Colombia. Se construirá la planta de generación de energía a carbón más grande de Colombia con capacidad de 1.100 megavatios.

Fuente: Dirección de Minería Empresarial (MME).

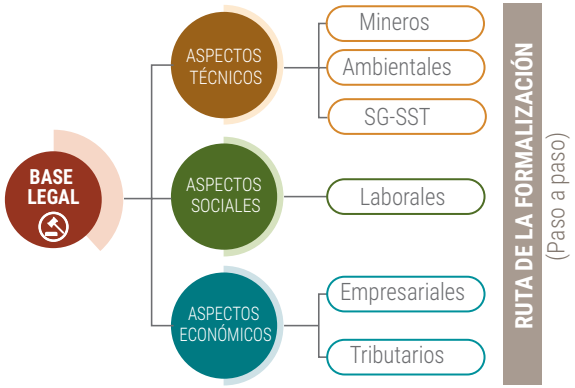
Una vez expedido dicho documento, el Gobierno nacional identificó más de 250 proyectos de inversión en los sectores de transporte, energía y minería e hidrocarburos, estableciendo inicialmente nueve proyectos mineros; de acuerdo con los lineamientos, a estos proyectos se asignaron gerencias especiales desde la Presidencia de la República y de los ministerios con el fin de disminuir y optimizar los trámites y procesos en el licenciamiento ambiental, la adquisición de predios y las consultas previas, entre otros.

Frente a los PINES del sector minero, la Comisión Intersectorial de Infraestructura y Proyectos Estratégicos (CIIPE)[22], aprobó nueve PINES iniciales, y posteriormente surgieron tres nuevos proyectos: Nuevo Chaquiro, proyecto de explotación de cobre en el departamento de Antioquia, el proyecto Helios que incluye la planta de cemento en Sogamoso y sus minas de caliza asociadas Belencito, Las Monjas y San Antonio, y el proyecto La Luna ubicado en el Cesar, que incluye la cadena productiva del carbón, generación eléctrica e implementación de infraestructura ferroviaria[23].

2.1.8.2 Programa de formalización

En cumplimiento del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018, Todos por un Nuevo País, el Ministerio de Minas y Energía, a través del Viceministerio de Minas, adoptó la Política Nacional Minera, a través de la Resolución 40391 del 20 de abril de 2016. La política clasifica las actividades en minería de subsistencia, pequeña minería, mediana minería y gran minería; esta clasificación permite tomar acciones diferenciales como, por ejemplo, programas e iniciativas que apoyen la regularización de la subsistencia y la formalización de los pequeños mineros. También establece seis pilares fundamentales para la actividad minera[24].

Ilustración 33. Ruta de la formalización



SG-SST: Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo.
Fuente: Dirección de Formalización Minera.

La política para la formalización de la pequeña minería, recogida por la Política Minera, se enfoca en el cumplimiento por parte de las Unidades de Producción Minera (UPM) de los estándares legales, técnicos, ambientales, económicos, sociales y laborales que permiten que la pequeña minería sea una actividad económica legal, viable, rentable, segura, ambientalmente sostenible y que contribuya al desarrollo de las comunidades y sus regiones. Además, la Política establece que para que la pequeña minería acceda a la formalización, "debe estar en la regularidad, es decir, trabajar bajo el amparo de un título y contar con un instrumento ambiental".

Teniendo en cuenta lo anterior, la Dirección de Formalización Minera ha venido trabajando en la construcción e implementación del Plan de Formalización para la pequeña minería, partiendo de la base de que la minería formal se define como la actividad cuyas unidades productivas desarrollan las labores mineras bajo el amparo de título minero e instrumento ambiental y cumplen con los parámetros técnicos, económicos, laborales y sociales de la industria, definidos por la legislación vigente en cada uno de estos aspectos.

En aras de conducir a las unidades de producción minera al cumplimiento de los estándares técnicos, ambientales, económicos y sociales que exige la formalidad, el Ministerio de Minas y Energía ha establecido una ruta, cuyo primer paso es un proceso de caracterización en regiones priorizadas, que consiste en la recolección de información que contiene variables estandarizadas que permiten medir el grado de formalidad de las UPM, en los aspectos legales, técnicos, ambientales, sociales y empresariales.

Durante la vigencia 2015, se hizo presencia en los siguientes departamentos: Cundinamarca (carbón) en los municipios de Cucunubá y Sutatausa; Antioquia (oro) en las regiones del Bajo Cauca y Alto Nordeste Antioqueño, en los municipios de Caucasia, el Bagre, Nechí, Zaragoza, Tarazá, Cáceres, Segovia, Remedios y Buriticá; Boyacá (carbón) en los municipios de Monguí, Paipa, Tasco y Tópaga; Caldas (oro) en el municipio de Marmato; Valle del Cauca (materiales de construcción y calizas) en el municipio de Buga. Allí se dictaron los siguientes programas:

- Aplicación de la legislación para la formalización de unidades productivas mineras
- Aplicación de prácticas de seguridad y salud ocupacional en minas bajo tierra.
- Manejo económico de unidades de producción minera.
- Aplicación de la normatividad en salud ocupacional en unidades productivas mineras.
- Fundamentos básicos en minería para la formalización.

22. Comisión Intersectorial de Infraestructura y Proyectos Estratégicos (CIIPE), creada mediante el Decreto 2445 del 5 de noviembre de 2013 para apoyar la gestión y el seguimiento a los PINES.
23. Estos dos últimos fueron declarados PINE mediante sesión del 21 de diciembre 2015 por el CIIPE.
24. i) Seguridad jurídica: marco legal claro y estable para el desarrollo del sector. ii) Condiciones competitivas: condiciones competitivas para la industria minera, que garantice que puedan extraerse los minerales y obtener los impuestos, las regalías y el empleo minero que necesita el país y que permita un eficiente desarrollo de la industria. iii) Confianza legítima: relación de mutua confianza entre el Gobierno, el sector productivo y las comunidades mineras. iv) Infraestructura: gestión para la ampliación y modernización de la infraestructura de transporte existente en el país. v) Información: conocimiento del territorio colombiano desde el punto de vista geológico-minero, los sistemas de información minera que le dan soporte al desarrollo de la actividad. iv) Institucionalidad minera fortalecida y eficiente: mejoramiento de los niveles de eficiencia de la autoridad minera en aspectos como tiempos de respuesta y agilidad en los trámites. La políticas del sector minero pueden ser consultadas en: https://www.minminas.gov.co/politicas-sectoriales1

Así mismo, en 2014, se formula el Plan Único Nacional de Mercurio, iniciando actividades de coordinación para el diseño y la concertación del Plan Estratégico para el Sector Minas. En este orden de ideas, el Plan Estratégico Sectorial para la Eliminación del Uso del Mercurio desarrolla una serie de objetivos específicos que contribuirán al cumplimiento de las metas establecidas en los cuatro grandes programas del Plan Único Nacional de Mercurio: Fortalecimiento Institucional, Gestión Ambiental; de Salud Pública, de Seguridad y Salud en el trabajo, Sectorial-Tecnológica y Social; Educación y Comunicación; y Gestión del Conocimiento-Investigación aplicada. Para mayor información consulte: https://www.minminas.gov.co/formalizacion-minera1.

2.1.8.3 Registro Único de Comercializadores de Minerales (RUCOM)

El RUCOM es una herramienta de control a la comercialización de minerales, que a partir del 1º de enero de 2015 es de obligatorio cumplimiento. Como su nombre lo indica, es un sistema de registro para explotadores, comercializadores y consumidores de minerales en el país.

Este registro ha permitido identificar la procedencia de los minerales, información con la cual no se contaba antes de su implementación, considerando que en muchos casos, cuando el mineral no se encontraba amparado bajo un título minero, no se obtenía información de su origen.

Así mismo, el RUCOM obliga a los comercializadores de minerales autorizados, a adquirir minerales de personas autorizadas publicadas en el RUCOM, denominados como explotadores mineros autorizados (titulares mineros, solicitudes de legalización, beneficiarios de áreas de reserva especial declaradas, subcontratos de formalización, barqueros y chatarreros), quienes son los únicos que pueden certificar la procedencia lícita del mineral por encontrarse autorizados por la autoridad minera, a través de la expedición del respectivo certificado de origen.

Tabla 16. UPM caracterizadas por departamento, 2015

Departamento	UPM caracterizadas	UPM formalización	Personas capacitadas
Antioquia*	1.574	808	0
Bolívar	50	0	7
Boyacá	1.108	315	2.455
Caldas	652	65	375
Casanare	0	0	33
Cauca	1.061	1	4
Cesar	0	0	38
Chocó	181	1	354
Córdoba	109	0	0
Cundinamarca	742	91	1.189
Huila	109	14	232
La Guajira	150	0	0
Meta	0	0	33
Nariño	230	0	0
Norte de Santander	0	0	90
Risaralda	17	0	0
Santander	301	77	576
Sucre	186	0	31
Tolima	603	27	1.555
Valle del Cauca	253	6	28
Fortalecimiento asociativo y empresarial en todo el territorio nacional			3.506
Total	**7.326**	**1.405**	**10.506**

*La Secretaría de Minas de la Gobernación de Antioquia como autoridad delegada en materia minera, reportó a 2015, 1574 UPM caracterizadas y 808 en proceso de formalización.
Fuente: Dirección de Formalización Minera.

Tabla 17. Solicitudes de inscripción en el RUCOM
(Estado y departamento)

Departamento	Certificado	Evaluación	Requerido	Rechazado	Vencido	Total
Antioquia	506	32	269	535	537	1.879
Bogotá	411	37	163	374	341	1.326
Valle	267	17	73	304	240	901
Cundinamarca	227	13	83	239	200	762
Boyacá	159	13	105	198	202	677
Choco	167	5	43	106	180	501
Norte Santander	80	7	42	70	61	260
Huila	35	3	22	80	58	198
Cauca	57	-	19	66	54	196
Santander	63	11	23	65	33	195
Atlántico	43	4	17	47	30	141
Caldas	39	6	4	56	36	141
Tolima	26	2	16	43	24	111
Meta	14	1	7	63	22	107
Bolívar	29	4	12	24	33	102
Risaralda	32	1	3	28	20	84
Cesar	19	1	13	38	8	79
Nariño	21	1	11	18	22	73
Magdalena	14	2	3	23	9	51
Córdoba	18	4	5	13	10	50
Sucre	9	-	7	15	14	45
Casanare	5	-	8	12	13	38
Quindío	8	1	9	12	5	35
La Guajira	12	1	2	6	4	25
Guainía	7	-	5	2	9	23
Caquetá	3	-	3	4	5	15
Putumayo	6	1			3	10
Arauca	1	1		4		6
Guaviare	1	-				1
Vichada	1	-				1
Total	**2.277**	**168**	**967**	**2.445**	**2.173**	**8.033**

Fuente: ANM con corte al 25 de noviembre de 2016

Actualmente el Ministerio de Minas y la Agencia Nacional de Minería se encuentran trabajando para que próximamente este certificado se genere en línea como único medio válido para los explotadores mineros autorizados.

Una de las figuras de explotadores mineros autorizados más importantes, que también tiene su registro en RUCOM, son los barequeros, que actualmente vienen siendo reportados por las alcaldías municipales; a la fecha se encuentran publicados en el RUCOM un total de 114.358 personas frente al primer listado de 3.911 en el 2014, siendo el municipio de Istmina (Chocó) el que mayor número de barequeros reporta con un total de 11.638, seguido de Guapi (Cauca) con 6.504 y Barbacoas (Nariño) con 5.363. Estos tres departamentos: Chocó, Cauca y Nariño concentran el 73 % de barequeros registrados sobre el total nacional, con participaciones del 33,6 %, 24,0 % y 15,5 % respectivamente.

El RUCOM hace parte del SI Minero, donde uno de los trámites disponibles es el registro de barequeros, habilitado para que las autoridades municipales realicen dicho registro, permitiéndoles registrar a la persona que puede realizar dicha actividad, para posteriormente ser publicados en el RUCOM. Este trámite que se viene fortaleciendo mediante el control de las personas inscritas por las alcaldías con la Registraduría Nacional del Estado Civil.

El SI Minero cuenta con el Registro de Transacción Minera (RTM), integrado con el RUCOM, y a partir de su implementación las personas naturales o jurídicas que se encuentren publicadas en el RUCOM (para el caso de los explotadores mineros autorizados), deberán generar el correspondiente certificado de origen en línea, y para el caso de los comercializadores (que se encuentren debidamente autorizados por la ANM) deberán registrar sus transacciones de minerales por este medio. El comercializador podrá vender el mineral comprado a los explotadores mineros y deberá generar por cada transacción el respectivo Registro de Transacción Minera (RTM). Este sistema permitirá contar con el total de la trazabilidad desde la explotación del mineral hasta su consumo o exportación.

La ANM se encuentra actualizando la plataforma del RUCOM, de acuerdo con lo ordenado en el Decreto 1421 de 2016, el cual exige:

- Definición de capacidad económica (Decreto 1073 de 2015, de obligatorio cumplimiento a partir del 1º de enero de 2017)
- La inscripción de plantas de beneficio, con sus respectivos requisitos
- Nuevos requisitos para la inscripción de comercializadores
- Cancelación del certificado expedido por la ANM, cuando el comercializador no cumpla con las obligaciones
- Trabajo conjunto con todas las entidades competentes en cada una de las obligaciones de los comercializadores: DIAN, UIAF, Ministerio de Comercio, lo que permitirá fortalecer la cancelación de los certificados que los acredita como comercializadores de minerales autorizados.

Tabla 18. Barequeros publicados en el RUCOM por departamento

Departamento	Total
Chocó	38.454
Antioquia	27.268
Nariño	17.727
Cauca	12.613
Bolívar	8.627
Boyacá	3.464
Tolima	1.426
Caldas	1.172
Huila	846
Risaralda	809
Valle	658
Córdoba	573
Putumayo	220
Guainía	201
Santander	196
La Guajira	88
Cundinamarca	10
Atlántico	2
Amazonas	1
Caquetá	1
Cesar	1
Quindío	1
Total	**114.358**

Fuente: ANM con corte al 25 de noviembre de 2016.

Tabla 19. Explotadores mineros autorizados publicados en el RUCOM

Departamento	Evaluados	Publicados
Titulares mineros	2.649	1.626
Solicitudes de legalización*	N. A.	2.948
Beneficiarios áreas de reserva especial	N. A.	204
Subcontratos de formalización	N. A.	15
Barequeros	N. A.	114.358
Chatarreros	N. A.	2.628
Total	**2.649**	**117.794**

Fuente: ANM con corte al 25 de noviembre de 2016.

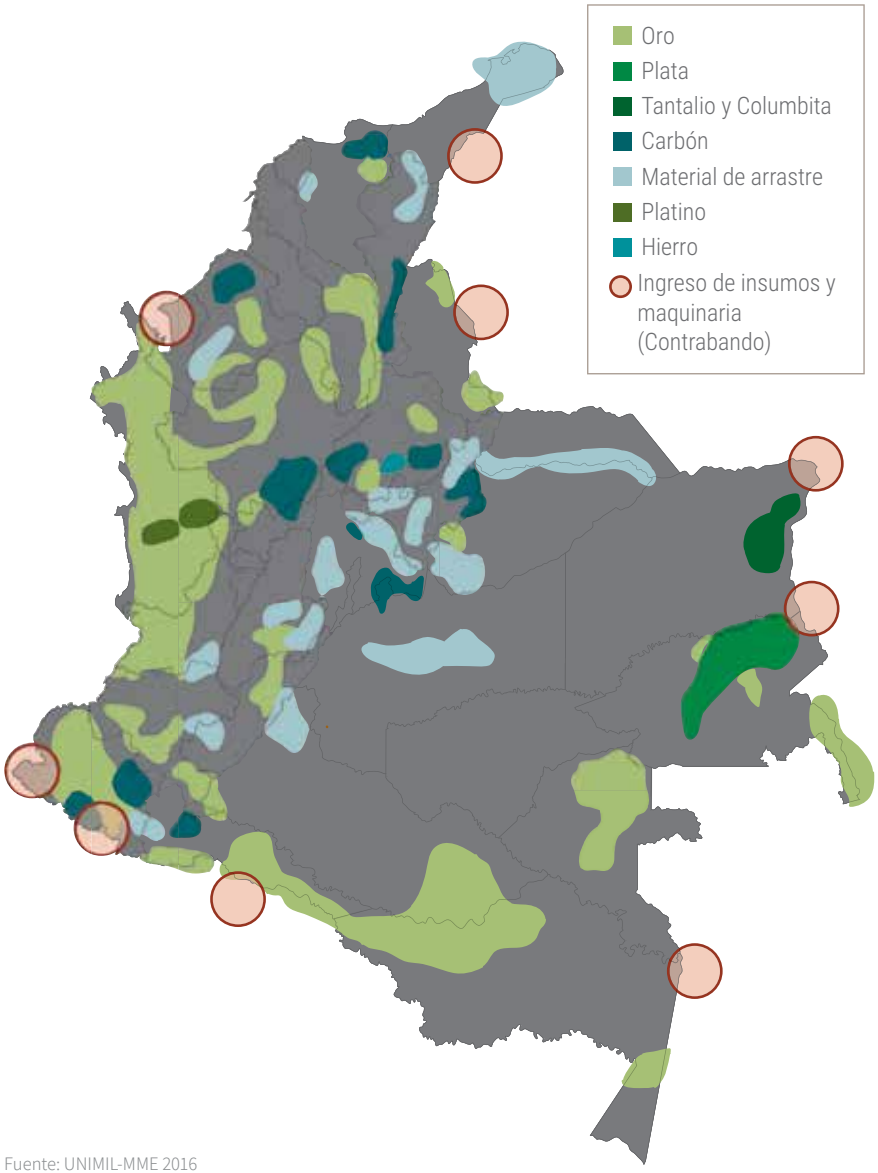
2.1.8.4 Extracción ilícita

En el marco de la Ley 685 de 2001 (Código de Minas), con relación a la explotación ilícita de minerales (art. 159) se establece: "La exploración y explotación ilícita de yacimientos mineros, constitutivo del delito contemplado en el artículo 244 del Código Penal, se configura cuando se realicen trabajos de exploración, de extracción o captación de minerales de propiedad nacional o de propiedad privada, sin el correspondiente título minero vigente o sin la autorización del titular de dicha propiedad". Hoy contemplado dentro del Código Penal en el artículo 338.

Adicionalmente, el mismo Código establece que la competencia de controlar la explotación de minerales que se desarrolla sin título o sin el permiso pertinente, obedece a esta definición: Minería sin título. "Los alcaldes procederán a suspender, en cualquier tiempo, de oficio o por aviso o queja de cualquier persona, la explotación de minerales sin título inscrito en el Registro Minero Nacional. Esta suspensión será indefinida y no se revocará sino cuando los explotadores presenten dicho título. La omisión por el alcalde de esta medida, después de recibido el aviso o queja, lo hará acreedor a sanción disciplinaria por falta grave". En atención a lo anterior, los procesos de suspensión de las explotaciones mineras no autorizadas en materia de explotación ilícita de minerales, son competencia de los alcaldes (art. 306).

El censo minero de 2010-2011 contabilizó 14.000 unidades de producción minera, de las cuales el 63 % operaba sin título minero, siendo las zonas auríferas las que presentaban niveles de ilegalidad superiores al 90 %, como el caso de los departamentos del Chocó y Bolívar.

Ilustración 34. Ubicación de operaciones de extracción ilícita de minerales e ingreso de insumos y maquinaria de contrabando



Fuente: UNIMIL-MME 2016

Pese a tener la claridad legal sobre este delito, el fenómeno de la ilicitud no había tenido alcances tan graves hasta el llamado *boom* de precios del oro, que inició a mediados de 2010, cuyos precios alcanzaron su máximo en 2012, en 1.668,5 dólares por onza. Este hecho exacerbó la depredación de ecosistemas y el aumento del consumo de mercurio por la explotación descontrolada de oro, lo que también trajo consigo la invasión de cientos de áreas por parte de llamados mineros ocasionales, incursión en el negocio de actores grupos al margen y la degradación social de las zonas que contenían este recurso[25].

Lo anterior ha llevado al Estado a tomar múltiples determinaciones para frenar este fenómeno que se dio no solo en Colombia sino en países vecinos como Ecuador, Perú y Bolivia, llevándolos a unir esfuerzos en el marco de la política andina de lucha contra la minería ilegal de la CAN, para articularse en tres frentes: i) control a las importaciones de maquinaría amarilla, generación de la herramienta de destrucción de maquinaria pesada y sus partes, utilizadas en las explotaciones de minerales sin autorización del Estado, ii) Mecanismos contra el lavado de activos y iii) Formalización de la pequeña minería, con el fin de generar una clara diferenciación entre los pequeños mineros que desarrollan la actividad de tiempo atrás, con pocas producciones y las grandes maquinarias económicas que se dedican al ilícito con grandes consecuencias sociales y ambientales; adicionalmente, el proponer como Gobierno un proyecto de ley que brinde herramientas adicionales y más robustas para enfrentar esta problemática[26].

Según el Ministerio de Defensa, la explotación ilícita de minerales se ha llevado a cabo aproximadamente en 25 departamentos (entre ellos Antioquia, Cauca, Córdoba, Chocó, Nariño y Sur de Bolívar), afectando de manera directa a diversos municipios (99 por explotación aurífera, 29 por carbón y 110 por material de arrastre). En algunos casos, se ha identificado la convergencia de grupos al margen de la ley.

La explotación ilícita de minerales en Colombia se ha convertido en los últimos años en una de las principales actividades que financia a agentes al margen de la ley, que causa los mayores impactos ambientales, sociales y de salud pública en algunas regiones del país. Estos fenómenos resultan en el desarrollo de actividades de explotación, de manera antitécnica, sin protocolos de seguridad, con mano de obra no calificada, alta informalidad laboral y, en algunos casos, intimidando a comunidades enteras.

Los impactos en materia ambiental en el país muestran que, para el segundo semestre de 2015, 3 de los 7 núcleos de alertas de deforestación de Colombia coinciden con zonas de explotación ilícita de minerales (Nororiente Antioqueño, Caquetá-Putumayo, Sur del Cauca-Nariño).

25. Las dimensiones de la problemática de la ilegalidad son incalculables; en un reportaje se afirmaba que "los grupos ilegales han dejado en un segundo lugar la coca para dedicarse de lleno al negocio de extraer oro" (*Revista Semana*, 2 de octubre del 2010). Y en 2013 el Ministerio de Defensa había detectado 307 municipios con presencia de minería ilegal.

26. Proyecto de Ley 169 de 2016 "por medio de la cual se establecen disposiciones para controlar la explotación ilícita en yacimientos mineros y se dictan otras disposiciones", radicado ante el Congreso de la República en octubre de 2016.

2.1.8.5 Incentivo a la producción, 2015-2016

La Ley 1744 de 2014, art. 38, "por la cual se decreta el Presupuesto del Sistema General de Regalías para el bienio del 1° de enero de 2015 al 31 de diciembre de 2016", estableció que el Ministerio de Minas y Energía incentivará el aprovechamiento y la explotación integral de los recursos naturales no renovables, por lo que le corresponde a la Comisión Rectora del Sistema General de Regalías, de conformidad con la Ley 1530 de 2012, art. 11 , distribuir un porcentaje especial de los recursos de funcionamiento a este Ministerio como órgano del sistema y le otorga facultad para definir el esquema de incentivos y establecer la metodología para su aplicación y posterior asignación a las entidades territoriales productoras que resulten beneficiadas.

De conformidad con la norma citada la Comisión Rectora del Sistema General de Regalías en la sesión XXVIII celebrada el 24 de marzo de 2015, destinó de los recursos de funcionamiento del Sistema la suma de $180 mil millones, distribuidos y asignados mediante Resolución 177 de 30 de abril de 2015[27] para el incentivo a la producción durante 2015-2016.

Mediante Resoluciones 4.0659 de 2015 y 4.0608 de 2016, se definió el esquema de incentivos por el aprovechamiento y la explotación integral de los recursos naturales no renovables y se estableció la metodología para su aplicación y asignación, para 2015 y 2016, respectivamente.

Por otra parte, de acuerdo con los términos y condiciones establecidos en el Acuerdo 031 de 2015, una vez las entidades territoriales acceden a los recursos del incentivo a la producción, deben presentar ante el órgano colegiado de administración y decisión los proyectos de inversión. Finalmente, de acuerdo con la metodología establecida por el Ministerio de Minas y Energía, el ejecutor designado por el órgano colegiado de administración y decisión, una vez contrate los proyectos debe presentar solicitud de giro, a efecto de que el Ministerio realice la instrucción de abono en la cuenta del SGR para fondos y funcionamiento autorizada por el Sistema de Monitoreo, Seguimiento, Control y Evaluación del Departamento Nacional de Planeación.

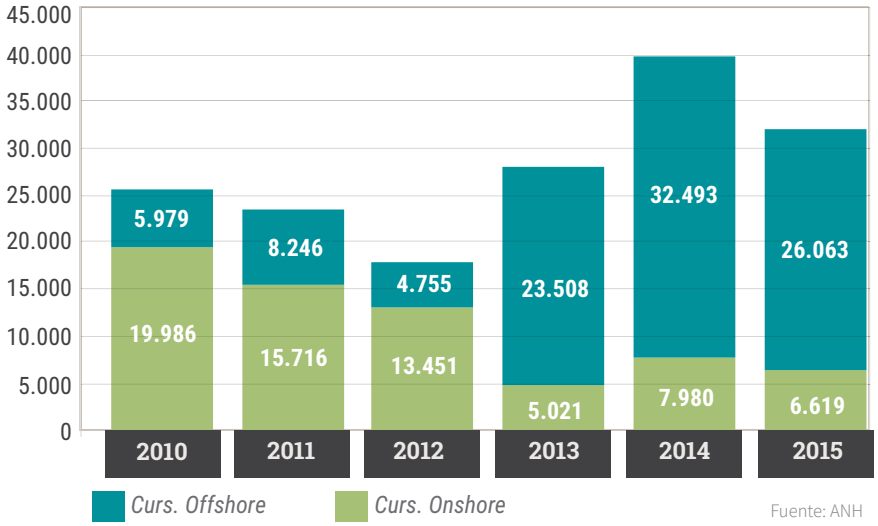
27. La norma se puede consultar en: https://www.sgr.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=1qBOiouJUYw%3D&tabid=102&mid=1112 , cuyo anexo técnico detalla las asignaciones por departamento y sus municipios.

2.2 Sector hidrocarburos

2.2.1 Exploración

En el caso de hidrocarburos, su objetivo es generar y proveer información clave para mejorar la prospectividad de las áreas, actividad que se ve reflejada en los avances en materia de sísmica, cuyo comportamiento desde 2010 hasta 2012 presentó un decrecimiento promedio del 15,9 % anual, tendencia que se invierte en los años 2013 a 2014, con un crecimiento casi del doble de lo reportado en años anteriores, finalizando en 2015 con 32.682 kilómetros de sísmica, lo que refleja una caída del 19,2 %.

Ilustración 35. Kilómetros de sísmica 2D equivalente



Adicionalmente, dentro de las actividades de mejora en el conocimiento del potencial exploratorio, la ANH reporta que para el 2015 se ejecutaron 13 proyectos para ampliar el conocimiento exploratorio y mejorar la valoración de sus recursos[28].

2.2.2 Situación contractual

Como se explicó en el marco institucional del sector petrolero, es a partir de los ajustes institucionales del 2003 que el régimen contractual pasó de los contratos de asociación a nuevas modalidades de contratos de concesión: contrato de exploración y producción (E&P) y contrato de evaluación técnica (TEA)[29]. De esta manera el país dio competitividad a la actividad para atraer capitales de riesgo con el fin de estimular la exploración y explotación con mayor participación a operadores privados, mediante asignación de áreas por procesos de competitivos abiertos, cerrados y por asignación directa [30].

La contratación en hidrocarburos[31] en el país, para los años 2014 y 2015 en la industria de hidrocarburos sumaba un total en cada año de 448 y 450 contratos y convenios suscritos por la ANH, respectivamente, de los cuales el 76 % corresponden a exploración y producción (E&P); el 12 %, a convenios de explotación, y el 8 %, a contratos de evaluación técnica (TEA).

Tabla 20. Contratos vigentes según tipo de contratos

Tipo de contrato	2014	2015	Variación (%)
TEA	37	36	-2,7
Exploración y producción (E&P)	347	341	-1,7
Convenios (E&P)	18	18	0,0
Convenio de explotación	46	55	19,6
Total general	**448**	**450**	**15,1**

Fuente: ANH

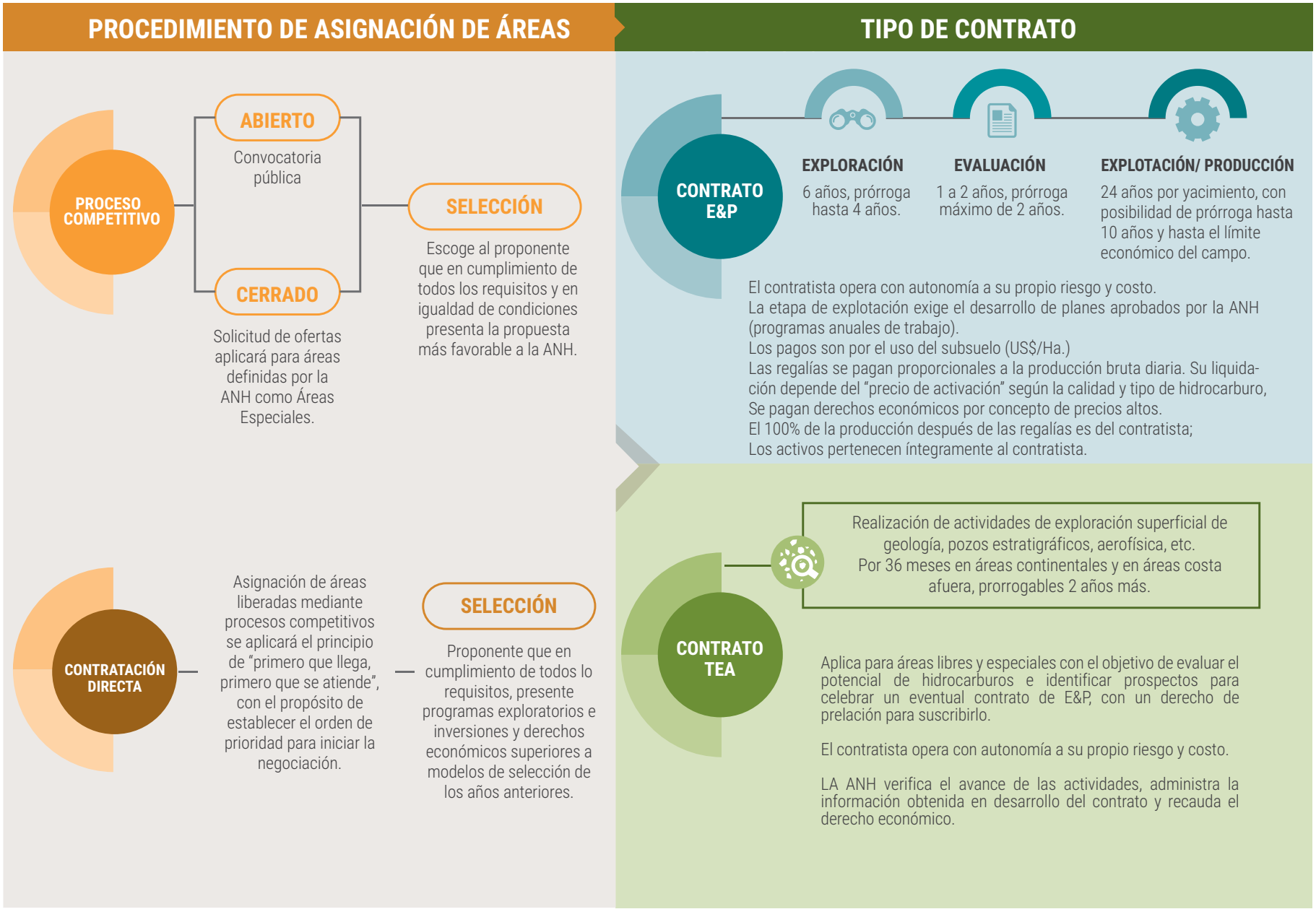
De los anteriores contratos, 221 fueron entregados mediante contratación directa; 215, por procesos de rondas y minirrondas, y los restantes 14, por otros sistemas de adjudicación, como el de nominación de áreas.

Por otra parte, al 2014 se firmaron 51 contratos, todos como resultado de la Ronda Colombia 2014, de los cuales el 84 % fueron contratos de exploración y producción de hidrocarburos (E&P), y el restante 16 %, contratos TEA (estos últimos, todos costa afuera). Y en 2015 se firmaron 11 contratos, cuyo proceso de adjudicación en el 91 % de los casos fue contratación directa (todos convenios de explotación), y uno de ellos, contrato adicional de yacimientos no convencionales (YNC) (E&P).

Todos los contratos de la ANH son operados por 112 empresas, de los cuales Ecopetrol, Hocol y Parex Resources Colombia concentran el 23 %, 5 % y 4 % de dichos contratos, respectivamente.

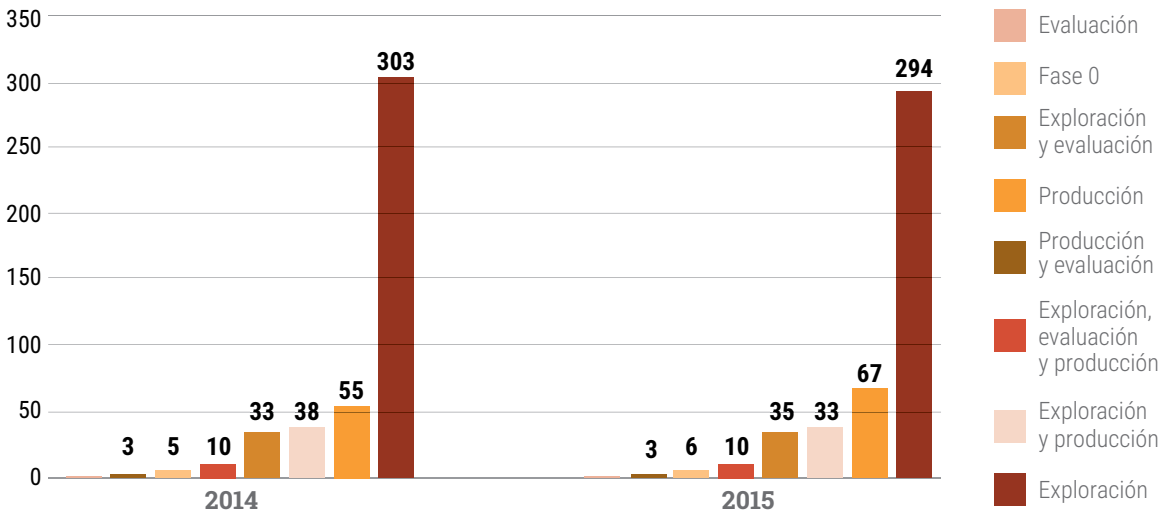
28. En: http://www.anh.gov.co/la-anh/Informes%20de%20Gestin/Informe%20detallado%20-%202015.pdf.
29. La definición de contratos y convenios fue descrita en el informe IEITI Colombia 2013, pág. 51, tabla 7.
30. Acuerdo 04 de 2012 (http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2004%20de%202012.pdf).
31. Contratos hidrocarburos en: http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/contratosfirmadosEyP-TEAS.aspx

Ilustración 36. Asignación de áreas y contratos de concesión



Fuente: Elaboración de los autores sobre ANH y UPME la Cadena del Petróleo. Procedimiento de asignación de áreas (Acuerdo 008 de 2004, art. 7). Nota: aunque existe el proceso de asignación por contratación directa, la misma no se realiza desde 2012.

Ilustración 37. Contratos según su etapa



Fuente: ANH.

Nota: Las etapas pueden ser simultáneas.

En producción, para el 2015 se registraron 155 contratos: 14 para gas (9 %) y 141 para petróleo (91 %), los cuales se concentran especialmente en los contratos de exploración y producción (E&P), que representan el 60 % y sumaron 90 contratos.

Tabla 21. Contratos en producción (ANH)

Tipo de contrato	2014			2015		
	Contratos de gas	Contratos de petróleo	Total de contratos	Contratos de gas	Contratos de petróleo	Total de contratos
Exploración y producción (E&P)	10	80	90	13	77	90
Convenios (E&P)	1	3	4	1	4	5
Convenio de Explotación	5	41	46	4	51	55
Total	16	124	140	18	132	150
Participación (%)	11	89	100	12	88	100
Variación (%)				12,5	6,5	7,1

Fuente: ANH.

2.2.3 Producción de hidrocarburos

La producción colombiana de hidrocarburos durante el período 2014-2015 fue de 998 miles de barriles diarios en promedio anual, reflejando un leve aumento del 1,3 % durante el 2015, como lo muestra la tabla 22.

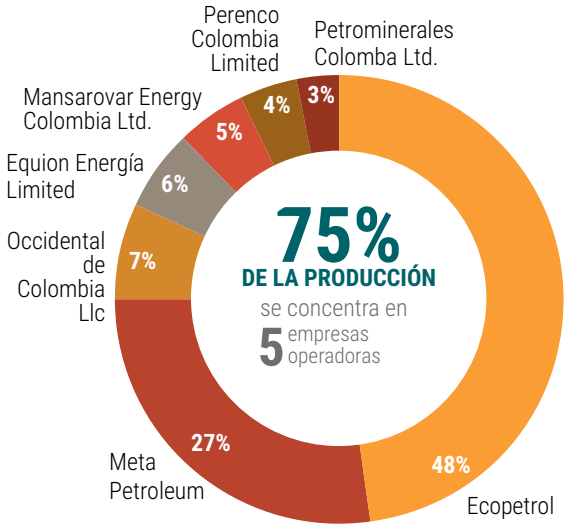
Tabla 22. Producción colombiana de hidrocarburos, 2014-2015

Producto	Reservas probadas		
	2014	2015	Var %
Petróleo (MBls)	2.308	2.002	-13,26
Gas (Gpc)	4.759	4.361	-8,46

Producto	Producción		
	2014	2015	Var %
Petróleo (KBPDC)	990,46	1.005,60	1,53
Gas (KPCDC)	2.622.976,95	2.464.648,24	-6,04

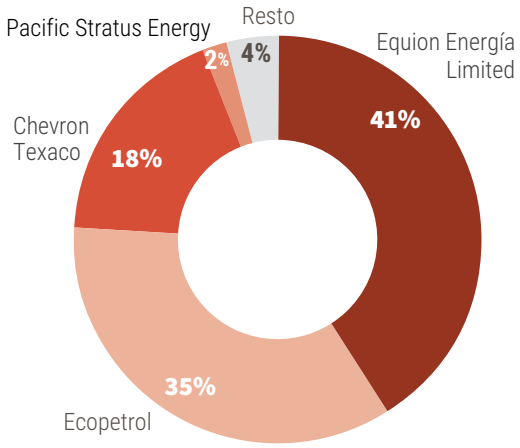
Fuente: ANH

Ilustración 38. Principales empresas productoras de petróleo, 2015



Fuente: Elaboración de los autores sobre datos de ANH.

Ilustración 39. Principales empresas productoras de gas, 2015



Fuente: Elaboración de los autores sobre datos de ANH.

La producción de gas, para el período de referencia (2014-2015), decreció un 6 %, cuya producción es generada en un 71 % por Equion Energía Limited y Ecopetrol.

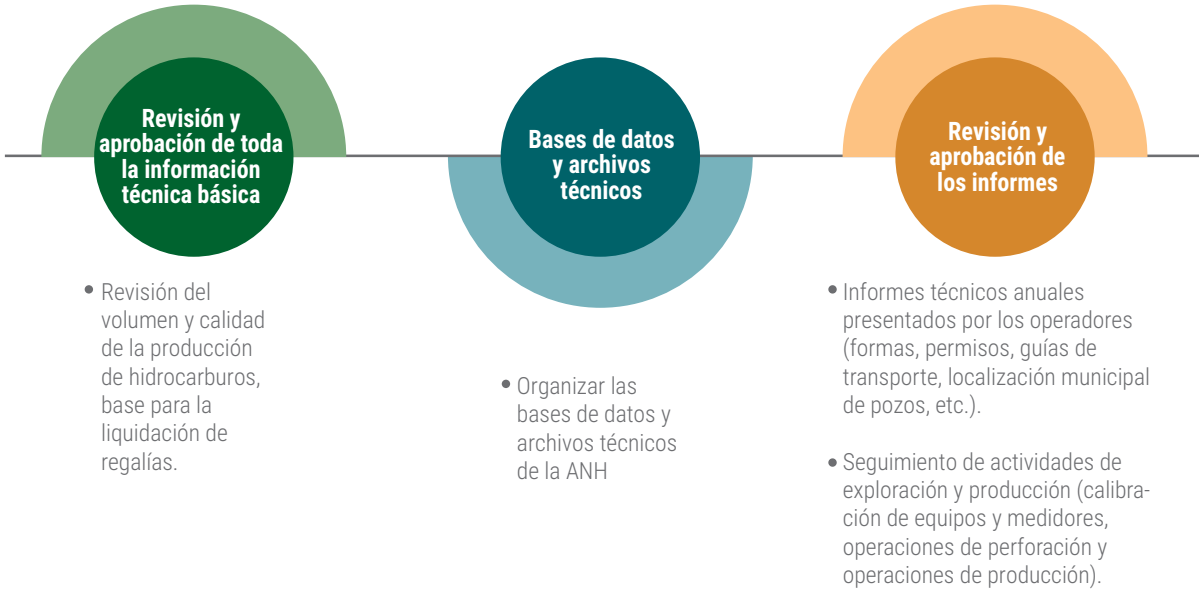
2.2.4 Fiscalización en hidrocarburos

La estrategia en la supervisión y fiscalización de los proyectos hidrocarburíferos del país, por parte de la ANH, se enfoca en el cumplimiento de los siguientes objetivos:

- Velar por la correcta y adecuada exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos para asegurar que estas actividades se realicen en forma técnica y económica y se asegure la utilización y aprovechamiento de los recursos en forma racional e integral.
- Tomar las medidas técnicas y económicas indispensables para la conservación de los yacimientos de hidrocarburos de propiedad nacional o particular.
- Estudiar y aprobar desde el punto de vista técnico los planes de explotación de hidrocarburos, según la tasa eficiente máxima de explotación y criterios de conservación de yacimientos y la medición de los volúmenes de hidrocarburos efectivamente producidos en un campo petrolero (Espinosa & Serna, 2013).

El proceso de fiscalización de hidrocarburos consiste en realizar la revisión de obligaciones contractuales y legales vigentes de todos los campos y en cada zona, asegurándose que las operaciones cumplan con la reglamentación técnica emitida por el Ministerio, como se muestra en la ilustración 40.

Ilustración 40. Proceso de fiscalización



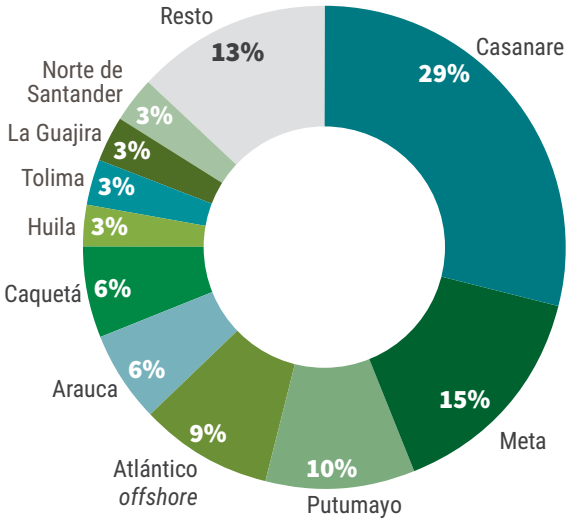
Fuente: Elaboración de los autores.

Adicionalmente, cada mes las empresas operadoras reportan el volumen de producción de crudo y de gas a la ANH por medio de los formatos establecidos para esta tarea, es decir, formas ministeriales que son utilizadas por la ANH como insumo para registrar la producción por empresa en su sistema de información interno. Después de reportada la información de producción por parte de la empresa, la ANH valida los volúmenes de producción mediante una visita de fiscalización que se hace al campo en boca de pozo. La ANH genera el reporte oficial de la producción fiscalizada por empresa cada 45 días hábiles, y al finalizar genera un reporte de la producción fiscalizada para crudo y para gas. De igual manera, las empresas registran su producción anual con base en los reportes mensuales entregados a la ANH.

2.2.5 *Zoom* regional

En cuanto a la distribución departamental de los contratos vigentes, se tiene que 39 % de ellos opera en más de un departamento; el restante 61 %, se distribuye tal como se muestra en la ilustración 41.

Ilustración 41. Contratos vigentes por departamentos



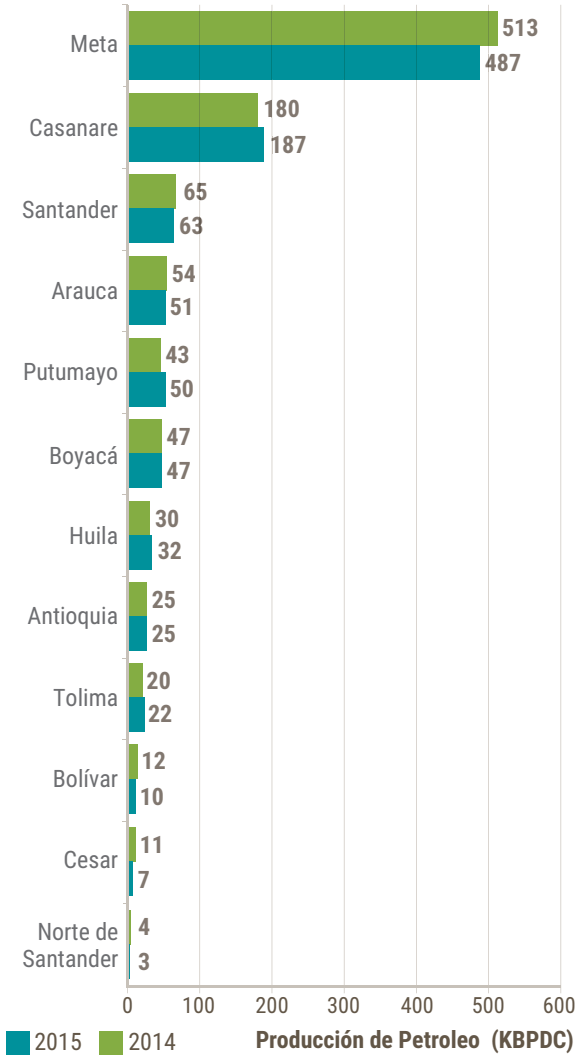
Fuente: Elaboración de los autores sobre datos de ANH.

Tabla 23. Producción colombiana de petróleo por principales municipios (KBPDC), 2014-2015

Municipio	2014	2015	Var %
Puerto Gaitán	284	265	-6,78
Acacías	92	111	20,25
Castilla la Nueva	62	77	23,66
Puerto Boyacá	45	46	1,91
Barrancabermeja	44	45	1,69
Yopal	34	42	23,61
Arauca	30	38	28,33
Aguazul	29	24	-16,70
Orocué	29	23	-20,89
Total	649	670	3,28

Fuente: ANH.

Ilustración 42. Producción colombiana de petróleo por departamentos, 2014 y 2015



Fuente: Elaboración de los autores sobre datos de ANH.

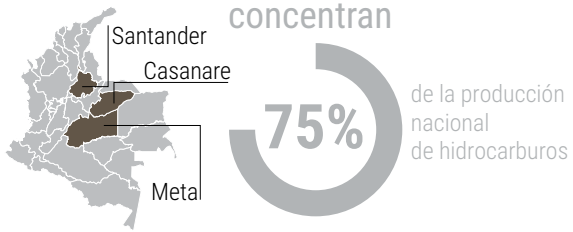
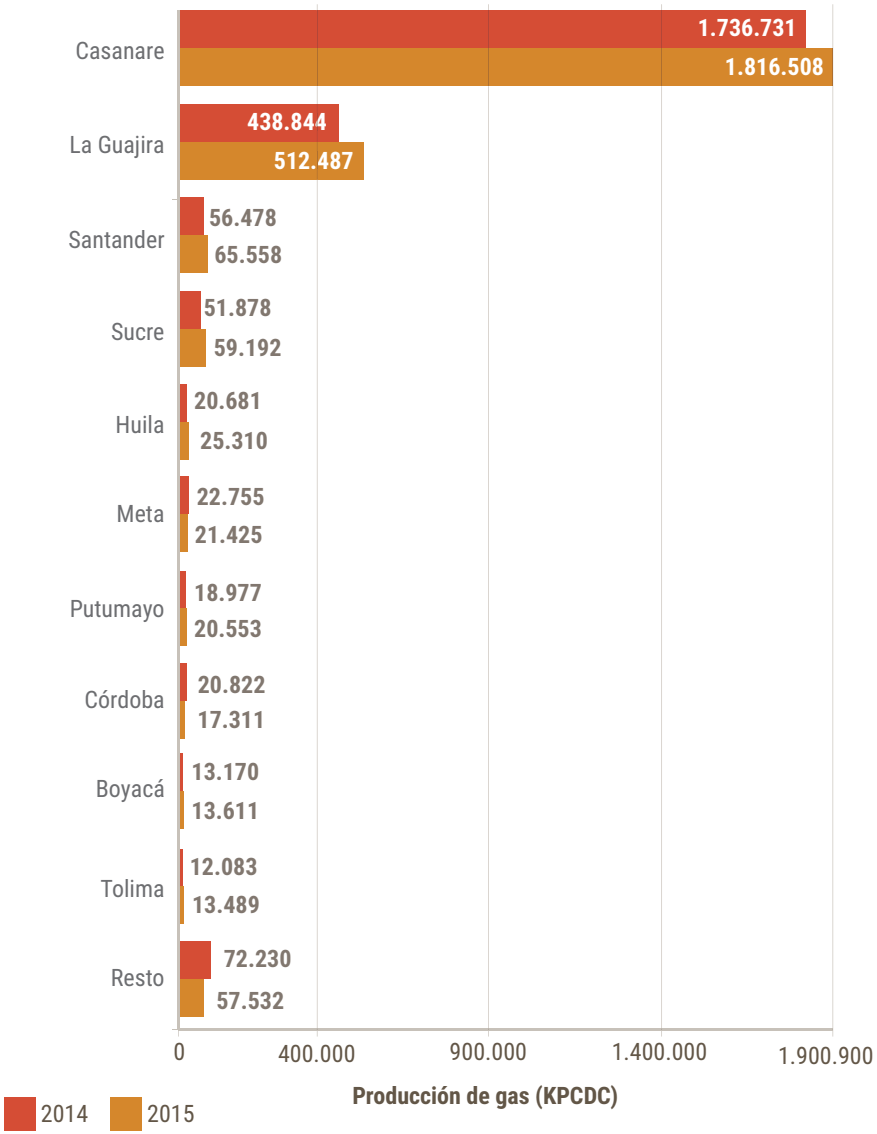


Ilustración 43. Producción colombiana de gas por departamentos, 2014–2015

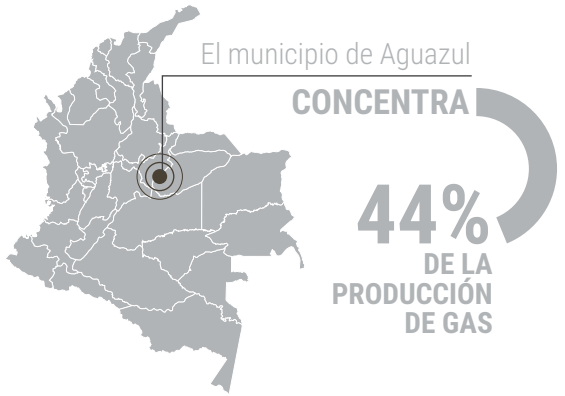


Fuente: Elaboración de los autores sobre datos de ANH.

Tabla 24. Producción colombiana de gas por principales municipios, 2014 y 2015

Municipio	2014	2015	Var %
Aguazul	1.245.302	1.090.232	-12,45
Manaure	512.470	438.840	-14,37
Yopal	283.897	381.343	34,32
Tauramena	280.221	247.928	-11,52
San Pedro	44.384	39.169	-11,75
Sabana de Torres	44.100	38.336	-13,07
Pueblo Nuevo	17.189	19.217	11,79
Villavicencio	16.585	13.865	-16,40
Los Palmitos	14.808	12.710	-14,17
Orito	11.748	9.779	-16,76
Total	**2.472.720**	**2.293.433**	**-7,25**

Fuente: ANH.



2.2.6 Sistemas públicos de información: Mapa de tierras

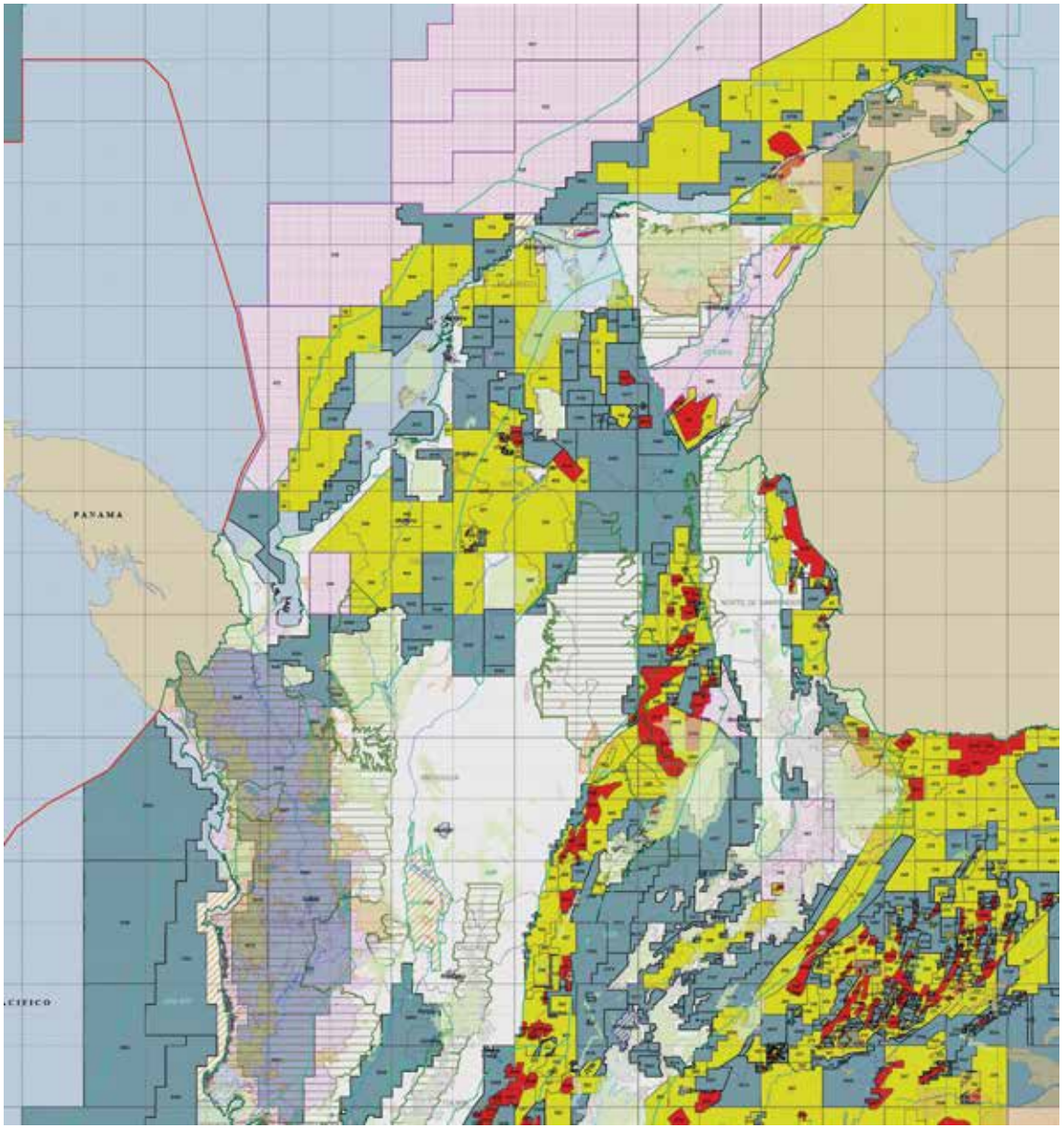
Es una herramienta que la ANH tiene a disposición pública, la cual hace parte fundamental del proceso de adjudicación de áreas. A través de esta herramienta es posible conocer qué áreas están disponibles y en qué fases se encuentran dichas áreas.

La información puede ser consultada de manera gráfica a través de un mapa dispuesto en el sitio web; dependiendo de las necesidades de cada usuario y sus intereses, se puede hacer uso de la información consignada en los archivos con datos actualizados de las áreas descritas [32] dispuestos en el sitio, y generar su propia información o sus propios mapas.

De manera específica, esta herramienta permite a los interesados conocer el estado de las áreas sujetas de exploración y explotación a nivel nacional, de la siguiente manera:

- Áreas en exploración
- Áreas en evaluación técnica (bloques donde se realizan trabajos de evaluación asignados por la ANH).
- Áreas en explotación (donde se adelantan labores de explotación de hidrocarburos).
- Áreas disponibles (áreas que no han sido objeto de asignación, es decir, que sobre ellas no existe contrato vigente, ni se ha adjudicado propuesta.)
- Áreas reservadas (definidas por la ANH por razones de política energética, de seguridad nacional o de orden público, por sus características geológicas, ambientales, sociales o por haber realizado estudios en ellas y tener proyectado o disponer de información exploratoria valiosa).
- Áreas para proceso competitivo, nominación directa de áreas y solicitud de ofertas (áreas para oferta pública, definidas y publicadas en la página web de la ANH; también se representan las áreas en negociación).

Ilustración 44. Ejemplo de presentación del mapa de tierras



Fuente: http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Documents/2m_tierras_191016.pdf dada la resolución y la cantidad de datos se presenta una parte parcial del mapa.

32. ANH: http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx

2.2.7 Otras políticas y programas

Los Proyectos de Interés Nacional Estratégico (PINES)[33], son aquellos que por sus dimensiones y características generan un alto impacto en el desarrollo económico y social del país. Estos proyectos, por su naturaleza, involucran la participación del Gobierno nacional y del sector privado.

Para el sector de hidrocarburos se priorizaron 21[34] iniciativas estratégicas, de las cuales siete se encuentran en etapa de exploración (una con cinco bloques *offshore*), cinco proyectos corresponden a yacimientos no convencionales, cinco proyectos en producción, un proyecto *midstream* y tres proyectos *downstream.*

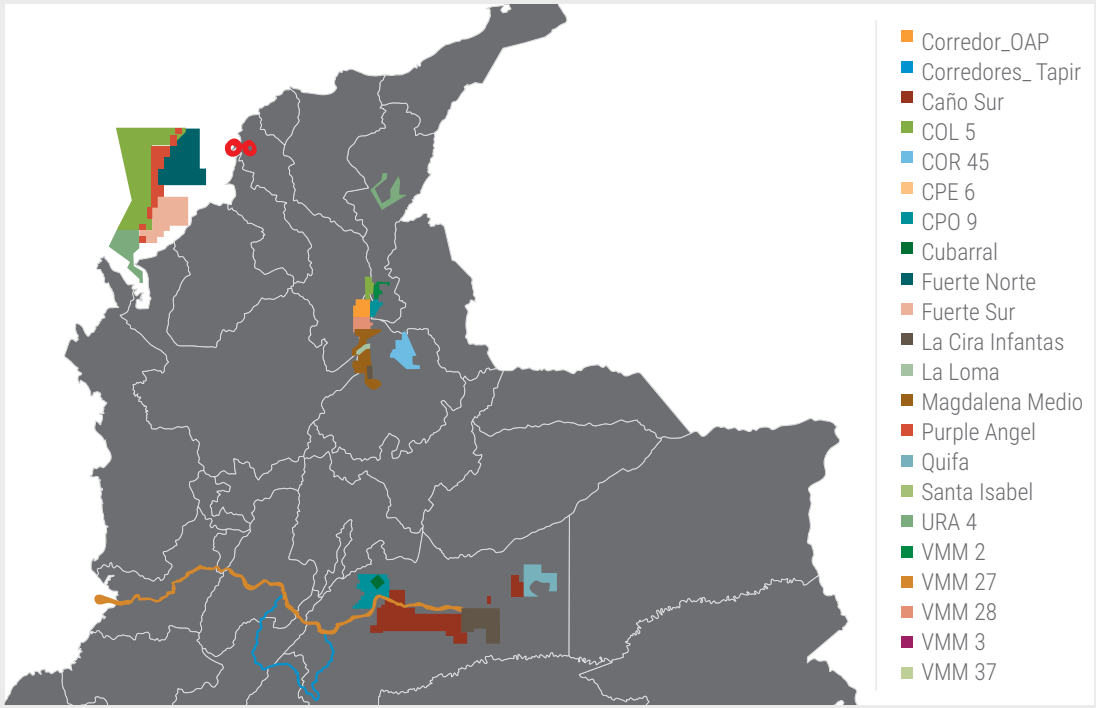
Tabla 25. Proyecto, operador y ubicación

Fase	Actividad		Contratos	Operador	Departamento
Exploración	Hidrocarburos convencionales	1	Área fuerte: bloques Fuerte Norte, Fuerte Sur, Purple Angel, COL-05, URA-04	Anadarko	Curs. Offshore: Antioquia, Sucre, Córdoba, Bolívar
		2	CPE-06	Metapetroleum	Meta
		3	Caño Sur Oeste	Ecopetrol	Meta
		4	CPO 9	Ecopetrol	Meta
	YNC	5	VMM-03	Conoco Phillips [35]	Cesar-Santander
		6	VMM-27[36]	Shell	Bolívar Santander
		7	VMM-28[37]	Shell	Bolívar Santander
		8	Santa Isabel	Canacol	Cesar-Santander-Bolívar
		9	VMM-37	Exxon Mobil	Antioquia-Santander
		10	VMM-02	Exxon Mobil	Cesar-Santander
		11	COR-46	Exxon Mobil	Santander-Norte de Santander
		12	Magdalena Medio	Ecopetrol	Antioquia-Bolívar-Santander
		13	La Cira Infantas	Ecopetrol	Santander
Producción	Producción	14	CPO 09-Akacías	Ecopetrol	Meta
		15	La Loma	Drummond	Cesar
		16	Bloque Cubarral: Campo Castilla y Campo Chichimene	Ecopetrol	Meta
		17	Quifa	Metapetroleum	Meta
		18	Caño Sur Este	Ecopetrol	Meta
Midstream	Midstream	19	Reficar	Reficar	Bolívar
Downstream	Downstream	20	Planta de Regasificación GNL y Loop del Sur	Spec-Promigás	Sucre-Bolívar
		21	Oleoducto al Pacífico (OAP)	Embridge/Cenit	Costa afuera Valle del Cauca

Fuente: ANH información con corte a 5 noviembre de 2016.

33. Decreto 0155 del 30 de enero de 2015. Por el cual se crea una Comisión Intersectorial para Proyectos Estratégicos del Sector Comercio, Industria y Turismo, y se dictan otras disposiciones.
34. El Oleoducto al Pacífico y su ramal Tapir, se compone de dos proyectos; así mismo, el proyecto operado por la empresa Anadarko se compone de cinco bloques *offshore*, lo que en ocasiones puede alterar el número de proyectos PINES.
35. El contrato VMM 03 inicialmente fue operado por la empresa Shell, quien lo cedió a Conoco Phillips.
36. Campo fue renunciado por la empresa Shell.
37. Ibíd.

Ilustración 45. Ubicación geográfica PINES hidrocarburos



Fuente: ANH (información con corte a 5 noviembre de 2016).

Perspectivas PINES hidrocarburos

En el 2016 se ha venido trabajando en un nuevo decreto en que se establezcan disposiciones frente al acceso al empleo en zonas de hidrocarburos y en la actualización de los proyectos PINE para hidrocarburos de acuerdo con los criterios definidos en el CONPES:

- Que aumente significativamente la productividad y competitividad de la economía nacional o regional.
- Que genere impacto significativo a la creación de empleo directo o por vía de encadenamientos y/o la inversión de capital.
- Que genere retorno positivo a la inversión y sea sostenible operacionalmente.
- Que aumente la capacidad exportadora de la economía nacional.
- Que genere ingresos significativos a la nación y las regiones.
- Que el alcance del proyecto contribuya al cumplimento de las metas previstas en el PND.
- Que contribuyan a aumentar la capacidad instalada en energía e hidrocarburos y la confiabilidad del sistema interconectado.

2.3 Ecopetrol

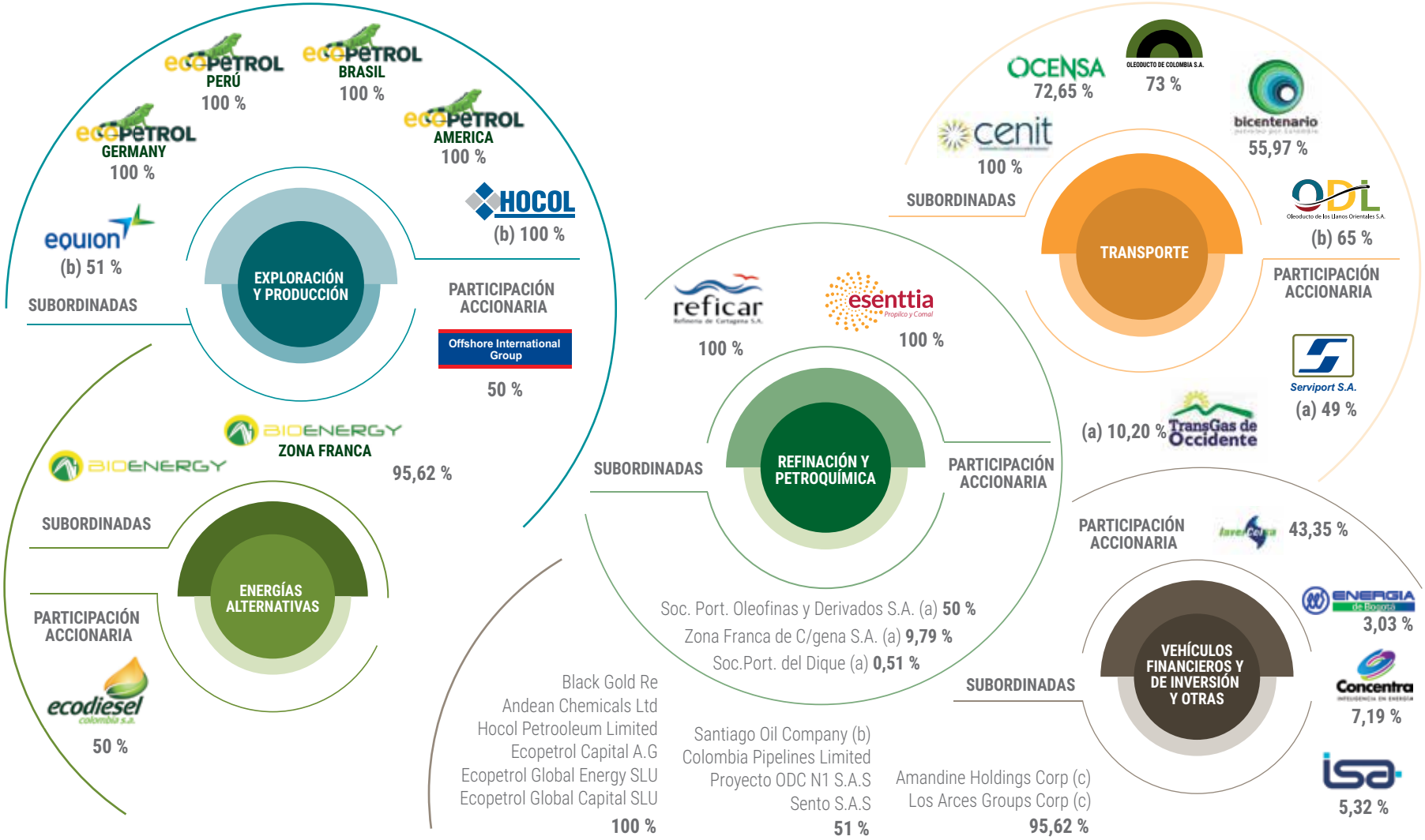
Empresa con participación estatal, que desde el 2003 dejó de ser ciento por ciento del Estado y hoy es una sociedad de economía mixta (Ley 1118 de 2006). Ecopetrol es una compañía integrada del sector de petróleo y gas, que participa en todos los eslabones de la cadena de hidrocarburos: exploración, producción, transporte, refinación y comercialización, incluso participa en el negocio de los biocombustibles.

2.3.1 Composición accionaria y normatividad vigente

Con corte al 31 de diciembre de 2015, la composición accionaria de Ecopetrol era: Nación 88,49 %, personas naturales 3,37 %, fondos de pensiones 3,11 %, Fondo Ecopetrol-ADR Programa 2,17 %, personas jurídicas 1,65 %, fondos y co pañías extranjeras 1,22 %.

Con corte a diciembre 31 de 2015, el Grupo Ecopetrol cuenta con 28 sociedades subordinadas y 11 participaciones accionarias en otras sociedades de forma directa y/o a través de sus filiales como se ilustra a continuación:

Ilustración 46. Grupo Ecopetrol



(a) Participación accionaria de compañía subordinada de Ecopetrol.
(b) Compañía extranjera que tiene sucursal de sociedad extranjera en Colombia.
(c) Compañía en proceso de liquidación.

Fecha de corte: 31 de diciembre de 2015

* Los % de participación relacionados hacen referencia a participación directa e indirecta de Ecopetrol La información de esta estructura no cuenta con la totalidad de las participaciones accionarias ni las cifras decimales, por lo que solo se debe usar para fines ilustrativos.

Nota: Se reportan las compañías que son denominadas *participaciones accionarias* (Directas de Ecopetrol), filiales, subsidiarias así como las participaciones accionarias de las compañías subordinadas de Ecopetrol

Fuente: Ecopetrol

Por otra parte, Ecopetrol muestra una estructura de gobierno para asegurar la toma de decisiones, teniendo en cuenta instancias y factores que se pueden apreciar en el cuadro 3.

Cuadro 3. Estructura de gobierno del Grupo Ecopetrol

Asamblea General de Accionistas	Máximo órgano social de dirección, integrado por los titulares y/o apoderados de las acciones de capital suscritas, reunidos de conformidad con las normas establecidas en la Ley y los Estatutos Sociales. Ecopetrol cuenta con un Reglamento Interno de la Asamblea General de Accionistas para la adopción de mejores prácticas de gobierno corporativo que facilitan el debate y la toma de decisiones de todos los accionistas.
Junta Directiva	Es el órgano de administración superior; actúa en función de los derechos de los accionistas y asegura la sostenibilidad y crecimiento de la sociedad. Está integrada por nueve miembros, sin suplentes, elegidos por la Asamblea General de Accionistas para períodos de un año, mediante el sistema de cociente electoral. La designación como miembro de la Junta Directiva puede efectuarse a título personal o a un cargo determinado. Ecopetrol publica en su página web los lineamientos para el proceso de nominación y remuneración de la Junta Directiva, así como una cartilla para resolver las inquietudes sobre dicho proceso de nominación. La Junta elige a su presidente y su vicepresidente entre sus miembros, para períodos de un año, quienes deben presidir y dirigir las reuniones ordinarias y extraordinarias. Para atender de manera directa sus responsabilidades, la Junta Directiva cuenta con cuatro Comités institucionales, de carácter permanente, integrados por miembros de la Junta Directiva: • Comité de Auditoría y Riesgos-Comité de Negocios. • Comité de Compensación y Nominación-Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad. La Junta Directiva cuenta con un reglamento interno que tiene por objeto determinar las reglas básicas de su organización, funcionamiento y las normas de conducta de sus miembros. Los comités también cuentan con su propio reglamento en el que se definen claramente sus funciones.
Presidente de Ecopetrol	Encargado de dirigir y administrar la empresa. Es quien ejecuta y hace ejecutar todas las operaciones y actividades comprendidas dentro del objeto social; le corresponde llevar la representación legal de Ecopetrol. El presidente es elegido por la Junta Directiva para períodos de dos años, de conformidad con lo establecido en los Estatutos Sociales. La elección del presidente se hace atendiendo criterios de idoneidad, conocimiento, experiencia y liderazgo, pudiendo ser reelegido o removido en cualquier momento por la Junta Directiva. De conformidad con lo establecido en los Estatutos Sociales, en concordancia con la Ley 964 de 2005, en ningún caso el presidente de Ecopetrol podrá ser designado como presidente de la Junta Directiva.
Comités de Alta Dirección	Ecopetrol cuenta con 13 Comités de Alta Dirección que son dirigidos por el presidente e integrados por altos ejecutivos de la empresa: 1. Comité Directivo 2. Comité de Transformación Empresarial 3. Comité de Gestión Empresarial 4. Comité de Negocios 5. Comité de Proyectos 6. Comité de Compensación y Nominaciones 7. Comité de Auditoría Interna 8. Comité de Defensa Judicial y Conciliación 9. Comité de Ética 10. Comité de Relaciones Laborales 11.Comité de Innovación e Integración Tecnológica 12. Comité de Operaciones 13. Comité del Centro de Servicios Compartidos

Para mayor información sobre el modelo de gobierno corporativo de Ecopetrol, en
http://www.Ecopetrol.com.co/wps/portal/es/Ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/publicaciones/informes-de-gestion-y-sostenibilidad/informes-de-gestion-y-sostenibilidad

Fuente: Elaboración de los autores sobre la base de Ecopetrol

Con respecto al 2014, en 2015 se presentaron cambios al interior de la estructura del Grupo, que se resumen en el cuadro 4.

Cuadro 4. Cambios en la estructura del Grupo Ecopetrol

Subordinadas:
Creación de nuevas compañías

Se dio inicio al proceso de reorganización de la participación accionaria indirecta que tiene Ecopetrol en la sociedad Oleoducto de Colombia S.A. (ODC), a través de Equion Energía Limited. Dicha reorganización tiene como objetivo que Equion transfiera proporcionalmente a sus accionistas, la propiedad que dicha compañía tiene en el ODC, constituyéndose dos nuevas subsidiarias colombianas: SENTO S.A.S y Proyectos ODC N1 S.A.S, constituidas por Equion Energía Limited, con un porcentaje de propiedad indirecta de Ecopetrol del 51 %.

Cambio en el porcentaje de participación accionaria. Aumento del porcentaje de participación indirecta de Ecopetrol en Bioenergy S.A y Bioenergy Zona Franca y Amandine Holding y Los Arces Group, dadas las capitalizaciones realizadas durante lo corrido del 2015, pasando del 91,43 % al 95,62 % de participación indirecta.

Participaciones accionarias
Cambio en el porcentaje de participación accionaria:

Disminución del porcentaje de participación accionaria de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., producto de la enajenación realizada durante el 2015 correspondiente al 3,84 %

Fuente: Elaboración de los autores sobre la base de Ecopetrol

En los dos últimos años Ecopetrol reporta que la normatividad de mayor relevancia es la que tiene que ver con el manejo de ganancias, reinversión y financiación, como lo muestra la tabla 26.

Tabla 26. Marco regulatorio Ecopetrol

Soporte legal	Relevancia
Ley 1118 de 2006	Relevancia Modifica la naturaleza jurídica de Ecopetrol
Decreto número 1800 de 2015. Se aprueba el programa de enajenación de las acciones que Ecopetrol posee en la empresa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Se ubica en los municipios de Vetas y California en el departamento de Santander. Se tiene información que el yacimiento Angostura contiene un recurso mineral indicado de 30,6 millones de toneladas con una ley 3,1 g/t de oro y 14,8 g/t de plata.
Resolución 3170 de 2014 Se autoriza a Ecopetrol, para suscribir, emitir y colocar bonos de deuda pública externa en los mercados internacionales de capitales.	La norma expedida por el Ministerio de Hacienda, de acuerdo con el Decreto 2681 de 1993, autoriza a Ecopetrol, hasta el 31 de diciembre de 2016 para suscribir, emitir y colocar Bonos de Deuda Pública Externa en los mercados internacionales de capitales, hasta la suma de USD 1.500.000.000.
Resolución 3026 de 2014 Se autoriza a Ecopetrol, para gestionar la emisión y colocación de bonos en el mercado internacional de capitales.	La norma expedida por el Ministerio de Hacienda, de acuerdo con el Decreto 2681 de 1993, autoriza a Ecopetrol, hasta el 31 de diciembre de 2016 para gestionar la emisión y colocación de bonos en el mercado internacional de capitales, hasta la suma de USD 2.150.000.000.
Resolución 2827 de 2014 Para emitir, suscribir y colocar a través de un programa de emisión y colocación, bonos de deuda pública interna no convertibles en acciones y papeles comerciales.	La norma expedida por el Ministerio de Hacienda, de acuerdo con el Decreto 2681 de 1993, autoriza a Ecopetrol, durante los periodos 2014-2015, para gestionar la emisión y colocación de bonos de deuda pública interna, hasta la suma de $2.100.000.000.000.
Resolución 2204 de 2014 Para suscribir, emitir y colocar bonos de deuda pública externa en los mercados internacionales de capitales	La norma expedida por el Ministerio de Hacienda, de acuerdo con el Decreto 2681 de 1993, autoriza a Ecopetrol, hasta el 31 de diciembre de 2016 para gestionar la emisión y colocación de bonos en el mercado internacional de capitales, hasta la suma de USD 1.500.000.000.
Resolución 1884 de 2014 Se autoriza a Refinería de Cartagena S. A. (Reficar) para celebrar un empréstito externo subordinado con Ecopetrol Capital A. G.	La norma expedida por el Ministerio de Hacienda, de acuerdo con el Decreto 2681 de 1993, autoriza a La Refinería de Cartagena S.A., para celebrar un empréstito externo subordinado con Ecopetrol Capital A. G., con un plazo de 31 años contado a partir de la fecha de pago de intereses siguiente al primer desembolso del crédito por la suma de USD 249.000.000.
Resolución 1585 de 2014 Se autoriza a Ecopetrol, para suscribir, emitir y colocar bonos de deuda pública externa en los mercados internacionales de capitales.	La norma expedida por el Ministerio de Hacienda, de acuerdo con el Decreto 2681 de 1993, autoriza a Ecopetrol, hasta el 31 de diciembre de 2016 para gestionar la emisión y colocación de bonos en el mercado internacional de capitales, hasta la suma de USD 2.000.000.000.

Fuente: Ecopetrol

Tabla 26. Marco regulatorio Ecopetrol (continuación)

Soporte legal	Relevancia
Resolución 1174 de 2014 Se autoriza a Ecopetrol, para gestionar la emisión y colocación de bonos en el mercado internacional de capitales.	La norma expedida por el Ministerio de Hacienda, de acuerdo con el Decreto 2681 de 1993, autoriza a Ecopetrol, hasta el 31 de diciembre de 2016 para gestionar la emisión y colocación de bonos en el mercado internacional de capitales, hasta la suma de USD 2.000.000.000.
Resolución 1117 de 2014 Se autoriza a Refinería de Cartagena S. A. (Reficar) para celebrar un empréstito externo subordinado con Ecopetrol Capital A. G.	La norma expedida por el Ministerio de Hacienda, de acuerdo con el Decreto 2681 de 1993, autoriza a La Refinería de Cartagena S.A., para celebrar un empréstito externo subordinado, con un plazo de 31 años contado a partir de la fecha de pago de intereses siguiente al primer desembolso del crédito por la suma de USD 764.000.000.
Resolución 0928 de 2015 Se autoriza a Ecopetrol, para gestionar la emisión y colocación de bonos en el mercado internacional de capitales.	La norma expedida por el Ministerio de Hacienda, de acuerdo con el Decreto 2681 de 1993, autoriza a Ecopetrol, hasta el 31 de diciembre de 2016 para gestionar la emisión y colocación de bonos en el mercado internacional de capitales, hasta la suma de USD 3.175.000.000 o equivalente en otra moneda.
Resolución 303 de 2015 Se autoriza a Ecopetrol, para celebrar un empréstito externo con un grupo de bancos.	La norma expedida por el Ministerio de Hacienda, de acuerdo con el Decreto 2681 de 1993, autoriza a Ecopetrol, para celebrar un empréstito externo subordinado, por la suma de USD 1.925.000.000.
Acuerdo Número 2 de 2015 ANH (se adiciona el Acuerdo 4 de 2012).	La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en ejercicio de sus facultades, expide el Acuerdo 02 de 2015, con el objeto de permitir extensión de términos y plazos en ejecución de contratos.
Acuerdo Número 3 de 2015 ANH Se modifica el Acuerdo N°4 de 2012 modificado a su vez por el Acuerdo 3 de 2014 y 2 de 2015. Acuerdo Número 5 de 2015 ANH Se corrigen expresiones del Acuerdo 3 de 2015.	La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en ejercicio de sus facultades, expide el Acuerdo 03 de 2015, con el objeto de permitir ampliación de plazos, modificar las vigencias y porcentajes de cartas de crédito.
Acuerdo Número 4 de 2015 ANH	La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en ejercicio de sus facultades, expide el Acuerdo 04 de 2015, con el objeto de regular acreditación de actividades exploratorias adicionales.
Acuerdo Número 3 de 2014 ANH Se adiciona el Acuerdo 4 de 2012	La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en ejercicio de sus facultades, expide el Acuerdo 03 de 2014, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración de Hidrocarburos, parámetros y normas aplicables al desarrollo de yacimientos no convencionales.

Fuente: Ecopetrol

2.3.2 Principales resultados operacionales en Ecopetrol

Con base en las Actas 030 de 2014 y 031 de 2015[38] de la Asamblea General de Accionistas, a continuación se describe el comportamiento en cada uno de los segmentos de negocio de Ecopetrol.

2.3.2.1 Exploración

Se perforaron 28 pozos exploratorios (A3), con siete descubrimientos, lo que significa un 25 % de éxito exploratorio. La campaña costa afuera arrojó prometedores hallazgos; de los 21 pozos nacionales perforados, cinco fueron exitosos, destacando Orca uno en la costa afuera colombiana. De los siete pozos internacionales perforados, dos fueron exitosos en el Golfo de México.

Por otra parte, se incorporaron 205 MBPE de recursos contingentes, es decir, un incremento del 39 % con respecto al año anterior. Fueron adjudicados a Ecopetrol cinco bloques en la Ronda Colombia; adicionalmente fortaleció sus alianzas con socios de la industria como Repsol, Talisman, Statoil, Anadarko, Murphy, entre otras.

Tabla 27. Resumen exploración Ecopetrol

Concepto	2014	2015
Inversión en exploración (millones USD)	**1.160**	**577**
Ecopetrol	**678**	**339**
Subordinadas	**482**	**238**
Kilómetros de sísmica	**6.607**	**555**
Perforación pozos exploratorios	**28**	**5**
Nacional	**21**	**4**
Internacional	**7**	**1**
Pozos con éxito exploratorio	**7**	**2**
Éxito	**25 %**	**40 %**

Fuente: Ecopetrol, actas 030 de 2014 y 031 de 2015.

38. Tomado de: http://www.Ecopetrol.com.co/documentos/ACTA %20ASAMBLEA %20GENERAL %20DE %20ACCIONISTAS %20ORDINARIA %20 %20NO %20031 %20vpublicada %20Abril %2020 %20de %202015 %20MPC.pdf.

En la actividad exploratoria en el año 2014 se dieron pasos significativos, especialmente en la búsqueda de hidrocarburos costa afuera, área en la que se resaltan los hallazgos en el Golfo de México (EE. UU.) como Rydberg (con Shell y Nexen) y León (con Repsol), así como Orca-1 (con Petrobras y Repsol) en el bloque Tayrona, primer descubrimiento en aguas profundas en el Caribe colombiano. Durante 2015, junto con Anadarko se hizo el descubrimiento de Kronos, el primer hallazgo en aguas ultraprofundas en el sur del Caribe colombiano; el pozo encontró gas después de atravesar una lámina de agua de 1.584 metros y llegar a un objetivo de 3.720 metros de profundidad bajo el nivel medio del mar.

En el 2015 las inversiones en exploración de Ecopetrol y sus filiales, tanto directa como en participación de riesgo, ascendieron a los USD 577,6 millones, inferiores a los USD 1.160 millones del 2014, teniendo en cuenta la baja de actividad exploratoria, y conservando el objetivo principal de la incorporación de recursos contingentes.

2.3.2.2 Contratos vigentes

Los contratos vigentes de Ecopetrol suman 68 a diciembre 31 de 2015, representando una leve disminución del 2,9 % con respecto a 2014; los contratos de asociación se constituyen en el instrumento de mayor frecuencia para el desarrollo operacional de la compañía.

Tabla 28. Contratos vigentes de Ecopetrol

Tipo de contrato	2013	2014	2015
Contrato de asociación	54	48	48
Campo descubierto no desarrollado	9	6	5
Producción incremental	5	5	5
Contrato de participación de riesgo	3	3	1
Acuerdo de operación	1	1	1
Alianza tecnológica	1	1	1
Colaboración empresarial	1	2	2
Contrato de riesgo compartido (CRC)	1	1	1
Riesgo Compartido	1	1	1
Servicio de participación de bajo riesgo (SPBR)	1	1	1
Acuerdo de Participación	0	0	1
Contrato FOA (Farm Out Agreement)	0	1	1
Total	**77**	**70**	**68**

Fuente: Ecopetrol

Como se observa en la tabla anterior, en el año 2013 había 77 contratos, de los cuales, entre 2014 y 2015, se terminaron doce contratos y a su vez se firmaron tres nuevos (de colaboración empresarial, FOA y de acuerdo de participación)[39].

Tabla 29. Contratos de Ecopetrol-ANH

Tipos de Contratos con ANH	2013	2014	2015
Exploración y producción (E&P)	49	4	
Convenios explotación	44	45	52*
TEA	7		
Convenios (E&P)	6		
Total	**106**	**45**	**52**

* Se firmaron 9 convenios: Capachos, Pulí, Tambaquí, Armero, Upía, Tolima, Hobo, Caguán y Palermo.
Se devolvieron voluntariamente a la ANH 2 convenios: Cicuco M.

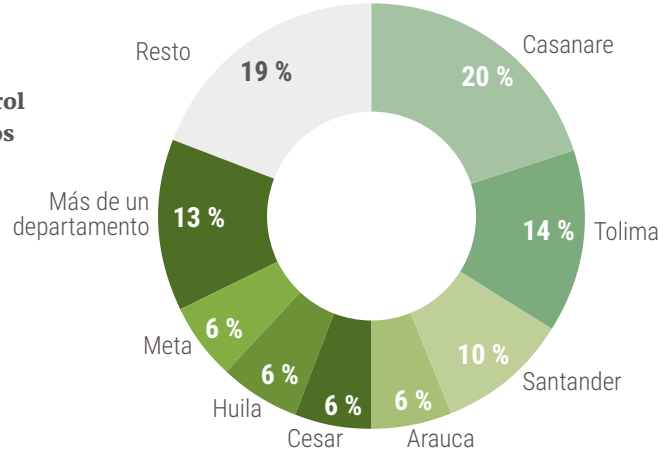
Fuente: Ecopetrol

Hasta que Ecopetrol fue administrador de las áreas hidrocarburíferas del país, firmó contratos de asociación, lo cual se dio hasta el año 2003, fecha en la que se transfiere la administración del recurso a la ANH; por esta razón en la gran mayoría de sus contratos el mecanismo de contratación era directo. En la tabla 28 se puede apreciar la evolución de los contratos con la ANH, entre 2013 y 2015.

De los contratos suscritos con sus asociadas, el 9 % los ha firmado con Pacific Stratus Energy Colombia Corp., seguido por Occidental de Colombia LLC, Perenco Colombia Limited-Hocol S.A. y Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S., cada una con el 6 %; adicionalmente, la participación promedio de Ecopetrol en sus contratos suscritos es del 60 %

Ilustración 47. Contratos Ecopetrol por departamentos

Fuente: Ecopetrol



39. Tener en cuenta que el total de contratos suman 80 así: 77 de 2013, más los tres nuevos, pues en la herramienta se reportan y contabilizan todos los contratos, incluso los ya terminados.

2.3.2.3 Producción

En los últimos ocho años la producción del Grupo Ecopetrol ha aumentado 90 % y ha alcanzado en 2015 los 707,3 KBPED, segunda mayor producción en la historia.

Desarrollaron 13 proyectos piloto y reforzaron así los proyectos para el aumento del factor de recobro (8 nuevos pilotos), y se adicionaron 355 MBPE de reservas; por cada barril producido se incorporaron 1,46 barriles en reservas probadas (índice de reposición de reservas [IRR] de 1,16); en este sentido las reservas totales crecieron 5,7 %, llegando a 2.084 MBPE, cuya vida media de reservas pasó de 8,1 a 8,6 años.

El principal motivo de la reducción en el monto de la inversión en producción corresponde a la caída en los precios internacionales del crudo desde finales del 2014, lo cual tuvo su respectivo efecto en la capacidad de inversión de la empresa, adicionalmente a una menor disponibilidad de recursos, pues la caída de precios afectó igualmente la viabilidad económica de algunos proyectos tanto para Ecopetrol como para sus socios, y limitó temporalmente la inversión. Los principales proyectos que suspendieron campañas de perforación en 2015 fueron: Rubiales, Quifa y Nare.

Tabla 30. Resumen producción Ecopetrol

Concepto	2014	2015
Inversión en producción (millones USD):	**4.395**	**3.234**
* Ecopetrol	**3.911**	**2.726**
* Subordinadas	**484**	**508,8**
Producción en KBPED	**755,33**	**760,63**
* Ecopetrol (KBPED)	**705,03**	**707,33**
* Subordinadas (KBPED)	**50,3**	**53,3**
Contribución en la adición de reservas probadas (MBPE)	**355**	**16**

Fuente: Ecopetrol, Actas 030 de 2014 y 031 de 2015.

2.3.2.4 Refinación

El proyecto de ampliación y modernización de la Refinería de Cartagena alcanzó un avance físico del 96,3 % (corte de diciembre 31 de 2014)[40]; llegado el 21 de octubre de 2015, la nueva refinería de Cartagena puso en servicio la Unidad de Crudo; en esta fase inicial, la unidad produjo combustibles desde el mes de noviembre a la mitad de su capacidad, procesando diariamente entre 80 y 90 KBD de petróleo, carga que se irá incrementando gradualmente hasta alcanzar su capacidad máxima de proceso[41]. En el período se avanzó en la construcción de la planta de Etanol de Bionergy.

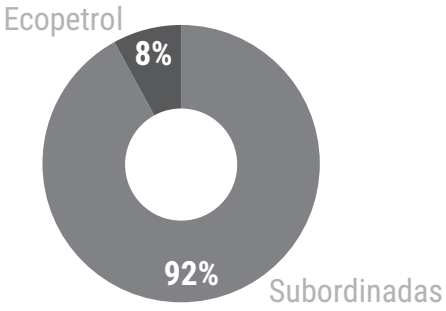
Tabla 31. Resumen refinación Ecopetrol

Concepto	2014	2015
Inversión (Millones USD):	**1.855**	**1.761**
* Ecopetrol	**221,8**	**145,4**
* Subordinadas	**1.634**	**1.616**
KBPDC Procesada (1,2):	**149,7**	**141,7**
* Combustibles (3,4)	**36,5**	**36,0**
* Diésel (21 PPM de azufre, límite permitido 50 PPM) (5)	**44,3**	**46,2**
* Gasolina (219 PPM de azufre, por debajo del límite permitido que es 300 PPM)	**68,9**	**59,5**

(1) Los valores reportados no contabilizan importaciones.
(2) Fuente: Informe SEC 2015 (Form-20F-2015).
(3) Incluye la producción de GLP, jet, keroseno, diésel con azufre > 300 ppm, gasolina con azufre >50 ppm.
(4) Incluye la producción de Ecopetrol y Reficar.
(5) Incluye únicamente producción de Ecopetrol
Fuente: Ecopetrol, Actas 030 de 2014 y 031 de 2015.

La inversión en refinación para 2015 fue del orden de **USD 1.761 millones**

Fuente: Ecopetrol, Actas 030 de 2014 y 031 de 2015.



40. Fuente Ecopetrol Reporte de resultados 4Q 2014.
41. Fuente Ecopetrol Reporte de resultados 4Q 2015.

Desde 2015 Colombia cuenta con una de las refinerías más modernas en América Latina para procesar crudos pesados y producir mayores volúmenes de combustibles limpios (conversión del 76 % al 97 %).

2.3.2.5 Transporte

La inversión para el 2015 en materia de transporte fue del orden de USD 796,6 millones (2 % Ecopetrol, 98 % subordinadas).

Como se observa en el cuadro anterior, para el año 2015 la movilización de barriles aumentó en 3,15 %, explicado por el aumento de la capacidad de: el sistema Castilla-Monterrey (300 KBD) como parte del proyecto San Fernando-Monterrey, el sistema Ocensa en 135 KBD y el almacenamiento en el puerto de Coveñas en 1,2 MB.

Por otra parte, en cumplimiento del requisito 4.4 del estándar EITI-2016, donde se pide entender los ingresos por transporte de las empresas de titularidad estatal, vale la pena mencionar que mediante Decreto 1320 de 2012[42] se autorizó a Ecopetrol para participar en la constitución de una filial "cuyo objeto social principal será el transporte y/o almacenamiento de hidrocarburos, sus derivados, productos y afines, a través de sistemas de transporte o almacenamiento propios o de terceros"; en este sentido, se constituyó la sociedad Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S., que recibió todos los activos de Ecopetrol.

Tabla 32. Resumen de transporte de Ecopetrol

Concepto	2014	2015
Inversión (Millones USD):	908,9	796,6
* Ecopetrol	73,6	15,3
* Subordinadas	835,3	781,3
Movilización de barriles de crudo y refinados (KBPDC)	1.205	1.243

Fuente: Ecopetrol, Actas 030 de 2014 y 031 de 2015.

Ecopetrol recibe ingresos por tres rutas específicas: Chichimene-Castilla-Apiay, Toldado-Gualanday y El Centro-Galán, sistemas de transporte de hidrocarburos que quedaron a su cargo, para el transporte de crudos (que se realiza por oleoductos), cuyas tarifas son estipuladas por el Ministerio de Minas y Energía en virtud de los artículos 56 y 57 del Código de Petróleos[43] y acorde a la regulación tarifaria vigente contenida en las Resoluciones 72145 y 72146 del año 2014 y sus modificaciones.

Del crudo que transporta Ecopetrol, la mayor parte es de su propiedad, es decir que no hay prestación de servicio a un tercero; solo un pequeño porcentaje es crudo de terceros, que es transportado por las rutas arriba mencionadas, generando los ingresos que se pueden apreciar en la tabla 33.

Tabla 33. Clientes, rutas e ingresos por los servicios de transporte (dólares)

Cliente	Ruta-Oleoducto	2014	2015
Talisman Colombia Oil & Gas LTD	Chichimene-Castilla-Apiay	722.942,83	619.450,89
Hocol S.A.	Toldado-Gualanday	803.529,49	255.257,93
Occidental Andina LLC	El Centro-Galán	728.716,32	704.209,77
Total general		2.255.188,64	1.578.918,59

Fuente: Ecopetrol

Como se observa en la tabla anterior, el comportamiento de los ingresos de 2015 registra una disminución del 30 % frente a los ingresos del año 2014, debido a que el contrato de Hocol dejó de transportar desde mayo de 2015, sumado a la disminución en las tarifas de transporte debido a la devaluación del peso frente al dólar.

2.3.2.6 Comercialización

En comparación con 2014 en 2015 las ventas presentan un leve crecimiento del 0,66 % (6 KBPDE). Las ventas de crudo crecieron en 1% (4 KBPDE) debido a la mayor tasa de operación de los sistemas de transporte y a la mayor producción en campos, por su parte los productos crecieron en un 3% (10 KBPDE) principalmente por el mayor consumo de combustibles a nivel nacional y al crecimiento de la demanda en zonas de frontera. Las

Tabla 34. Resumen comercialización Ecopetrol

Concepto	2014	2015
Ventas (KBPDE)	913	919
Valor exportado (billones pesos)	33,33	22,68
Volumen de exportación (KBPDE)	537	533
Estados Unidos (principal destino) (KBPDE)	180	210

Fuente: Ecopetrol

42. En: http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Decretos/2012/Documents/Junio/15/dec132015062012.pdf.

43. La resolución vigente es la 31321 del 6 de julio de 2016, disponible en: http://www.Ecopetrol.com.co/documentos/Resolucion-31321.pdf y las tarifas se pueden consultar en: http://www.Ecopetrol.com.co/wps/portal/es/Ecopetrol-web/productos-y-servicios/transporte/boletin-de-transporte-oleoducto/Tarifas/Tarifas %20Vigentes/tarifas-vigentes.

ventas de gas presentaron una disminución del 8% (8 KBPDE) a causa de la finalización del contrato de exportación de gas a Venezuela.

Los ingresos por exportaciones se afectaron por la caída del precio de la canasta de crudos exportados (se redujo en un 50 % frente al 2014, cerrando en USD 43,77/Bl), declinación que refleja el comportamiento general de los indicadores internacionales de crudo, como resultado de:

- Sobreoferta de crudo ante mayor producción no OPEP y negativa OPEP por recortar cuotas.
- Desaceleración de economías emergentes en 2015 dirigidas por China.
- Acumulación de inventarios de crudo reflejando situación de sobreoferta (~+110 MMBLS *vs.* 2014).

Adicionalmente, la entrada al mercado de nuevos crudos pesados en Irak, el mayor flujo de crudo canadiense a la costa del Golfo y los recortes en los precios oficiales de venta por parte de productores de Medio Oriente y México, han generado una presión adicional sobre los diferenciales de crudos pesados.

Con relación a los destinos, Ecopetrol, ha diversificado sus destinos de exportación en las negociaciones con el fin de mitigar el riesgo de volatilidad en los precios y capturar el mejor valor posible de cada mercado. En este sentido en 2015, Asia se ubicó como el principal destino de exportación (35 %), seguido por la costa del Golfo de EE.UU (27%) y las costas Este y Oeste de EE. UU (14 %), el Caribe y Centroamérica (13 %) y Europa (11 %).

2.3.2.7 Pagos y transferencias a la nación

Entre 2014 y 2015 las utilidades de Ecopetrol disminuyeron significativamente; incluso para 2015 sus operaciones reportaron $3,98 billones en pérdidas, tal como lo muestra la tabla 35.

Tabla 35. Estados financieros no consolidados de Ecopetrol

(Cifras en millones de pesos)

Concepto	2014	2015
Ingresos por ventas		
Ventas nacionales	$ 23.709.926	$ 20.303.711
Ventas al exterior	$ 34.369.546	$ 22.986.889
Total ingresos	$ 58.079.472	$ 43.290.600
Costos de ventas	$ 40.107.543	$ 35.320.201
Gastos operacionales		
Administración	$ 426.203	$ 861.353
Comercialización y proyectos	$ 3.455.025	$ 2.960.120
Otras ganancias y pérdidas operacionales	$ 665.594	$ 3.126.999
Utilidad operacional	$ 13.425.107	$ 1.021.927
Ingresos (gastos) no operacionales		
Ingresos (gastos) financieros	$ 423.513	$ 598.404
Gastos financieros	$ -1.164.255	$ -2.186.900
Gastos de jubilados		
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio	$ -2.699.363	$ -2.303.025
Ganancia por inflación		
Otros (gastos) ingresos		
Participación en utilidades de compañías	$ -333.460	$ -2.070.693
Utilidad antes de impuesto sobre la renta	$ 9.651.542	$ -4.940.287
Impuesto a las ganancias	$ -3.926.042	$ 952.561
Utilidad neta del año	$ 5.725.500	$ -3.987.726

Fuente: Ecopetrol

44. Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2015, en: www.Ecopetrol.com.co/documentos/Ecopetrol_IA_2015_29marzo.pdf
45. Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2015, en: www.Ecopetrol.com.co/documentos/Ecopetrol._IA_2015_29marzo.pdf
46. Ibídem-página 162.
47. Ibídem-página 159.

Por otra parte, dentro de los impuestos pagados por Ecopetrol, los mismos disminuyen de un año para otro en $1,9 billones, pasando de $10,5 billones en 2014 a $8,5 billones; son los impuestos a la renta y para la equidad CREE los que representan el 31 % del total pagado por este concepto.

Tabla 36. Pago de impuestos de Ecopetrol

(Cifras en millones de pesos)

Concepto	2014	2015
Impuestos Nacionales		
Impuesto de renta	2.972.253	1.493.191
Impuesto de renta para la equidad (CREE)	1.219.524	1.145.108
Impuesto al patrimonio	476.494	417.115
Impuesto a las ventas (IVA)	-	-
Impuesto global	-	-
Impuesto nacional a la gasolina y al ACPM	2.503.491	2.826.425
Autorretención de retención para la equidad (CREE)	963.120	719.575
Retención de terceros impuesto (CREE)	-	-
Retención en la fuente por renta/IVA/autorretenciones	1.805.268	1.418.565
Sobretasa nacional al ACPM	42.920	40.374
Gravamen a los movimientos financieros	207.260	139.769
Impuestos subnacionales		
Impuesto de industria y comercio	199.418	162.106
Impuesto predial	17.541	18.390
Impuesto de transporte	45.854	103.089
Retención en la fuente de industria y comercio	67.634	75.392
Sobretasa a la gasolina	-	-
Impuesto de vehículos	328	299
Impuesto de alumbrado	13.548	15.000
Totales	10.534.653	8.574.399

Fuente: Ecopetrol

2.3.2.8 Gastos cuasifiscales

Frente al cumplimiento de este requisito por parte de las empresas de titularidad estatal, en este caso Ecopetrol, se tiene que de conformidad con la Ley 1118 de 2006, Ecopetrol actúa como agente económico en competencia dentro del mercado energético. Desarrolla, en estricto sentido, actividades esencialmente económicas y no funge como Estado en la medida en que desarrolla un objeto empresarial previsto en los estatutos que la definen como sociedad comercial con capital mixto. En dicho contexto, se autoriza adicionalmente a la empresa, de conformidad con las previsiones del artículo 34 del Decreto-Ley 1760 de 2003, "adelantar programas sociales para la comunidad, especialmente con la que se encuentre radicada en los sitios donde tiene influencia" (Ley 1118 de 2006, art. 4).

Ahora, bien, como agente económico habilitado para refinar, distribuir, importar y comercializar combustibles líquidos derivados del petróleo, la compañía ha tenido a su cargo la remisión de la información asociada al cálculo de los diferenciales con destino al Ministerio de Minas y Energía, autoridad que tiene a su cargo calcular la diferencia entre el precio internacional y el precio local del combustible, para establecer los valores que estén a cargo o a favor del agente económico, de conformidad con la normatividad jurídica aplicable al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FPEC). La naturaleza jurídica del diferencial por participación ha sido destacada por la Corte Constitucional, quien le ha adjudicado naturaleza tributaria (C-726 de 2015).

Adicionalmente, estas diferencias son las que hacen que Ecopetrol no deba asumir ningún tipo de subsidio o subvención. El Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC) está adscrito y es administrado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, con el objetivo de atenuar en el mercado interno el impacto de las fluctuaciones de los precios de los combustibles en los mercados internacionales. Fue creado en el marco del Plan Nacional de Desarrollo 2007, art. 69 (Ley 1150 de 2007) y fue reglamentado posteriormente por varios decretos, entre ellos el 2713 de 2012, 1067 de 2014 y 1880 de 2014. De igual manera, estos decretos han sido reglamentados por la Resolución 180522 de 2010 y sus posteriores modificaciones. El último Plan Nacional de Desarrollo (Ley 1753 de 2015) le dio continuidad al mismo.

En conclusión, teniendo en cuenta que Ecopetrol actúa como cualquier agente refinador/importador en el país, este no asume subvenciones ni subsidios a los combustibles.

En cuanto a los temas relacionados con el servicio de la deuda, la de Ecopetrol es considerada deuda pública al ser la Nación el mayor accionista de la compañía; sin embrago, Ecopetrol solo es responsable por cumplir con las obligaciones de su propio endeudamiento y no asume dentro de sus gastos (pérdidas y ganancias [PyG]) ningún valor por el concepto de servicio de deuda que esté en cabeza de la Nación. Por lo tanto, Ecopetrol no es garante de la deuda de la Nación, así como la Nación no es garante de la deuda de Ecopetrol.

2.3.2.9 Emisión de bonos de Ecopetrol

Ecopetrol cuenta con acceso al mercado de valores local e internacional que le ha permitido en los últimos años la consecución de recursos de financiación para su plan de inversiones y propósitos corporativos. Lo anterior se consolida en un portafolio de deuda que cuenta con dos emisiones de bonos locales realizadas en 2010 y 2013 respectivamente, y con cinco emisiones de bonos internacionales realizadas desde 2009.

Respecto a la tabla 37, en comparación del monto total emitido de bonos vigentes para los años 2014 y 2015, se observa una variación del -5,11 % para los bonos locales, debido al pago de amortización a capital de la emisión del 2010 para el tramo de cinco años por un monto de $97.100 millones que se realizó el 1º de diciembre de 2015 y una variación de 20,83 % en los bonos internacionales debido a la emisión por USD 1.500 millones que se realizó el 24 de junio de 2015.

Tabla 37. Emisión de bonos de Ecopetrol

Bonos vigentes a 31 de diciembre de 2014		
Bonos locales		
Fecha de emisión	**Fecha de vencimiento**	**Valor (millones)**
01-dic-100	**01-dic-15**	**97.100**
1-dic-100	**01-dic-17**	**138.700**
1-dic-100	**01-dic-20**	**479.900**
1-dic-10	**01-dic-40**	**284.300**
27-ago-13	**27-ago-18**	**120.950**
27-ago-13	**27-ago-23**	**168.600**
27-ago-13	**27-ago-28**	**347.500**
27-ago-13	**27-ago-43**	**262.950**
Total bonos locales vigentes al 31 de diciembre		**1.900.000**
Bonos internacionales		
Fecha de emisión	**Fecha de vencimiento**	**Valor (millones)**
23-jul-09	**23-jul-19**	**1.500**
18-sep-13	**18-sep-18**	**350**
18-sep-13	**18-sep-23**	**1.300**
18-sep-13	**18-sep-43**	**850**
28-may-14	**28-may-45**	**2.000**
16-sep-14	**16-ene-25**	**1.200**
Total bonos internacionales vigentes al 31 de diciembre		**7.200**

Bonos vigentes a 31 de diciembre de 2015		
Bonos locales		
Fecha de emisión	**Fecha de vencimiento**	**Valor (millones)**
01-dic-10	**01-dic-15**	**-**
01-dic-10	**01-dic-17**	**138.700**
01-dic-10	**01-dic-20**	**479.900**
01-dic-10	**01-dic-40**	**284.300**
27-ago-13	**27-ago-18**	**120.950**
27-ago-13	**27-ago-23**	**168.600**
27-ago-13	**27-ago-28**	**347.500**
27-ago-13	**27-ago-43**	**262.950**
Total bonos locales vigentes al 31 de diciembre		**1.802.900**
Bonos internacionales		
Fecha de emisión	**Fecha de vencimiento**	**Valor (millones)**
23-jul-09	**23-jul-19**	**1.500**
18-sep-13	**18-sep-18**	**350**
18-sep-13	**18-sep-23**	**1.300**
18-sep-13	**18-sep-43**	**850**
28-may-14	**28-may-45**	**2.000**
16-sep-14	**16-ene-25**	**1.200**
26-jun-15	**26-jun-26**	**1.500**
Total bonos internacionales vigentes al 31 de diciembre		**8.700**

Fuente: Ecopetrol

3.

Colombia en la iniciativa para la transparencia de la industria extractiva

Este capítulo presenta la información básica del segundo reporte EITI Colombia; el alcance y el período fiscal definidos y aprobados por el Comité Tripartita Nacional (CTN) y se indican los principales cambios con relación al primer informe y de acuerdo al estándar 2016. Finalmente, concluye con la presentación de las empresas adheridas y una breve descripción de los mecanismos de concertación y consulta que se han adoptado en las discusiones del CTN del país.

3.1 Antecedentes: construcción del segundo reporte EITI Colombia

Durante el 2015 se llevó a cabo la construcción y divulgación del primer reporte EITI Colombia, el cual presentó información sobre el año fiscal 2013. Ese proceso permitió comprender las implicaciones que tenía para el país la recopilación y presentación de cifras consolidadas que dieran cuenta de los resultados del comportamiento de la industria extractiva. Así mismo, el proceso de divulgación del reporte, generó una mayor comprensión sobre las necesidades de información que los ciudadanos de diferentes regiones del país tienen acerca de la industria extractiva.

Con la experiencia adquirida, el Comité Tripartita Nacional y la Secretaría Técnica de EITI Colombia realizaron un ejercicio para identificar las lecciones aprendidas en la construcción del primer reporte EITI Colombia, y a partir de allí establecer los aspectos que debían mejorarse para este segundo reporte 2014-2015.

Algunos de los aspectos considerados como lecciones aprendidas son[48]:

- El documento contextual debe ser más cualitativo, sin perder la información cuantitativa incluida, lo que permitirá esbozar mejor el contexto del sector. En tal sentido, se considera importante incluir o profundizar en temas de relevancia para la sociedad civil como: i. Aspectos contextuales sobre el proceso de otorgamiento de licencias ambientales, ii. uso de la renta de regalías, iii. empleo generado por el sector, iv. esfuerzos del Gobierno colombiano en la formalización de la minería; entre otros.
- Se determinó la necesidad de que el informe presente datos de vigencias que estén alineadas con el entorno económico y que correspondan con la realidad actual de la industria.
- Profundizar sobre las necesidades de información a nivel local y mejorar la divulgación del informe en las regiones.
- Fortalecer el capítulo de recomendaciones, ya que estas servirán para tomar decisiones de política. De igual forma, se considera importante que estas sean fortalecidas con la experticia y conocimiento del CTN.
- Quien cumpla el rol de administrador independiente debe tener un amplio conocimiento sobre el estándar EITI y debe encontrarse en la capacidad de transmitirlo y explicarlo a los involucrados en la recopilación y suministro de la información.
- El administrador independiente debe construir una metodología para la solicitud homogénea de información y remitir las herramientas y formularios de recolección, de manera que esta información sea clara y oportuna para las entidades y empresas involucradas.

Identificadas estas lecciones, el CTN, a partir de la sesión número 22, comienza el proceso de definición del alcance del segundo reporte EITI Colombia, y se decide[49]:

Cuadro 5. Progresividad del reporte EITI, vigencias fiscales 2014-2015

En aras de cumplir con el principio de progresividad de la iniciativa EITI en Colombia, para la construcción del reporte EITI, vigencias fiscales 2014- 2015, se realizaron los siguientes avances:

1. Periodo fiscal del Informe: El reporte EITI, vigencias fiscales 2014-2015, cubre dos periodos fiscales para ofrecer información más actualizada.
2. Información ambiental: Se incluye información sobre la regulación ambiental, el proceso de otorgamiento de licencias ambientales y acerca de los avances de Colombia en la presentación de información sobre pagos ambientales, basado en un estudio de consultoría realizado durante el año 2016.
3. Pagos subnacionales: Se incluye información sobre el régimen fiscal y tributario nacional y subnacional; adicionalmente el lector podrá conocer en profundidad los resultados de un estudio de consultoría realizado durante el 2016, con el fin de explorar el estado de la información concerniente a los pagos que las empresas de la industria extractiva realizan a las entidades territoriales. Los resultados completos del estudio podrán ser consultados en la página web www.eiti.upme.gov.co
4. *Zoom* regional: Se agrega información por departamentos y municipios en temas como contratos, exploración, producción y regalías.
5. Pagos sociales normados: Se presenta información desagregada por empresa y se presenta una declaración unilateral de aportes sociales obligatorios por parte de las empresas.
6. Ejecución de regalías: Se profundiza en la información de regalías, sus características y el proceso para la aprobación de los proyectos; así como la asignación y ejecución de los recursos de regalías y el sistemas de información del SGR.
7. Adicionalmente, se presenta información sobre las políticas actuales en materia de: formalización de minería, Proyectos de Interés Nacional (PINES), y subsidios a la producción.

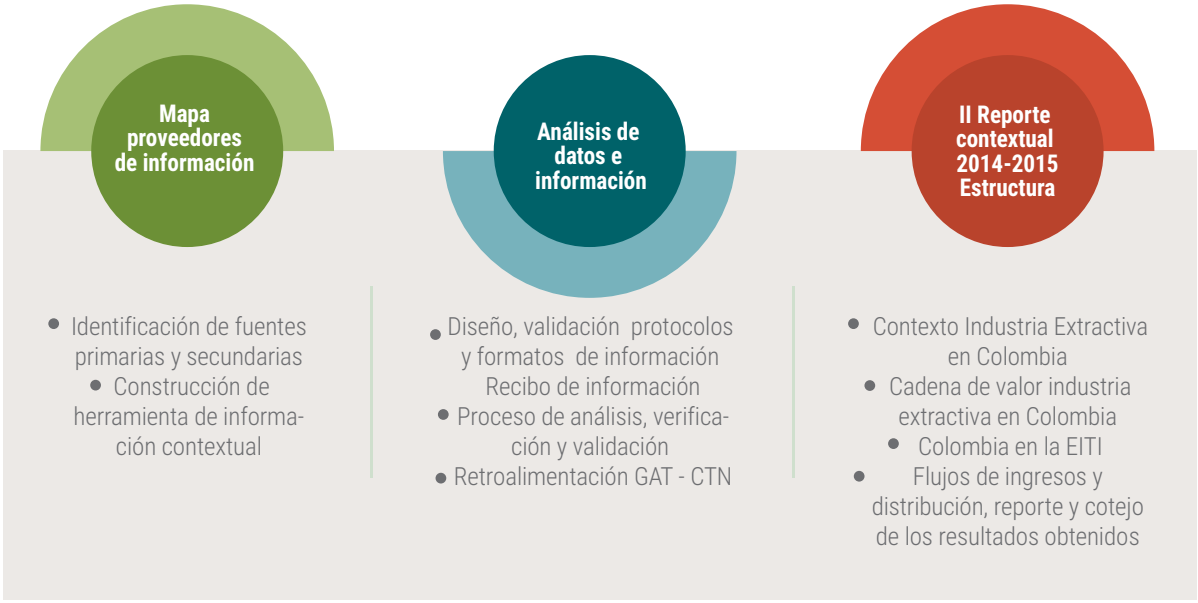
48. Ver acta CTN No.20 de 16 de marzo de 2016.

49. Ver actas del Comité Tripartita Nacional sesiones N.° 20 del 16 de marzo de 2016, N.° 22 del 2 de mayo de 2016 y N.° 23 del 26 de julio de 2016. Grupo de Apoyo Técnico en las sesiones del 7 de julio de 2016 y del 3 de agosto de 2016.

- Realizar el segundo reporte EITI Colombia para dos períodos fiscales 2014 y 2015, en aras de garantizarle a la ciudadanía un reporte más actualizado y oportuno sobre el comportamiento de la industria extractiva en el país.
- Incorporar en el informe el contexto de la industria, información sobre el proceso, roles institucionales y marco legal que cobije el otorgamiento de las licencias ambientales en el país; así como incluir mayor información sobre el régimen fiscal subnacional que le compete a la industria extractiva[50].
- Realizar el proceso de cotejo de datos sobre los rubros presentados en el primer reporte EITI Colombia, año fiscal 2013, con un pequeño cambio frente al impuesto al patrimonio, el cual, teniendo en cuenta que en el marco de la Ley 1739 de 2014 se crea el impuesto a la riqueza. Para el año 2014 se cotejará la información correspondiente al impuesto al patrimonio, y para el año 2015, la información corresponderá al impuesto a la riqueza[51].
- Profundizar en la información correspondiente al Sistema General de Regalías (SGR), de manera que explique cómo funcionan los Órganos Colegiados de Administración y Decisión (OCAD), así como el proceso para la aprobación de los proyectos y el uso de Mapa regalías como herramienta de acceso para todos los ciudadanos.
- Presentar mayor información a nivel departamental.
- Presentar mayor información sobre las cifras de empleo generado por la industria.

Adicional a las disposiciones definidas por el CTN a partir de las lecciones aprendidas en la construcción del primer reporte EITI Colombia, este segundo reporte se construye con base en los lineamientos y requisitos establecidos por el Estándar EITI 2016, el cual fue presentado y aprobado

Ilustración 48. Proceso de elaboración del informe contextual EITI Colombia, 2014–2015



50. Para ambos temas se usaron como fuente los resultados de dos trabajos de consultoría planeados al interior del Plan de Acción Nacional EITI Colombia 2014 – 2016, los cuáles se realizaron con el objetivo de obtener mayor información sobre el estado de los pagos ambientales y de los pagos subnacionales, de forma que permitiera explorar y concertar una futura metodología para la sistematización y cotejo de estos pagos en el marco de la Iniciativa EITI.

51. Para mayor información ver Ley 1739 de 2014.

por el Consejo Internacional de EITI el 15 de febrero de 2016. Esta quinta versión del estándar trae consigo ajustes y revisiones que le aportan mayor claridad a diferentes temas establecidos en el estándar 2013 y plantea la implementación de nuevos requisitos y se da mayor profundidad y alcance a otros, por ejemplo: i. Presenta información sobre los beneficiarios reales de las compañías a partir del año 2020, ii. profundiza sobre la información relacionada con los pagos sociales obligatorios y la declaración de los beneficiarios de estos aportes, que las empresas deben presentar, iii. da mayor profundidad a requisitos exigibles para empresas de titularidad estatal, iv. presenta las nuevas disposiciones en el proceso de validación de cada país, entre otros.

En cuanto al proceso de construcción, tanto de la parte contextual como del cotejo de datos, la metodología para la elaboración del informe contextual se concibió para ser desarrollada en un período de cinco meses. Este se estableció sobre la base de los requisitos del Estándar EITI 2016, los contenidos definidos al interior del CTN y sobre los insumos existentes a partir del primer reporte 2013. Ello sumado a una propuesta inicial de tabla de contenido y al análisis de fuentes primarias y secundarias de información, las cuales fueron requeridas a las respectivas fuentes y sometidas a un continuo proceso de análisis, verificación y validación.

Para la selección y contratación del administrador independiente se siguieron los procesos administrativos y financieros establecidos por el Banco Mundial, quien apoyó la ejecución de esta actividad. La empresa que cumplió con los requisitos establecidos para desempeñar el rol de administrador independiente, por segundo año consecutivo, fue la firma de consultoría Ernst & Young S.A.S (EY), y por ende fue la encargada de realizar la recolección y cotejo de la información de los pagos realizados por la industria y percibidos por el Estado colombiano.

3.2 El estándar EITI y los requisitos adoptados

Tabla 38. Requisitos del estándar del EITI adoptados en el segundo reporte, 2014-2015

Requisito			Tipo de requisito	Capítulo /Página
Marco legal e institucional, incluyendo el otorgamiento de contratos y licencias.	2.1	Marco legal y régimen fiscal	Obligatorio	1.2 / 15-57
	2.2	Otorgamiento de licencias	Obligatorio	2.1/ 32-46-59
	2.3	Registro de licencias	Obligatorio	2.1/ 32-46-59
	2.4	Contratos	Obligatorio	2.1/ 38-52
	2.5	Beneficiarios reales	Obligatorio	3.2/ 69
	2.6	Participación estatal	Obligatorio	2.3/ 54
Exploración y producción	3.1	Exploración	Obligatorio	2.1/ 30-46-58
	3.2	Producción	Obligatorio	2.1/ 33-48-60
	3.3	Exportación	Obligatorio	1.3/ 22
Recaudación de ingresos	4.1	Divulgación exhaustiva de los impuestos y de los ingresos	Obligatorio	5 / 113
	4.2	Venta de la porción de la producción que corresponde al Estado u otros ingresos en especie	Obligatorio	4.2/ 93
	4.3	Acuerdos de provisión de infraestructura y de trueque	Obligatorio	3.2 / 69
	4.4	Ingresos por transporte	Recomendado	2.3 / 61
	4.5	Transacciones relacionadas con las empresas de titularidad estatal	Obligatorio	2.3 / 54
	4.6	Pagos subnacionales	Obligatorio	3.2 / 69
	4.7	Grado de desglose	Obligatorio	3.2 / 71
	4.8	Puntualidad de los datos	Obligatorio	3.1 / 66
	4.9	Garantías de la calidad de los datos	Obligatorio	3.2 / 71
Distribución de los ingresos	5.1	Distribución de los ingresos de las industrias extractivas	Obligatorio	4.1 / 86
	5.2	Transferencias subnacionales	Obligatorio	4.2 / 92
	5.3	Gestión de los ingresos y de los gastos	Recomendado	4.3 / 102
Gasto Social y Económico	6.1	Gastos sociales de las empresas extractivas	Obligatorio	4.2 / 94
	6.2	Gastos cuasi-fiscales	Obligatorio	2.3 / 63
	6.3	La contribución del sector extractivo a la economía	Obligatorio	1.3 / 20

3.2.1 Beneficiarios reales

Para dar cumplimiento al requisito 2.5 del Estándar EITI 2016 denominado "Beneficiarios reales", los miembros del Comité Tripartita Nacional (CTN), participaron en el taller que sobre este particular realizó la secretaría internacional de EITI en Bogotá, los días 26 y 27 de septiembre de 2016.

A partir de ese evento y con el apoyo de la cooperación alemana a través de la GIZ, el país emprendió el proceso de construcción de la hoja de ruta exigida en el numeral II, inciso c, del requisito 2.5, y que debe ser presentada el primero de enero de 2017. Esta hoja de ruta comprende las actividades que debe desarrollar por el país durante los años 2017-2020 y servirá de guía para la implementación total de este requisito en el año 2020.

Es importante anotar que el Gobierno Nacional, a través de la Secretaría de Transparencia, adelanta esfuerzos en la construcción de un proyecto de ley que tiene como objetivo "Introducir disposiciones para fortalecer el marco normativo e institucional en materia de transparencia, probidad y lucha contra la corrupción, el lavado de activos y la financiación del terrorismo a través de la incorporación al Registro Mercantil de la información necesaria para determinar los beneficiarios finales de las personas jurídicas domiciliadas en Colombia, así como de las sucursales de sociedades extranjeras". Sin embargo, a pesar de este esfuerzo del Gobierno, las actividades de la hoja de ruta elaborada por EITI Colombia son de orden sectorial y pueden ser ejecutadas independientemente de la aprobación de dicho proyecto de ley, siempre que garanticen la complementariedad de ambos trabajos. Se puede consultar mayor información sobre la hoja de ruta en: www.eiti.upme.gov.co

3.2.2 Acuerdo de provisión de infraestructura y de trueque

Los acuerdos sobre la provisión de bienes y servicios (incluidos préstamos, subvenciones y obras de infraestructura) como contrapartida total o parcial del otorgamiento de concesiones de exploración o producción, previstos en el requisito 4.3 del Estándar Internacional EITI 2016, pueden ser el medio de un gobierno para acelerar sus necesidades de desarrollo relacionadas con infraestructura.

En Colombia existe la figura de las Asociaciones Público-Privadas (APP), "como una opción eficiente para desarrollar infraestructura y ofrecer beneficios a las entidades públicas. Sin embargo, el esquema funciona solo para ciertos tipos de proyectos. Las APP deben generar 'valor por dinero', por lo tanto, dependiendo de las características del proyecto, en ocasiones los métodos de obra pública tradicional pueden ser una opción más apropiada[52]".

Las características que hacen a un proyecto más apto para ser llevado a cabo a través de una APP son las siguientes:

- Resultados que pueden ser medidos: El proyecto permite medir de manera objetiva su desempeño a través de parámetros ecuánimes.
- Capacidad e interés del mercado: Debe existir un mercado privado con la suficiente capacidad e interés en desarrollar la infraestructura y prestar el servicio requerido.
- Grados de transferencia de riesgo: Dada la evaluación de riesgos de un proyecto, se debe observar que una gran parte de los mismos o los que generen mayor impacto sean susceptibles de ser gestionados de manera eficiente por el sector privado. Sin embargo, las APP no crearán valor si el sector privado es obligado a tomar riesgos para los cuales no está preparado.
- Claridad en los alcances de los servicios o activos: El proyecto debe poder separar claramente los servicios o activos que van a ser objeto de una APP.
- Tiempo del contrato: Estos deben responder a las necesidades a largo plazo de la población y al tiempo en el cual el ente privado estima que puede recuperar sus inversiones.
- Actividades significativas de operación y mantenimiento: Deben permitir que se transfieran responsabilidades importantes en lo que corresponde a actividades de operación y mantenimiento, ya que esto genera el incentivo adecuado para que el sector privado busque eficiencia en el diseño y construcción, para minimizar los costos futuros de tales actividades.
- Margen para innovación: El proyecto debe permitir que la prestación del o los servicios requeridos tenga la posibilidad de ser optimizada a través de la innovación del socio privado.

No obstante, en Colombia, a la fecha no se registran este tipo de acuerdos para el sector extractivo. Lo anterior teniendo en cuenta que las empresas del sector desean concentrarse en su actividad extractiva, y prefieren mantenerse al margen de realizar actividades para las cuales no están preparados.

Es de anotar que, en el desarrollo de las actividades inherentes a las empresas de hidrocarburos y minería, se realiza la construcción de infraestructura vial, educativa o de salud, sin que esto esté atado a un acuerdo especial por la concesión o explotación de sus productos.

3.2.3 Pagos subnacionales

Para dar cumplimiento a este requisito, el Comité Tripartita Nacional solicitó al Consejo EITI la aprobación para

52. DNP (2012). Guía de Asociaciones Público Privadas-Capítulo 1- La Asociación Público-Privada.

dar una implementación adaptada de su candidatura, frente a lo cual el Consejo sugirió estudiar primero la materialidad del pago y luego decidir sobre la inclusión o no del mismo en el informe[53]. Para el reporte 2013, con el administrador independiente se realizó de manera directa con las empresas la recopilación de información relacionada con este requisito. Como resultado se obtuvo que para ese año los pagos subnacionales representaron tan solo el 0,7 %, con $239 mil millones, del total de los pagos reportados por las empresas, lo que evidenció la no materialidad del mismo.

Sin embargo, en aras de profundizar la información relacionada con este requisito, el Comité Tripartita Nacional en el Plan de Acción Nacional 2014-2016, estableció dentro de la actividad N.° 1.13 "la elaboración de un diagnóstico y formulación de un plan de acción para la implementación del requisito de pagos subnacionales", para ello se realizó la contratación de la firma consultora Jaime Arteaga y Asociados[54].

Para identificar si los pagos subnacionales son materia o no para la construcción del reporte EITI Colombia, el Comité Tripartita Nacional seleccionó una muestra de diez (10) municipios piloto[55], con el fin de hacer un ejercicio de exhaustivo diagnóstico y análisis del comportamiento de estos pagos por cada municipio[56]. Uno de los primeros ejercicios realizados por la firma consultora fue la identificación de los pagos directos a nivel local, para ello emplearon diferentes metodologías y lograron concluir, de acuerdo con la información suministrada por las secretarías de hacienda de los municipios, que existen 10 impuestos municipales que pueden aplicar a la industria extractiva; sin embargo, dos de los impuestos se encuentran ligados a otros. De acuerdo con lo anterior, los impuestos son: i. Impuesto de Industria y Comercio (ICA), ii. Impuesto predial, iii. Sobretasa a la gasolina, iv. Impuesto sobre el servicio de alumbrado público, v. Avisos y tableros, vi. Impuesto a vehículos, vii. Estampillas, viii. Impuesto por transporte de gasoducto y oleoducto.

Una vez identificados los pagos, la firma consultora se dispuso a conocer si los municipios contaban con información detallada que permitiera establecer el valor que la industria extractiva pagaba por cada uno de ellos y, posteriormente, identificar la materialidad de los mismos. Este aspecto no se pudo conocer, ya que en la totalidad de los municipios la información no se encuentra desagregada, sino que los reportes están consolidados por todos los aportantes del municipio[57].

De acuerdo con este antecedente, para el segundo reporte EITI Colombia 2014-2015, la información sobre los pagos subnacionales por reportar es recopilada directamente con las empresas dentro de los formularios para el reporte de información. Vale la pena resaltar que, de los ocho impuestos mencionados anteriormente, el formulario de recopilación de información indagó por cinco de ellos: ICA , impuesto predial, contribución por valorización, impuesto de registro e impuesto de alumbrado público.

La tabla 39 muestra los resultados obtenidos para los años 2014 y 2015 y el total de lo pagado por las empresas adheridas a la EITI por concepto de pagos subnacionales.

Seguir avanzando en materia subnacional es uno de los grandes retos de EITI Colombia, para ello, el Comité Tripartita Nacional, a partir de los resultados del ejercicio de consul-

Tabla 39. Pagos subnacionales

Rubros	2014	2015	Empresas que reportaron
Impuesto de industria y comercio (ICA)	$ 212.148	$ 177.257	$ 24
Impuesto predial	$ 35.937	$ 36.709	$ 23
Contribución por valorización	$ 96	$ 224	$ 11
Impuesto de registro	$ 134	$ 12.012	$ 11
Impuesto de alumbrado público	$ 32.754	$ 32.415	$ 19
Total de pagos subnacionales	$ 281.069	$ 258.617	

Fuente: Administrador Independiente-EY (2016)

53. Ver comunicación de aceptación de Colombia a la EITI.
54. Consultoría para la generación de capacidades en el orden local en torno a la Iniciativa para la transparencia de las industrias extractivas (octubre 2015 a octubre 2016), desarrollada por la firma consultora Jaime Arteaga y Asociados.
55. Teniendo en cuenta variables como: Porcentajes de producción frente a otros municipios del país, diversidad en minerales, cobertura en diferentes regiones. Los municipios son: Aguazul, Tauramena, Puerto Gaitán, Mocoa, Orito, Montelíbano, El Bagre, Barrancas, La Jagua de Ibirico, Barrancabermeja.
56. Es importante resaltar que en el artículo 311 de la Constitución Política de Colombia se establece el deber de los municipios de "ordenar el desarrollo de sus territorios". En ese mismo sentido, la Ley 388 de 1997 parte de la definición del ordenamiento territorial municipal y distrital en términos del "conjunto de acciones político-administrativas y de planificación física concertadas, emprendidas por los municipios o distritos, a disponer de instrumentos para orientar el desarrollo de su territorio y regular la utilización, transformación y ocupación del espacio, de acuerdo con las estrategias de desarrollo socioeconómico y en armonía con el medio ambiente y las tradiciones históricas y culturales" Ley 388 de 1997, articulo 5.
57. Para conocer el informe detallado sobre los resultados de la consultoría ingresar a www.eiti.upme.gov.co, documento denominado "Generación de capacidades en el orden local en torno a la Iniciativa para la Transparencia de las industrias Extractivas".

toría, planteará los siguientes esfuerzos en esta materia, los cuáles quedarán reflejados en el siguiente plan de acción nacional.

3.2.4 Grado de desglose de la información

Teniendo en cuenta las disposiciones del estándar 2016 sobre desglose de los datos, en el que se establece que "se requiere que los datos del EITI se presenten por empresa, por entidad del Gobierno y por flujo de ingresos individuales", el CTN en la sesión N.° 25 [58] aprobó la presentación de los datos de la siguiente manera:

1. Publicar por empresa y por entidad del Estado información de:
   - Regalías; derechos económicos (se agregará el valor de los cuatro derechos existentes – permanece vigente el concepto jurídico emitido por la ANH en el informe EITI Colombia 2013 [59]); compensaciones económicas; canon superficiario; impuestos: OPP, renta, CREE, patrimonio y/o riqueza; dividendos, y pagos sociales normados [60] (con declaración unilateral de beneficiarios, requisito 6.1.a).
   - Trabajar para que el informe 2016 pueda presentar la información desagregada por razón social o NIT.

2. Publicar la información que las empresas reportaron de manera voluntaria, así:
   - Para aquellas empresas que lo reportaron en los formularios de recopilación de información, presentar los pagos sociales voluntarios.
   - Reportar de manera agregada por sector, los pagos subnacionales, ya que, como se ha evidenciado, al ser voluntario su reporte, no todas las empresas lo presentaron.

3.2.5 Garantías de la calidad de los datos

Con el fin de dar cumplimiento al requisito 4.9. Garantías de la calidad de los datos, se incluyó en los términos de referencia del administrador independiente la elaboración de un diagnóstico del marco legal y prácticas y procedimientos de auditoría y aseguramiento de la calidad de la información, con relación a los datos financieros proporcionados por las empresas y entidades de Gobierno. Ello debe estar sujeto a auditorías independientes y aplicar los estándares internacionales, con el fin de contar con una propuesta de mecanismos y recomendaciones que garanticen la confiabilidad y calidad de los datos del segundo reporte EITI Colombia, vigencia fiscal 2014-2015.

En este sentido, el Comité Tripartita Nacional en sesión del 15 de noviembre de 2016 aprobó los siguientes procedimientos enfocados a garantizar la confiabilidad y calidad de los datos del Informe EITI Colombia 2014-2015:

1. Carta de representación: Solicitar a las empresas privadas y entidades del Gobierno un certificado de garantía de exactitud e integridad de los datos suministrados para el cotejo. Lo anterior a través de una carta de representación de la gerencia firmada por un alto funcionario de la empresa y una entidad del Gobierno.
2. Responsable de cargue: Asignar un único usuario autorizado por la gerencia para el cargue de la información digital a través del formulario web.
3. Formatos de reporte: Usar formatos de reporte estándar que aseguren uniformidad en la presentación de información para cotejo.

Ver informe completo del Administrador independiente en www.eiti.upme.gov.co

3.3 Materialidad del informe EITI

El Estándar EITI 2016 establece que el CTN "deberá llegar a un acuerdo acerca de qué pagos e ingresos son significativos y deben por tanto ser divulgados con sus umbrales de materialidad". Esta materialidad comprende el umbral o porcentaje que determina si un pago o empresa es significativo para un resultado. Este reporte representa para el 2014, una materialidad del 96,4 % por tipo de pago/ingreso; el 85,4 % para el sector de minería y del 97,2 % para el sector de hidrocarburos y gas [61]. Para el 2015, la materialidad total fue de 93,6 % por tipo de pago/ingreso; el 85,0 % para el sector de minería y del 95,3 % para el sector de hidrocarburos y gas [62].

58. Ver Acta N.° 25 del Comité Tripartita Nacional.
59. Ver concepto jurídico ANH.
60. Aplica para las empresas que cuentan con una cláusula social o PBC en sus contratos.
61. El Comité Tripartita Nacional definió que la materialidad para los informes de EITI Colombia se calcularía de acuerdo con el porcentaje de participación de las empresas adheridas sobre el total del recaudado para los rubros recopilados en el informe.
62. El Comité Tripartita Nacional definió que la materialidad para los informes de EITI Colombia se calcularía de acuerdo con el porcentaje de participación de las empresas adheridas sobre el total del recaudado para los rubros recopilados en el informe.

Al igual que en el informe de la vigencia fiscal 2013, la materialidad del reporte EITI Colombia de las vigencias 2014 y 2015, 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.

Ver informe completo Administrador Independiente en www.eiti.upme.gov.co

a. Identificación de los pagos/ingresos significativos en la industria extractiva

Al igual que en el Informe EITI 2013, este análisis es el que permite el cotejo y reporte de los rubros de manera desagregada por empresa. La tabla 40 muestra que los pagos totales de la industria extractiva al país fueron de $29.341.697 para el 2014 y de $14.963.610 para el 2015.

b. Identificación de las empresas que contribuyen en mayor grado en las principales fuentes de ingreso y la cuantificación de su aporte

El número de empresas que hacen parte de este segundo reporte se determinó de acuerdo con el porcentaje de su contribución en los ingresos sectoriales para los 2014 y 2015. Al igual que para 2013, 18 empresas (12 del sector de hidrocarburos y 6 del sector de minería) aportaron en el 2014 el 96,4 %, y en el 2015, el 93,6 % de los ingresos al gobierno provenientes de la industria extractiva. La tabla 40 presenta el total de los pagos sectoriales por ingreso para 2014 y 2015 y los pagos agregados de las 18 empresas por rubro para los mismos dos años fiscales.

Tabla 40. Pagos/ingresos significativos en la industria extractiva, 2014 y 2015

Impuestos, pagos de la industria extractiva	2014	Peso relativo %	Peso acumulado %	2015	Peso relativo %	Peso acumulado %
Hidrocarburos						
Impuesto de renta	$ 5.142.183	17,5 %	17,5 %	$ 1.345.352	9,0 %	9,0 %
Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE)	$ 1.930.296	6,6 %	24,1 %	$ 712.861	4,8 %	13,8 %
Impuesto al patrimonio	$ 666.415	2,3 %	26,4 %	$ 700.317	4,7 %	18,4 %
Regalías	$ 7.917.627	27,0 %	53,4 %	$ 5.282.635	35,3 %	53,7 %
Derechos económicos	$ 731.773	2,5 %	55,9 %	$ 263.739	1,8 %	55,5 %
Dividendos Ecopetrol	$ 10.769.896	36,7 %	92,6 %	$ 4.149.000	27,7 %	83,2 %
Total hidrocarburos	$ 27.158.190	92,6 %		$ 12.453.904	83,2 %	
Minería						
Impuesto de renta	$ 289.673	1,0 %	93,5 %	$ 375.664	2,5 %	85,7 %
Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE)	$ 120.009	0,4 %	94,0 %	$ 199.809	1,3 %	87,1 %
Impuesto al patrimonio	$ 161.069	0,5 %	94,5 %	$ 154.901	1,0 %	88,1 %
Regalías	$ 1.292.059	4,4 %	98,9 %	$ 1.486.253	9,9 %	98,0 %
Compensaciones económicas	$ 276.950	0,9 %	99,9 %	$ 253.021	1,7 %	99,7 %
Canon superficiario	$ 28.904	0,1 %	99,9 %	$ 20.222	0,1 %	99,9 %
Impuesto al oro, plata y platino (OPP)	$ 14.843	0,1 %	100 %	$ 19.836	0,1 %	100,0 %
Total minería	$ 2.183.507	7,4 %		$ 2.509.706	16,8 %	
Total industria extractiva	$ 29.341.697	100 %		$ 14.963.610	100 %	

Fuente: Administrador Independiente-EY, 2016

Tabla 41. Análisis de materialidad de los pagos/ingresos de las empresas adheridas voluntariamente al segundo Informe EITI Colombia, 2014–2015

Cifras en millones de pesos

Rubros	Empresas adheridas 2014	Total país 2014	%	Empresas adheridas 2015	Total País 2015	%
Hidrocarburos						
Impuesto de renta	$ 4.746.423	$5.142.183	92,3	$ 1.027.478	$ 1.345.352	76,4
Imp. sobre la renta para la equidad (CREE)	$1.772.004	$1.930.296	91,8	$646.234	$712.861	90,7
Impuesto al patrimonio	$611.928	$666.415	91,8	$612.096	$700.317	87,4
Regalías*	$ 7.774.538	$ 7.917.627	98,2	$5.170.059	$5.282.635	97,9
Derechos económicos	$731.773	$731.773	100,0	$263.739	$263.739	100,0
Dividendos Ecopetrol	$ 10.769.896	$10.769.896	100,0	$4.149.000	$4.149.000	100,0
Total hidrocarburos	$26.406.562	$27.158.190	97,2	$11.868.606	$12.453.904	95,3
Minería						
Impuesto de renta	$260.626	$289.673	90,0	$332.479	$375.664	88,5
Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE)	$110.628	$120.009	92,2	$187.843	$199.809	94,0
Impuesto al patrimonio	$127.636	$161.069	79,2	$114.837	$154.901	74,1
Regalías	$1.173.154	$1.292.059	90,8	$1.257.695	$1.486.253	84,6
Compensaciones económicas	$181.658	$276.950	65,6	$228.159	$253.021	90,2
Canon superficiario**	$3.194	$28.904	11,1	$3.186	$20.222	15,8
Impuesto al oro, plata y platino (OPP)***	$8.026	$14.843	54,1	$9.645	$19.836	48,6
Total minería	$1.864.922	$2.183.507	85,4	$.133.844	$2.509.706	85,0

*Valor corresponde a la suma de las regalías pagadas en dinero y de los ingresos por la comercialización de las regalías entregadas en especie.
**Comentario de la ANM: La información de pagos por concepto de Canon Superficiario corresponde a la obligación de las empresas mineras que reportan en EITI, pero por ejecución de actividades en etapa de exploración, de conformidad con la legislación minera vigente para el título minero.
*** "En el presente informe participa Mineros S.A. Esta empresa representa del total del recaudo por concepto del impuesto de oro, plata y platino-OPP el 54,1% en 2014 y el 48,6% en 2015, y el 6,4% y 5,6% de la producción formal de oro del país en 2014 y 2015 respectivamente. Esta diferencia podría explicarse por el hecho de que en la industria de explotación de oro existe gran informalidad que reporta muy altos volúmenes de producción sin contar con título minero y licencia ambiental"

Fuente: Administrador Independiente-EY, 2016

3.3 Empresas adheridas

Para este segundo informe se tiene un total de 18 empresas adheridas, así:

Tabla 42. Empresas adheridas

Empresas adheridas	Reporte I (2013)	Reporte II (2014)- (2015)
Sector hidrocarburos	12	12
Sector minero	6	6
Total empresas adheridas	18	18

Pese a que de un año para otro no se evidenció la adhesión de nuevas empresas, mantenerlas significa un compromiso de continuidad, a pesar de las bajas expectativas de la industria por la contracción mundial de precios e inversiones en la industria extractiva, de la cual el país no ha sido ajeno.

El número de empresas hasta ahora adheridas son representativas de los sectores estudiados, y a la vez constituyen un indicador para seguir adelante, lo que le significa al Gobierno nacional mayores esfuerzos en materia de difusión, por ello se propone una agenda que integre a un mayor número de funcionarios públicos y de empleados de las empresas ya participantes, como ciudadanos y por la experiencia en este proceso.

En este sentido, adicional al esfuerzo de sensibilización y acercamiento con las empresas que ya habían participado en el primer reporte EITI Colombia, se realizó también la sensibilización a cinco empresas del sector minero y a una empresa del sector de hidrocarburos. Si bien no se pudo concretar su participación para el presente reporte, se dejó la invitación abierta para su inclusión en el reporte EITI 2016.

3.4 Proceso de adhesión de las empresas al segundo reporte EITI Colombia

En el segundo semestre de 2016, la Secretaría Técnica en coordinación con la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) y la Asociación Colombiana de Minería (ACM), realizaron acercamientos con las empresas que participaron en el reporte EITI 2013, con el fin de motivar su participación en el segundo reporte EITI Colombia. Durante los meses de agosto y septiembre las empresas, a través de una carta, manifestaron al Ministerio de Minas y Energía, de manera libre y voluntaria, la intención de hacer parte del segundo reporte; intención que fue aceptada por el Ministro de Minas y Energía, quien a su vez expresó en comunicación escrita a cada una de ellas sus compromisos para con la iniciativa y con el reporte. En total se recibieron 18 cartas (12 empresas del sector de hidrocarburos quiénes presentan información por 20 NIT y 6 cartas del sector de minería, quienes presentan información por 12 NIT).

Las empresas que reportan información para la construcción del segundo reporte EITI 2014 y 2015, y que voluntariamente manifestaron su intención de hacer parte de este, son las relacionadas en la tabla 43.

Para dar cumplimiento a lo establecido en el requisito 6.1. A "Gastos Sociales de las empresas Extractivas", del Estándar Internacional 2016, las empresas con obligación contractual que realizan aportes sociales obligatorios, realizaron una "Divulgación Unilateral Aportes Sociales Obligatorios -Vigencias fiscales 2014 y 2015", que podrá ser consultada en www.eiti.upme.gov.co.

Tabla 43. Empresas participantes reporte EITI, vigencias fiscales 2014 y 2015. Hidrocarburos

Grupo Empresarial	Empresa	NIT	Participantes en el informe EITI 2013	Participantes en el informe EITI 2014 y 2015
Canacol Energy Colombia S.A.	Canacol Energy Colombia S.A. (S.E.C.)	900.108.018-2	Sí	Sí
	CNE Oil And Gas S.A.S	900.713.658-0	Sí	Sí
	Geoproduction Oil & Gas Company	830.111.971-4	Sí	Sí
Chevron Proleum C.	Chevron – Texaco S.A.	860.005.223-9	Sí	Sí
Cepsa Colombia	Cepsa Colombia S.A.	830.080.672-2	Sí	Sí
Ecopetrol	Ecopetrol	899.999.068-1	Sí	Sí
Equion E.L.	Equion Energía Limited	860.002.426-3	Sí	Sí
Gran Tierra Energy Col. Ltd / Petrolifera Petroleum (Col.) Limited	Gran Tierra Energy Colombia Ltd	860.516.431-7	Sí	Sí
	Petrolifera Petroleum (Colombia) Limited	900.139.306-1	Sí	Sí
Hocol S.A.	Hocol S.A.	860.072.134-7	Sí	Sí
Mansarovar Energy Col.	Mansarovar Energy Colombia Ltd.	800.249.313-2	Sí	Sí
Occidental	Occidental De Colombia Llc.	860.053.930-2	Sí	Sí
	Occidental Andina LLC.	860.004.864-5	Sí	Sí
Pacific Exploration & Production Corp. (Pacific E&P Corp.)	Meta Petroleum Corp.	830.126.302-2	Sí	Sí
	Petrominerales Colombia Ltd	830.029.881-1	Sí	Sí
	Grupo C&C Energía Barbados Sucursal Col.	900.035.084-4	No	Sí
	Pacific Stratus Energy S.A.	800.128.549-4	Sí	Sí
Parex Resources Col.	Parex Resources Colombia Ltd	900.268.747-9	Sí	Sí
Perenco Colombia Limited/ Perenco Oil And Gas Colombia Limited	Perenco Colombia Limited	860.032.463-4	Sí	Sí
	Perenco Oil And Gas Colombia Limited	860.521.658-1	Sí	Sí

Tabla 43 (continuación). Empresas participantes en el reporte EITI, vigencias fiscales 2014 y 2015. Minería

Grupo Empresarial	Empresa	NIT	Participantes en el informe EITI 2013	Participantes en el informe EITI 2014 y 2015
Cerrejón	Carbones Del Cerrejón Limited	860.069.804-2	Sí	Sí
	Cerrejón Zona Norte S.A.	830.078.038-6	Sí	Sí
Cerro Matoso	Cerro Matoso S.A.	860.069.378-6	Sí	Sí
Drummond	Drummond Ltda.	800.021.308-5	Sí	Sí
	Drummond Coal Mining S.A.	830.037.774-3	Sí	Sí
Grupo Prodeco (Glencore)	C.I. Prodeco	860.041.312-9	Sí	Sí
	Consorcio Minero Unido S.A.	800.103.090-8	Sí	Sí
	Carbones De La Jagua S.A.	802.024.439-2	Sí	Sí
	Carbones El Tesoro S.A.	900.139.415-6	Sí	Sí
	Sociedad Portuaria Puerto Nuevo S.A.	900.273.253-2	Sí	Sí
Mineros	Mineros S.A.	890.914.525-7	Sí	Sí
Paz del Río	Minas Paz del Río S.A.	860.029.995-1	Sí	Sí

Tabla 44. Contratos de las empresas adheridas según sector, 2015

Tipo de Contrato	Hidrocarburos	Carbón	Níquel	Hierro	Oro
TEA	15	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Exploración y producción (E&P)	165	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Convenios (E&P)	16	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Convenio de Explotación	52	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Contrato Asociación (Ecopetrol propios)*	48	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Resto Ecopetrol (propios)*	20	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Contrato de concesión (Ley 685)	N.A.	2	16	1	61
Contrato de aporte	N.A.	11	1	2	0
Contrato de concesión (Decreto 2655)	N.A.	0	1	9	7
Reconocimiento de propiedad privada	N.A.	0	0	0	1
Licencia de exploración	N.A.	0	0	1	1
Licencia de explotación	N.A.	0	0	0	0
Total	316	13	18	13	70

Fuente: ANH, ANM, *Detalle en sección 2.3.2.2 Contratos vigentes.

3.4.1 Reseña de las empresas adheridas

a. Empresas del sector hidrocarburos

1. Canacol Energy Colombia S.A.
(www.canacolenergy.com)

Empresa canadiense, principal subsidiaria de Canacol Energy Ltd., asociada a nivel mundial con empresas como Ecopetrol, Petroecuador, Cococo Phillips, Sinochem y Schlumberger, para la exploración y explotación de hidrocarburos. Inició sus operaciones en Colombia en 2008 y actualmente realiza sus actividades a través de CNE Oil & Gas S.A.S., Geoproduction y Shona Energy, en los departamentos de Bolívar, Caquetá, Cesar, Córdoba, Cundinamarca, Huila, Meta, Santander, Sucre y Tolima.

Respecto a su situación contractual con corte a 31 de diciembre de 2015, se evidencia que opera 16 contratos con ANH y 2 contratos con Ecopetrol. Todos los contratos con ANH son E&P y los de Ecopetrol son por acuerdo de operación y servicio de participación bajo riesgo (SPBR). La forma de adjudicación ha sido la siguiente: siete por contratación directa, uno en Minirronda 2007, uno Minirronda 2008, uno por nominación de áreas, cuatro en Ronda Colombia 2010 y dos por Ronda Colombia 2012. Con Ecopetrol la adjudicación fue por el sistema de negociación directa y licitación privada. Según la ANH, 12 de los contratos cuentan con cláusula PBC.

Adicionalmente, la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus informes de responsabilidad y sostenibilidad en:
http://www.canacolenergy.co/esp/social-responsibility.asp

2. Chevron Petroleum Company
(www.chevron.com)

Empresa estadounidense cuya casa matriz se ubica en San Ramón (California) se dedica a las actividades *upstream*: exploración y producción de gas natural y *downstream*: distribución y comercialización de derivados refinados al por mayor. Su llegada al país fue a finales de la década de 1920 y en la actualidad opera en La Guajira y mar Caribe.

Respecto a su situación contractual con corte a 31 de diciembre de 2015, se evidencia que tiene un contrato de asociación con Ecopetrol, suscrito de manera privada, pues al momento de suscripción no existía un mecanismo definido de contratación para los contratos de asociación.

Adicionalmente, la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus informes de responsabilidad y sostenibilidad en:
https://www.chevron.com/corporate-responsibility/reporting
https://www.chevron.com/-/media/chevron/shared/documents/labuCrReport.pdf

3. Cepsa Colombia S. A. (www.cepsa.com)

Empresa radicada en España cuya casa matriz es IPIC (International Petroleum Investment Company), presente en todas las fases de la cadena de valor del petróleo, en actividades de *upstream*: exploración y producción de petróleo y *downstream*: refinación, distribución y comercialización de derivados petrolíferos, petroquímica, gas y electricidad. Opera en el país desde 2001, con labores ubicadas en los departamentos de Casanare, Meta y Vichada.

Respecto a su situación contractual, con corte a 31 de diciembre de 2015, se evidencia que opera siete contratos con la ANH y cuatro contratos con Ecopetrol. Con ANH seis son E&P y uno TEA, y con Ecopetrol tres son de asociación y uno de participación de riesgo. La forma de adjudicación de la ANH ha sido la siguiente: cinco por contratación directa, uno por Minirronda 2008, uno por crudos pesados especiales; mientras que con Ecopetrol los contratos suscritos fueron de manera privada, pues al momento de suscripción no existía un mecanismo definido para los contratos de asociación. Los reportes ANH indican que cuatro de sus contratos cuentan con cláusula PBC.

Adicionalmente, la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus informes de responsabilidad y sostenibilidad en: http://www.cepsa.com/cepsa/Quienes_somos/Responsabilidad_corporativa/Informe_anual_y_de_Responsabilidad_Corporativa/

4. Ecopetrol (www.ecopetrol.com.co)

Sociedad colombiana de economía mixta, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. Inició operaciones en 1951 como una empresa estatal y en el año 2003 se convirtió en una sociedad pública por acciones. Es una de las principales empresas productoras de hidrocarburos del país, cuyas actividades están presentes a lo largo de toda la cadena del negocio petrolero: *upstream*: exploración y producción, *midstream*: transporte y *downstream* (comercialización y refinación); opera en los departamentos Antioquia, Arauca, Bolívar, Boyacá, Casanare, Cesar, Cundinamarca, La Guajira, Huila, Meta, Norte de Santander, Putumayo, Santander y Tolima.

Respecto a su situación contractual con corte a 31 de diciembre de 2015, se evidencia que tiene 68 contratos propios (su detalle en la sección 2.3.2.2 Contratos vigentes), de los cuales 46 de ellos al momento de su suscripción no especificaban un mecanismo definido para los contratos de asociación; para el restante, su proceso de adjudicación fue: uno por licitación privada, tres por negociación directa, cinco por proceso cerrado, cuatro por proceso competitivo y nueve por rondas.

Respecto a los contratos firmados con la ANH, tiene 110 contratos, así: 52 en convenio de explotación, 15 en convenios E&P, 37 en contratos de exploración y producción (E&P) y seis TEA; los cuales fueron adjudicados así: 78 por contratación directa, dos por crudos pesados especiales, cuatro por Minirronda 2008, uno por nominación de áreas, tres en Ronda Caribe 2007, cinco en Ronda Colombia 2008, nueve en Ronda Colombia 2010 y ocho en Ronda Colombia 2012. De estos contratos, 81 cuentan con cláusula PBC.

Adicionalmente, la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus informes de responsabilidad y sostenibilidad en: http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/!ut/p/z1/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfIjo8ziLQIMHd09DQy93YMsDAwcjYIdA728nZ2cA0z1wwkpiAJKG-AAjgZA_VGElBTkRhikOyoqAgAU5VOe/# y http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/responsabilidad-corporativa/relaciones-de-confianza-con-nuestros-grupos-de-interes/responsabilidad-corporativa-informacion

5. Equion Energía Ltd. (www.equion-energia.com)

Sociedad incorporada bajo las leyes de Inglaterra y Gales, antes denominada BP Exploration Company Colombia –Limited-, cuyos accionistas son a partir de 2011, Ecopetrol (51 %) y Talisman (hoy Repsol, 49 %). Dedica su actividad a la exploración y producción de hidrocarburos, operando en Colombia desde 1986 principalmente en los departamentos de Casanare y Boyacá.

Respecto a su situación contractual con corte a 31 de diciembre de 2015, se evidencia que tiene dos contratos de asociación con Ecopetrol, suscritos de manera privada, pues al momento de suscripción no existía un mecanismo definido para los contratos de asociación. Con ANH opera un contrato de exploración y producción (E&P), cuyo mecanismo de adjudicación fue por contratación directa.

Adicionalmente, la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus informes de responsabilidad y sostenibilidad en: http://www.equion-energia.com/rse/Paginas/Reporte-de-Sostenibilidad.aspx

6. Gran Tierra Energy Colombia Ltd./Petrolifera Petroleum (Colombia) Ltd.
(www.grantierra.com)

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. Sus actividades comprenden la adquisición, exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas. Las actividades de exploración en Colombia se ubican en los departamentos de Antioquia, Arauca, Casanare, Cauca, Cesar, Córdoba, Meta, Nariño, Norte de Santander, Putumayo y Santander, y las de producción de crudo y gas en los departamentos de Casanare, Cauca, Cesar, Putumayo y Santander.

Respecto a su situación contractual con corte a 31 de diciembre de 2015, se evidencia que contaba con 16 contratos con ANH (13 E&P y tres TEA) y dos contratos con Ecopetrol (un contrato de participación de riesgo y un contrato de asociación). Cabe resaltar que, de los 16 contratos, 4 se encontraban en proceso de devolución y entrega. La forma de adjudicación con ANH, fue: ocho en contratación directa, dos en Minirronda 2008, tres en Ronda Colombia 2010, dos en Ronda Colombia 2012 y uno en Ronda Colombia 2014. Y los contratos suscritos con Ecopetrol fueron de manera privada, pues al momento de suscripción no existía un mecanismo definido para los contratos de asociación. Según los reportes ANH indican que 10 de sus contratos tiene cláusula PBC.

Adicionalmente, la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus informes de responsabilidad y sostenibilidad en: http://www.grantierra.com/es/corporate-responsibility/colombia.html y http://grantierra.ntercache.com/upload/bucket/10/28f1795f08ab/gt-2015-sr_espan%-C3%9Eol-ago4.pdf.

7. Hocol S.A.
(www.hocol.com.co)

Empresa que hace parte del Grupo Empresarial ECOPETROL desde 2009. Sus operaciones datan de 1956 (con la compra de la empresa Intercol); realiza exploración y producción de hidrocarburos en los departamentos de Casanare, Magdalena, Cesar, Atlántico, Tolima, Huila, Meta, Boyacá, Sucre, Bolívar, Cundinamarca, Vichada, Caquetá, Arauca, La Guajira, Córdoba y Antioquia.

Respecto a su situación contractual con corte a 31 de diciembre de 2015, se evidencia que opera 23 contratos con ANH (22 contratos E&P y uno TEA), 10 contratos con Ecopetrol (nueve contratos de asociación y un contrato de producción incremental). Adjudicados por la ANH, así: ocho por contratación directa, uno por Minirronda 2008, uno por nominación de áreas, uno por Ronda Colombia 2008, cuatro por Ronda Colombia 2010, cuatro por Ronda Colombia 2012 y cuatro por Ronda Colombia 2014. Con Ecopetrol: uno por proceso competitivo y los restantes nueve suscritos de manera privada, pues al momento no existía un mecanismo definido de contratación por asociación. En los reportes ANH, se indica que tiene 12 contratos con cláusula PBC.

Adicionalmente, la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus informes de responsabilidad y sostenibilidad en: http://www.hocol.com.co/2015-08-05-16-22-54

8. Mansarovar Energy Colombia Ltd.
(www.mansarovar.co)

Empresa constituida en 2006 por las estatales Sinopec Corp. (China) y ONGC-Videsh (India), cuya casa matriz se ubica en Bermudas. Tienen operaciones de uno de los campos más antiguos: Campo Velásquez (1940). Desarrolla las actividades de exploración, explotación y transporte de hidrocarburos en los departamentos de Boyacá, Santander, Antioquia, Meta, Cundinamarca.

Respecto a su situación contractual con corte a 31 de diciembre de 2015, se evidencia que opera un contrato E&P con ANH, adjudicado por Ronda Colombia 2012 y un contrato de asociación con Ecopetrol, suscrito de manera privada, pues al momento de suscripción no existía un mecanismo definido para los contratos de asociación. Los reportes ANH indican que tiene un contrato con PBC, tipo E&P.

Adicionalmente, la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus informes de responsabilidad y sostenibilidad en: http://www.mansarovar.co/sostenibilidad.html y http://www.mansarovar.co/gobierno-corporativo.html

9. Occidental
(www.oxy.com)

Empresa estadounidense que opera en el país desde 1980, mediante Occidental de Colombia LLC. y Occidental Andina LLC.; desarrolla actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en los departamentos de Arauca, Santander y Antioquia.

Respecto a su situación contractual con corte a 31 de diciembre de 2015, se evidencia que opera un contrato E&P con ANH y seis contratos con Ecopetrol (dos de colaboración empresarial y cuatro contratos de asociación), adjudicados por la ANH por contratación directa, y con Ecopetrol, así: dos por procesos cerrados y cuatro suscritos de manera privada.

Adicionalmente, la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus informes de responsabilidad y sostenibilidad en: http://www.oxy.com/SocialResponsibility/Report/Pages/default.aspx

10. Pacific Exploration & Production Corp. (E&P) (www.pacific.energy/es)

Multinacional canadiense que opera en Colombia desde el 2010, mediante algunas de sus empresas, como Meta Petroleum Corp., Petrominerales Colombia Ltd., Grupo C&C Energía Barbados Sucursal Colombia y PacificStratus Energy. Desarrolla actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en los departamentos de Casanare, Sucre, Antioquia, Santander, Putumayo, Magdalena, Cesar, Caquetá, Cauca, La Guajira, Norte de Santander, Bolívar, Atlántico, Córdoba, Arauca y Boyacá.

Respecto a su situación contractual con corte a 31 de diciembre de 2015, se evidencia queopera 51 contratos con la ANH (uno en convenio E&P, 46 en exploración y producción (E&P) y cuatro TEA) y siete contratos de asociación con Ecopetrol. Adjudicados por la ANH así: 32 por contratación directa, dos por crudos pesados especiales, tres por Minirronda 2008, cinco por Ronda Colombia 2008, ocho por Ronda Colombia 2010 y uno por Ronda Colombia 2012. Con Ecopetrol todos sus contratos fueron suscritos de manera privada. Los reportes ANH indican que 35 de sus contratos tienen cláusula PBC.

Adicionalmente, la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus informes de responsabilidad y sostenibilidad en: http://www.pacific.energy/es/sostenibilidad/

11. Parex Resources Colombia Ltd. (www.parexresources.com)

Empresa canadiense que opera en el país desde 2009, realizando actividades de exploración, desarrollo y producción de petróleo en los departamentos de Casanare, Meta, Cundinamarca, Arauca, Boyacá, Santander, Magdalena y Bolívar.

Respecto a su situación contractual con corte a 31 de diciembre de 2015, se evidencia que, opera 18 contratos E&P con ANH y dos contratos FAO (*farm out agreement*) con Ecopetrol. Adjudicados por la ANH, así: tres por contratación directa, uno por Minirronda 2007, ocho por Minirronda 2008, uno por nominación de áreas, tres por Ronda Colombia 2010 y dos por Ronda Colombia 2014. Con Ecopetrol sus contratos fueron por procesos cerrados. Según los reportes ANH, 15 de sus contratos tienen cláusula PBC.

Adicionalmente, la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus informes de responsabilidad y sostenibilidad en: http://www.parexresources.com/responsabilidad-social/

12. Perenco Colombia Ltd./ Perenco Oil and Gas Colombia Ltd. (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, 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.

Con corte a 31 de diciembre del año 2015, la situación contractual de las empresas del grupo era la siguiente: una (1) Concesión, un (6) Contrato de Asociación y un (1) Contrato de Participación de Riesgo con Ecopetrol; y nueve (9) contratos con la ANH todos E&P. Cuatro (4) contratos con la ANH tienen cláusula PBC – Programa en Beneficio a las Comunidades.

Adicionalmente, la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus informes de responsabilidad y sostenibilidad en: http://www.perenco.com/company-social-responsability

http://www.perenco-colombia.com/

b. Empresas sector minero

13. Cerrejón (www.cerrejon.com)

Cerrejón es un complejo de minería y transporte integrado en La Guajira, departamento ubicado en el extremo norte de Colombia. Dicho complejo minero es operado desde 1976 por Carbones del Cerrejón Limited (sociedad extranjera 100% privada con domicilio en Anguilla, Indias Occidentales Británicas, con sucursal debidamente establecida en Colombia) de conformidad con los contratos mineros suscritos con Cerrejón Zona Norte S.A. (sociedad anónima colombiana) y con el gobierno nacional. Ambas sociedades pertenecen a empresas subsidiarias de BHP Billiton plc, Anglo American plc y Glencore plc, cada una con el 33,33 % de participación.

Respecto a su situación contractual, tiene tres contratos de concesión minera, todos en la modalidad en virtud de aporte. Adicionalmente la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus Informes de responsabilidad y sostenibilidad en: http://www.cerrejon.com/site/desarrollo-sostenible- %E2 %80 %A2-responsabilidad-social-rse/reportes.aspx
http://www.cerrejon.com/site/desarrollo-sostenible- %E2 %80 %A2-responsabilidad-social-rse/desempeno/informes-de-sostenibilidad.aspx

14. Cerro Matoso S.A. (www.south32.net)

Es la única empresa operadora de mineral de níquel, operación integrada para la producción de ferroníquel que inició operaciones en 1981 (yacimiento descubierto en 1963) en el departamento de Córdoba, cuya casa matriz es la australiana South32 Ltd. (antes del 2015: BHP Billiton).

Respecto a su situación contractual a 31 de diciembre de 2015, tenía 17 contratos de concesión minera, cuyas modalidades de contrato son: uno en virtud de aporte, un contrato de concesión D-2655 y 15 contratos de concesión L-685.

Según los reportes de la ANM, registra inversión social normada en su contrato (051-96M), así: en 2014 inversiones por $7,8 mil millones y en 2015 inversiones por $7,1 mil millones.

Adicionalmente, la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus informes de responsabilidad y sostenibilidad en: http://www.south32.net/sustainability/stewardship/community

15. Drummond LLC (www.drummondltd.com)

Empresa perteneciente a Drummond Company Inc., ubicada en Birmingham, Alabama, Estados Unidos. Opera mediante sus empresas Drummond Ltd. y Drummond Coal Mining LLC. Su llegada al país fue en 1986, pero hasta 1995 comenzó la producción y exportación de carbón térmico del contrato La Loma y en el año 2009 del contrato El Descanso, ambos en el departamento de Cesar. En 2011 se asoció con Itochu Coal Americas, Inc. (participación del 20 %).

Respecto a su situación contractual, tiene cinco contratos de concesión minera, todos en la modalidad en virtud de aporte.

Según reportes de la ANM, registra inversión social normada en su contrato El Descanso (144-97). En 2014 con inversiones por $1,2 mil millones y en 2015 con inversiones por $1,7 mil millones.

Adicionalmente, la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus informes de responsabilidad y sostenibilidad en: http://www.drummondltd.com/responsabilidad-social/

16. Grupo Prodeco (www.prodeco.com.co)

El Grupo Prodeco, propiedad de la multinacional Glencore PLC, desarrolla a través de sus compañías en Colombia actividades relacionadas con la exploración, producción, transporte y embarcación de carbón térmico y metalúrgico de alto grado con destino a los mercados en Europa, América y Asia. Inicia operaciones en el año 1995 (Glencore adquiere a Prodeco, incluye Puerto Zúñiga, mina Calenturitas y mina Cerrejón Central) dedicados a la exploración, explotación y exportación de carbón térmico en el departamento del Cesar.

Se encuentra conformado por las sociedades C.I. Prodeco S.A., propietaria de la mina Calenturitas, a través del contrato minero de aporte No. 044/89; Carbones de la Jagua S.A. –titular del contrato minero de aporte No. 285/95 y de los contratos de concesión minera HKT-0803 y DKP-141–, Consorcio Minero Unido S.A. –titular del contrato minero de aporte No. 109/90– y Carbones El Tesoro S.A. –titular del contrato minero de aporte No. 132/97–, los cuales de manera conjunta conforman la mina La Jagua, así como por la Sociedad Portuaria Puerto Nuevo S.A. concesionaria del puerto de servicio público para exportación de carbón Puerto Nuevo, ubicado en Ciénaga, Magdalena.

También posee una participación accionaria en la sociedad Fenoco S.A., concesionaria de la red férrea del Atlántico (tramo Chiriguaná-Santa Marta) a través de la cual se transporta el carbón producido en las minas Calenturitas y La Jagua con destino a Puerto Nuevo, para su posterior exportación.

Adicionalmente, la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus informes de responsabilidad y sostenibilidad en: http://www.prodeco.com.co/index.php/es/sostenibilidad/nuestro-enfoque-de-sostenibilidad/

17. Mineros S.A. (www.mineros.com.co)

Compañía colombiana que inició sus operaciones en 1969, realiza actividades de exploración, explotación y exportación de metales preciosos en el departamento de Antioquia.

Respecto a su situación contractual al 31 de diciembre de 2015, se tiene: 55 contratos de concesión minera, de los cuales nueve son contratos de concesión D-2655, 43 contratos de concesión L-685, dos en licencia de exploración y uno en reconocimiento de propiedad privada.

Adicionalmente, la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus informes de responsabilidad y sostenibilidad en: http://www.mineros.com.co/es/sostenibilidad/responsabilidad-social

18. Acerías Paz del Río S.A. (www.pazdelrio.com.co)

Empresa perteneciente al grupo brasilero Votorantim desde 2010. Las operaciones se registran desde 1948, cuando la empresa pertenecía al Estado colombiano. En la actualidad Empresa perteneciente al grupo brasilero Votorantim desde 2010. Las operaciones se registran desde 1948, cuando la empresa pertenecía al Estado colombiano. En la actualidad se dedica a la producción, comercialización y transporte de acero, actividad estrechamente relacionada con la industria minera. Así mismo, produce y comercializa productos derivados de su proceso industrial como lo son el abono, y agregados pétreos entre otros. Esta empresa opera títulos de hierro, principalmente, carbón, caliza y otros minerales, en los departamentos de Boyacá y Cundinamarca.

Respecto a su situación contractual a 31 de diciembre de 2015, se tienen dos contratos de concesión minera en la modalidad de virtual de aporte, nueve contratos de concesión, y una licencia de exploración. Según reportes de la ANM, registró una inversión social normada en su contrato (070-89), por valor de $732,6 millones en 2014 y en 2015, inversiones por $19,7 millones. Cabe resaltar que adicionalmente, la empresa ha realizado inversiones sociales voluntarias que podrán ser consultadas para mayor detalle en sus informes de responsabilidad y sostenibilidad en: http://www.pazdelrio.com.co/en-us/Sostenibilidad/Pages/default.aspx

3.5 Mecanismos de concertación y consultas (GAT, CTN)

Para la construcción del segundo reporte EITI, vigencias fiscales 2014-2015, el grupo multipartícipe realizó diversas reuniones en las cuales se plantearon los temas relevantes que debía incluir y se tomaron las decisiones que guiaron la elaboración e inclusión de los temas objeto de este reporte. A continuación, se presenta un resumen de las reuniones adelantadas por el Comité Tripartita Nacional (CTN) y por el Grupo de Apoyo Técnico (GAT).

Tabla 45. Comité Tripartita Nacional

Sesión No.	Fecha	Tema	Desiciones
Sesión N.° 20	16 de marzo de 2016	Lecciones aprendidas frente al proceso de construcción del primer reporte EITI Colombia, período fiscal 2013.	No hubo toma de decisiones, solo ejercicio de retroalimentación.
Sesión N.° 21	14 de abril de 2016	Período fiscal del segundo reporte EITI Colombia	No hubo toma de decisiones. El CTN solicita estudiar la posibilidad de realizar el segundo reporte EITI con dos periodos fiscales 2014 y 2015. Solicita a la secretaría técnica EITI Colombia elaborar ejercicio de pros y contras frente a esta propuesta.
Sesión N.° 22	02 de mayo de 2016	Rubros a ser cotejados en el segundo reporte EITI Colombia.	El CTN decide que los rubros a ser cotejados en el segundo reporte EITI Colombia serán los mismos que fueron cotejados en el primer reporte año fiscal 2013. Adicionalmente, se decide incorporar el impuesto a la riqueza.
Sesión N.° 23	26 de julio de 2016	• Período fiscal del segundo reporte EITI Colombia. • Aprobación de términos de referencia del administrador independiente. • Aspectos por incluir en el Informe contextual.	• El CTN decide construir el segundo reporte EITI Colombia con una cobertura de dos años fiscales: 2014 y 2015. • El CTN toma la decisión sobre los aspectos a incluir en el informe contextual. Ver detalle en Matriz GAT. • El CTN da aprobación a los Términos de Referencia para la contratación del administrador independiente.
Sesión N.° 24	15 de noviembre de 2016	Garantías de calidad de los datos del segundo reporte EITI Colombia	El CTN aprueba el mecanismo propuesto por el administrador independiente para garantizar la calidad de los datos a ser cotejados al interior del segundo reporte EITI Colombia.
Sesión N.° 25	21 de diciembre de 2016	• Materialidad del segundo reporte EITI Colombia. • Porcentaje de brecha permitido. • Grado de desagregación de la información. • Preaprobación informe contextual.	El CTN aprueba: • Materialidad del segundo reporte EITI Colombia. • Porcentaje de brecha permitido. • Grado de desagregación de la información frente a la aprobación del informe de contexto; se establece que la aprobación se dará de forma virtual a través de correos electrónicos.

Tabla 46. Grupos de apoyo técnico

Sesión No.	Fecha	Tema	Desiciones
Sesión N.° 21	Julio 7 de 2016	Revisar la matriz de información contextual para el próximo informe de EITI Colombia.	Se construye matriz con comentarios y observaciones de temas a incluir en el informe contextual.
Sesión N.° 22	Agosto 3 de 2016	• Información sobre el Taller Beneficiarios Reales. • Revisar la matriz de información contextual para el próximo informe de EITI Colombia. • Propuesta de revisión informe EITI Colombia vigencias fiscales 2014 y 2015. • Presentación consultor contextual revisión informe EITI Colombia vigencia fiscal.	• Se completa matriz con observaciones de temas a incluir en el informe contextual. • Se aprueba propuesta de revisión del informe contextual por capítulos.
Sesión N.° 23	Noviembre 9 de 2016	• Presentación diagnóstico CREAMOS- "Fortalecimiento institucional de la capacidad colombiana para aumentar la integridad y la transparencia". • Retroalimentación Capitulo II. Informe Contextual.	Se dan lineamientos sobre los contenidos de forma y fondo del capítulo 2. Informe Contextual.
Sesión N.° 24	Diciembre 9 de 2016	• Presentación EY: Materialidad, primeros resultados de ejercicio de cotejo, grado de desglose de la información – discusión de temas a llevar al CTN • Temas varios ST: Fecha próximo CTN, Board Colombia, validación Colombia informe de gestión anual, hoja de ruta beneficiarios reales.	Se presentan los temas que serán discutidos en el próximo CTN y que requieren toma de decisión por parte de los participantes.

4.

Flujos de ingresos y distribución de regalías provenientes de la industria extractiva

En este capítulo se presentan los flujos de ingresos percibidos por concepto de los pagos provenientes de la industria extractiva y la trazabilidad de los recursos de regalías, respecto a su distribución, y la ejecución en diferentes proyectos. Finalmente, se visibilizan los niveles locales representados en los proyectos realizados a nivel municipal.

Las principales fuentes de ingresos que genera la actividad extractiva al Estado colombiano provienen del pago de impuestos y regalías. Los primeros recaudados por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP), por lo tanto, dichos ingresos entran al presupuesto general de la nación (PGN) y las regalías son recaudadas por las agencias nacionales de hidrocarburos y minería, según corresponda, y transferidas al sistema general de regalías.

4.1. Descripción de los flujos de ingresos nacionales

Los ingresos de la nación constituyen la sumatoria de todos los impuestos tributarios y no tributarios (ingresos corrientes) establecidos en el marco fiscal y tributario del país, así como los recursos de capital que ingresan al Presupuesto General de la Nación (PGN). Estos ingresos se distribuyen para el gasto público de funcionamiento, inversión y pago a la deuda, e incluye las transferencias a los municipios por medio del Sistema General de Participaciones (SGP), para promover, financiar o cofinanciar proyectos de interés municipal y, en especial, de servicios públicos, vivienda, agropecuarios, transporte y ambientales, entre otros[63]. A continuación, se presenta el esquema de dichos ingresos, que permite ver su composición.

Los recursos que ingresaron al PGN para los años del presente estudio sumaron $402,5 billones. El de mayor relevancia fue el de ingresos corrientes con una participación del 54 %, seguido por los recursos de capital que corresponden al 35 %.

Ilustración 49. Flujo de los ingresos: origen, recaudo y destino

Fuente: Elaboración de los autores

Tabla 47. PGN Ejecución rentas y recursos, 2014–2015

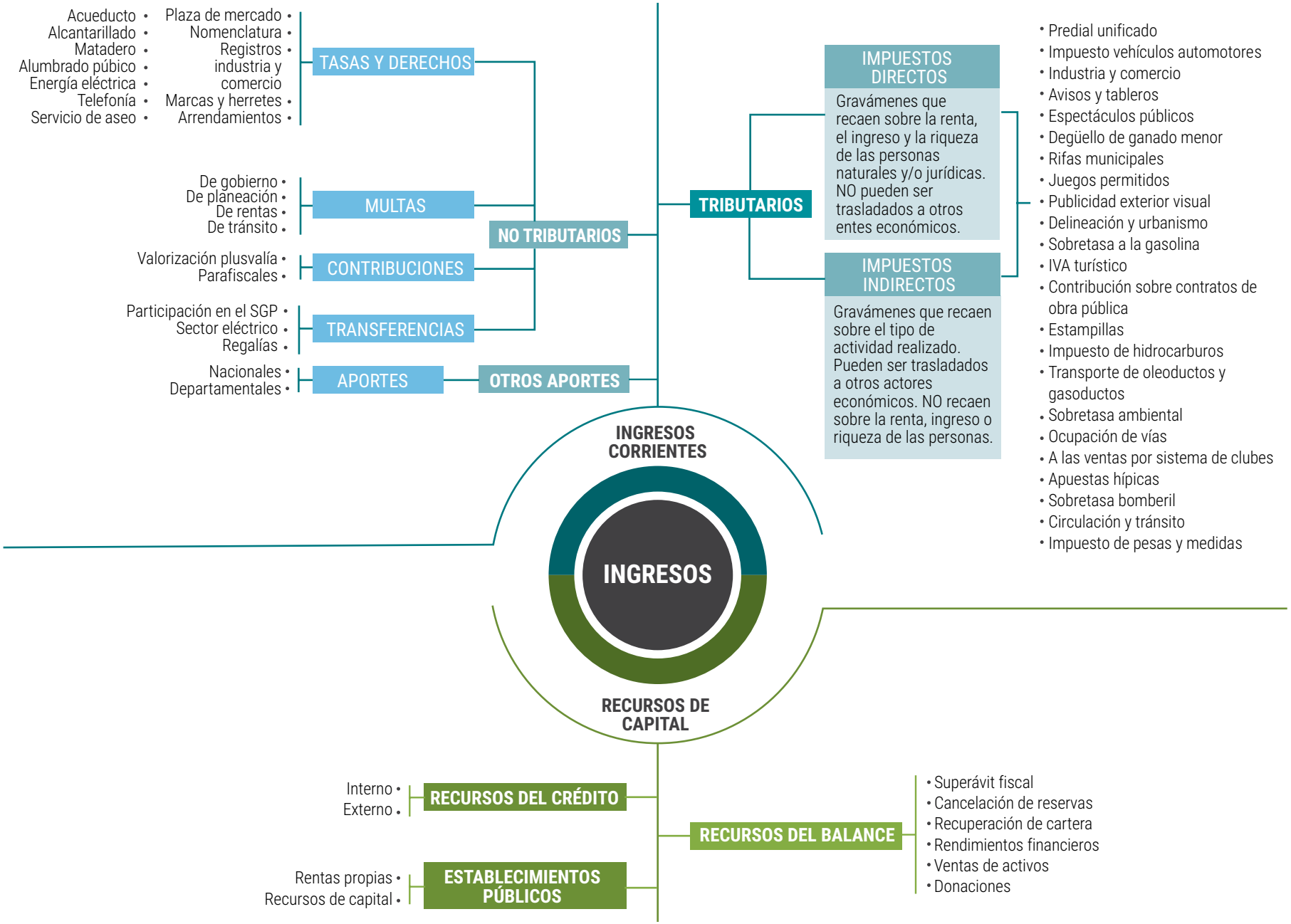
(Miles de millones de pesos)

Concepto	2014 Recaudo (1)	2015 Proyecto (2)	Variación % 2015/2014 (3)=(2/1)	Diferencia absoluta 2015/2014 (4)=(2-1)	Porcentaje del PIB 2014 (5)	2015 (6)
Ingresos corrientes	101.666	103.089	1,4	1.423	13,3	12,5
Recursos de capital	62.269	66.438	6,7	4.169	8,2	8,1
Fondos especiales	21.767	20.164	-7,4	-1.603	2,9	2,4
Rentas parafiscales	1.289	1.370	6,3	81	0,2	0,2
Total Presupuesto de la Nación	186.991	191.061	2,2	4.070	24,5	23,2

Fuente: Dirección General del Presupuesto Público Nacional

63. Ley 715 de 2001, art. 76

Ilustración 50. Ingresos de la Nación



Fuente: Adaptado Procuraduría General de la Nación, 2013, e Instituto para el Desarrollo de Antioquia (IDEA), 2014. Tomado de consultoría JA&A

4.1.1 Rentas nacionales

Los impuestos de la industria extractiva, en su mayoría, son tributos de carácter nacional; los principales son el impuesto a la renta, el impuesto al patrimonio, el impuesto al valor agregado y el impuesto al oro y platino, los cuales hacen parte de los recursos que entran al Presupuesto General de la Nación.

Tabla 48. Presupuesto General de la Nación (PGN). Composición de los ingresos corrientes de la nación (recaudo)

(Miles de millones de pesos)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016
Ingresos tributarios	**95.266**	**97.818**	**95.784**	**106.326**	**118.182**
Impuesto de renta y complementarios	**43.366**	**44.775**	**37.339**	**38.870**	**41.655**
Impuesto al patrimonio y/o riqueza	**4.182**	**4.152**	**4.078**	**5.188**	**4.329**
Impuesto al valor agregado	**36.482**	**33.887**	**38.868**	**41.949**	**48.847**
Sobretasa CREE				**3.884**	**4.881**
Gravamen Movimientos Financieros (GMF)	**5.304**	**5.931**	**6.448**	**6.772**	**7.292**
Aduanas y recargos	**3.958**	**4.720**	**4.078**	**4.248**	**5.653**
Impuesto nacional al consumo		**1.209**	**1.659**	**1.690**	**1.985**
Gasolina y ACPM	**1.735**	**2.883**	**2.982**	**3.296**	**3.162**
Impuesto de timbre nacional	**62**	**61**	**71**	**112**	**85**
Impuesto de timbre / salidas al exterior	**117**	**135**	**197**	**219**	**217**
Impuesto al oro y platino	**20**	**17**	**13**	**19**	**14**
Impuesto al encaje	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Resto	**39**	**50**	**50**	**79**	**62**
Ingresos no tributarios	**1.195**	**984**	**616**	**616**	**514**
Tasas, multas y contribuciones	**1.195**	**984**	**616**	**616**	**514**
Otros	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Ingresos Corrientes	**96.460**	**98.802**	**96.399**	**107.007**	**118.696**

Fuente: Dirección General del Presupuesto Público Nacional-Subdirección de Análisis y Consolidación Presupuestal.
http://www.minhacienda.gov.co/HomeMinhacienda/faces/oracle/webcenter/portalapp/pages/presupuestogeneraldelanacion/EjecucionEPGN.jspx?_afrLoop=894985470477687&_afrWindowMode=0&_afrWindowId=6xpn5yol-f_1#!%40%40%3F_afrWindowId%3D6xpn5yolf_1%26_afrLoop%3D8949854704776 87%26_afrWindowMode%3D0%26_adf.ctrl-state%3D6xpn5yolf_13

4.1.2 Recursos propios de las entidades públicas de la industria extractiva colombiana

Los ingresos propios de los establecimientos públicos nacionales funcionan de manera diferente a los de PGN o a los del SGR, toda vez que estos se establecen anualmente en el anteproyecto de presupuesto de cada entidad, en donde se define qué recursos serán necesarios para gastos operativos e inversiones. Es decir que los ingresos propios recaudados por la ANH y la ANM son, a su vez, administrados y ejecutados por estas agencias.

En este sentido, el Decreto 1525 de 2008 determinó que las entidades estatales del orden nacional debían invertir sus excedentes de liquidez originados en sus recursos propios, administrados; mientras que los de los fondos especiales administrados por ellos debían invertir en Títulos de Tesorería (TES), clase "B" del mercado primario, adquiridos directamente en la Dirección General de Crédito Público y del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Sin embargo, el Decreto 2785 de 2013 cambió ese dictamen y estableció un nuevo procedimiento (art. 4). Los recursos propios de los órganos que forman parte del presupuesto general de la nación deberán trasladarse a la cuenta única que, para estos efectos disponga la Dirección General de Crédito Público y el Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

En el caso de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), esta obtiene sus ingresos propios a partir de dos mecanismos, el primero de ellos es por la venta de información petrolera suministrada por el Banco de Información Petrolera de Colombia y la Litoteca Nacional. Dicho banco almacena la información técnica análoga y digital sobre la exploración y producción de hidrocarburos, y la litoteca es el centro de información e investigación en ciencias de la tierra que administra y preserva las colecciones de muestra de roca del país y promueve su estudio sistemático orientado a la exploración y aprovechamiento sostenible de los recursos minero-energéticos y a la investigación de los procesos geológicos naturales. El segundo mecanismo corresponde a los derechos económicos y los rendimientos financieros (Litoteca, 2016).

Así mismo, la Agencia Nacional de Minería (ANM) cuenta con patrimonio propio conformado por aportes del PGN, derechos de producción, el canon superficiario y la venta de bienes y servicios. Adicional a ello, también cuenta con autonomía tanto administrativa como técnica y financiera (Decreto 4134 de 2011).

Tabla 49. Ejecución del presupuesto de inversión sector minas y energía. Principales programas 2016

(Miles de millones de pesos)

Concepto	Apropiación Vigente (1)	Compromisos (2)	Obligaciones (3)	Pagos (4)	Apropiación sin comprometer (5)=(1-2)	Porcentaje de ejecución	
						Comp/Apro. (6)-(2/1)	Oblig./Apro. (7)=(3/1)
Minas y energía	**2.880**	**2.148**	**1.929**	**1.929**	**732**	**74,6**	**67,0**
Subsidios de energía y gas	**1.740**	**1.583**	**1.582**	**1.582**	**157**	**91,0**	**91,0**
FAZNI, FAER, FOES, PRONE	**550**	**364**	**251**	**251**	**186**	**66,1**	**45,6**
Exploración de hidrocarburos	**275**	**6**	**9**	**9**	**239**	**13,1**	**3,4**
Apropiación y adopción de TIC	**64**	**27**	**8**	**7**	**37**	**41,5**	**11,9**
Ampliación de conocimiento geológico y competitividad minera	**61**	**46**	**21**	**21**	**15**	**75,6**	**35,0**
Soluciones alternativas energéticas y ZNI	**58**	**11**	**2**	**2**	**47**	**18,8**	**3,2**
Subsidio de transporte Combustible Yumbo-Pasto	**43**	**38**	**37**	**37**	**5**	**87,9**	**86,0**
Fondo cuota de fomento Gas	**25**	**3**	**0**	**0**	**22**	**11,2**	**0,4**
Resto de programas	**65**	**42**	**19**	**19**	**23**	**64,2**	**29,4**

Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Presupuesto general de la nación. Informe de Ejecución Presupuestal (Acumulado a septiembre de 2016, 7 de octubre de 2016)

Tabla 50. ANH: Ejecución presupuestal, 2014-2015

(Miles de millones de pesos)

Concepto	Presupuesto 2014	Compromisos 2014	Presupuesto 2015	Compromisos 2015
Presupuesto funcionamiento	253.920	244.710	567.499	543.335
Presupuesto inversión	251.678	251.019	155.538	143.359
Total Ejecución	505.598	495.729	723.037	686.694

Fuente: ANH. Para más información consultar: http://www.anh.gov.co/la-anh/Paginas/Informes-de-Gestion.aspx

Tabla 51. ANM: Ejecución presupuestal, 2014-2015

(Miles de millones de pesos)

Ejecución presupuestal	Total 2014	Ejecutado (31 dic. 2014)	Total 2015	Ejecutado (31 dic. 2015)
Presupuesto funcionamiento	71.002,55	58.926,50	66.314,85	55.980,88
Presupuesto inversión	9.844,19	9.058,14	18.041,49	16.507,06
Total	80.846,75	67.984,63	84.356,34	72.487,94

Fuente: ANM. Más información consultar: https://www.anm.gov.co/?q=content/informes-de-gestion

4.2 Otros pagos y aportes de la industria extractiva

4.2.1 Impuestos declarados

La sección anterior permite tener el panorama general de los ingresos corrientes de la nación. Sin embargo, para aterrizar en los pagos específicos de la industria extractiva, a continuación se describen los impuestos totales declarados durante los años 2013 a 2015 (se hace la precisión que este contexto es un reporte del total percibido por la DIAN de las empresas que reportan según CIIU[64] hidrocarburos y minería, y no corresponde al ejercicio de conciliación, tema que será abordado en la parte 5 del documento).

El impuesto de renta se rige por las disposiciones del Estatuto Tributario, en su artículo 26 y posteriores. La tarifa de este impuesto desde el año 2013 hasta la fecha es de 25%. Dentro de los impuestos de orden nacional, el impuesto a la renta es el que genera mayor recaudo. Este impuesto ha sido considerado para conciliación del estándar, teniendo en cuenta su importancia.

Adicionalmente, la Ley 1607 de 2012 creó el Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE), como el aporte con el que contribuyen las sociedades y personas jurídicas y asimiladas contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta y complementarios, en beneficio de los trabajadores, la generación de empleo y la inversión social, el cual rige a partir de 2013. En este sentido, para efecto del presente documento se han presentado en el marco del estándar, impuesto incluido para conciliación.

La industria extractiva también es responsable del pago de otros impuestos directos como el impuesto al patrimonio y el impuesto a la riqueza. Para 2013 y 2014 también se consideró incluir el impuesto al patrimonio que se encuentra regulado mediante el Decreto 4825 de 2010 y la Ley 1430 de 2010, y establecido en los artículos 292 en adelante del Estatuto Tributario. Este impuesto fue declarado en el año gravable 2011 y pagadero en ocho cuotas hasta el año 2014. Adicionalmente, la Ley 1429 de 2014 adiciona el artículo 292-2 del Estatuto Tributario, mediante el cual crea un impuesto extraordinario por los años 2015, 2016, 2017 y 2018, denominado *impuesto a la riqueza*, el cual también es incluido en la conciliación.

Otro impuesto importante dentro de los impuestos nacionales es el IVA. En particular, y de acuerdo con lo establecido en el marco fiscal de mediano plazo, el IVA es un impuesto que grava el consumo final mediante un mecanismo que tiene dos momentos. En el primero de ellos, se grava la totalidad del producto enajenado y en el segundo se concede un

64. Clasificación industrial internacional uniforme (CIIU), sección B Explotación de minas y canteras, grupos 05 a 09.

Tabla 52. Impuestos recaudados de la industria extractiva, 2013-2015

(Miles de millones de pesos)

Concepto	2013	2014	2015	Var % 2014 - 2015
Petróleo y Gas: (datos de impuestos a cargo de ACTV ECCA 610 y 620)				
Impuesto de renta	**7.368.716**	**5.074.016**	**1.264.648**	**-75,08 %**
Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE)	**2.719.168**	**1.942.370**	**432.170**	**-77,75 %**
Impuesto al Patrimonio	**593.160**	**593.160**	**0**	**N/A**
Impuesto a la Riqueza			**849.023**	**N/A**
IVA Declarado	**2.298.733**	**2.627.210**	**1.547.560**	**-41,09 %**
Subtotal Petóleo y Gas	**12.979.776**	**10.236.756**	**4.093.402**	**-60,01 %**
Minería: (datos de impuestos a cargo subsector minero: Incluye petróleo y gas)				
Impuesto de renta	**8.046.449**	**5.666.109**	**1.934.471**	**-65,86 %**
Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE)	**3.044.182**	**2.214.265**	**580.407**	**-73,79 %**
Impuesto al Patrimonio	**726.944**	**726.944**		**N/A**
Impuesto a la Riqueza			**863.124**	**N/A**
IVA Declarado	**3.531.048**	**3.934.689**	**2.711.146**	**-31,10 %**
Total Minero	**15.348.623**	**12.542.007**	**6.089.148**	**-51,45 %**

Fuente: DIAN. Subdirección de Gestión de Análisis Operacional. Octubre de 2016

descuento sobre el impuesto que gravó los insumos necesarios para la producción y/o comercialización del mismo. De esa manera, el tributo grava uno a uno los eslabones del valor agregado que van añadiéndose en la cadena de producción y los descuentos permiten que el consumo intermedio no sea objeto del gravamen, por lo cual, el impuesto termina recayendo sobre el consumo final. En conclusión, el IVA es un impuesto multietápico que se aplica a lo largo de la cadena de producción y distribución de un bien o servicio y que finalmente el consumidor asume. Por lo anterior, al igual que en el reporte EITI, vigencia fiscal 2013, este impuesto no se consideró dentro de la conciliación, puesto que el IVA es un impuesto indirecto [65] sobre la prestación de servicios y venta e importación de bienes, por ello no se deriva del patrimonio o renta de una persona natural o jurídica.

Para el año fiscal 2014, el total de IVA generado por operaciones gravadas fue de $2,81 billones. 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 $824 mil millones. De otra parte, para el año 2015, el total de IVA generado por operaciones gravadas fue de $1.74 billones. 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 $310 mil millones.

Igualmente, la industria extractiva es un agente que adquiere bienes de capital de forma intensiva para la explo-

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

ración 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 complimiento de los requisitos legales.

Con el fin de hacer una caracterización más completa de los impuestos se presenta a continuación estadísticas básicas de las devoluciones que hace el sector. Las devoluciones o compensaciones es un trámite que se realiza frente a la administración tributaria y el cual los contribuyentes o responsables que liquiden saldos a favor en sus declaraciones tributarias podrán solicitar. Igualmente, de acuerdo con el Estatuto Tributario la administración tributaria deberá devolver oportunamente a los contribuyentes, los pagos en exceso o de lo no debido, que estos hayan efectuado por concepto de obligaciones tributarias y aduaneras, cualquiera que fuere el concepto del pago, siguiendo el mismo procedimiento que se aplica para las devoluciones de los saldos a favor.

Tabla 53. Impuesto al valor agregado en el sector minero e hidrocarburos, 2014-2015

(Miles de millones de pesos)

Concepto	2013	2014	2015	Var % 2014 - 2015
IVA Generado	2.496.769	2.807.547	1.737.241	38,1 %
IVA Descontable	4.281.090	5.020.754	3.624.133	27,8 %
IVA Retenido	16.394	29.391	22.176	24,5 %
Saldo a pagar por concepto de IVA	824.376	659.806	310.618	52,9 %

Fuente: DIAN. Subdirección de Gestión de Análisis Operacional. Octubre de 2016. No incluye actividades 910 y 990

Tabla 54. Total valor de devoluciones y compensaciones por actividad económica (Sector extractivo, no incluye 910 y 990)

(Miles de millones de pesos)

Concepto	2015	2016	Var % 2014 - 2015
Actividades Mineras (No incluye 910 y 990)			
Compensado	1.464.791	1.153.732	-21,2 %
Devuelto	1.840.215	4.056.265	120,4 %
Total	3.305.007	5.209.997	57,6 %

2015 (1 de enero a 31 de diciembre de 2015), 2016 (1 de enero al 24 de octubre 2016).

4.2.2 Regalías

El principal componente de los ingresos generados por la industria extractiva son las regalías; pagos realizados de manera periódica por la vigencia de los contratos de concesión o hasta el agotamiento de la producción en el tiempo. En Colombia, el valor de las regalías se establece como porcentaje del valor de la producción en boca de mina o boca de pozo[66] (anexo Porcentaje del valor de la producción en boca de mina o boca de pozo, www.eiti.upme.gov.co), y las contraprestaciones económicas, que son ingresos adicionales a las regalías, pactados de manera particular con cada concesionario para compensar ciertos efectos previsibles en las operaciones, por ejemplo, de tipo social, ambiental, de uso de suelo por paso de tuberías o incluso por impactos culturales.

Para el caso del sector minero se tiene un emolumento adicional como contraprestación económica, denominado canon superficiario[67], que corresponde a los pagos por las áreas retenidas en etapas de exploración, construcción y montaje, que se consideran etapas improductivas, pero necesarias para llegar a la fase productiva. Así que se prevén pagos según extensión por anualidades anticipadas a partir del perfeccionamiento del contrato (anexo Liquidación Canon superficiario, www.eiti.upme.gov.co).

Las anteriores rentas (regalías y contraprestaciones) son liquidadas y recaudadas por las agencias nacionales de hidrocarburos y de minería y giradas al Departamento Nacional de Planeación (DNP), organismo al que le corresponde su distribución, según el Sistema General de Regalías, que se explicará más adelante.

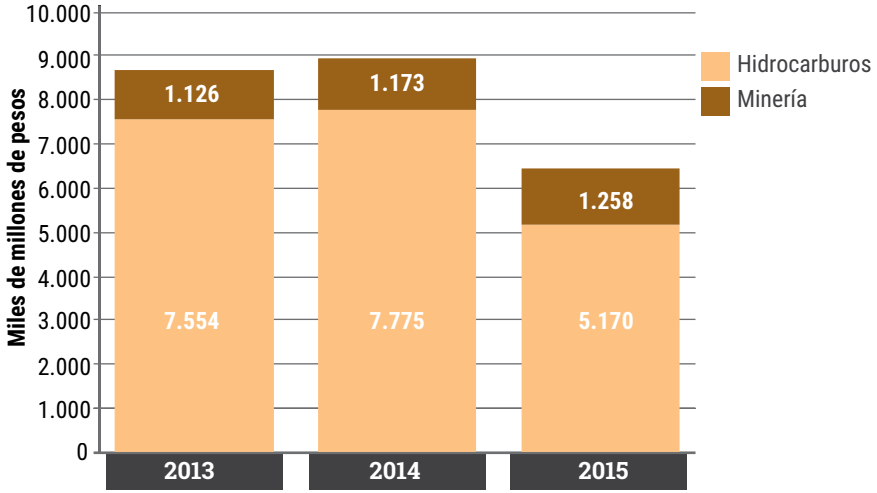
En cuanto a los resultados, tenemos que las regalías en promedio son generadas en un 80% por el sector de hidrocarburos y el restante 20 % por minería. Las cuales pasaron de $9,3 billones en 2014, a $7,0 billones en 2015, lo que representa una reducción de 24,8 %.

En hidrocarburos durante 2014 se recaudaron $7,8 billones (83% de las regalías totales) y en 2015 sumaron $5,3 billones (76% de las regalías totales), lo que significó una reducción del 31% en estos dos años. Mientras que la minería en ese periodo pagó en promedio $1,6 billones, con un ritmo de crecimiento para 2015 del 7,2 %.

66. Ley 141 de 1994, art. 16

67. Ley 685 de 2001, art. 230

Ilustración 51. Composición de las regalías en Colombia



Fuente: Administrador Independiente 2016.

En cuanto a las regalías causadas por la producción de carbón, históricamente han aportado entre el 65 % y el 85 % del total de las regalías mineras. Durante el año 2015, se evidencia un recaudo de $1,4 billones, que comparado con 2014 significó un crecimiento del 6,3 %.

El mineral de níquel, hasta el año 2010 era el segundo reglón de mayor aporte al pago de regalías mineras, con una participación promedio del 17 %, que pasó a ser del 5 % en 2015. En los últimos dos años este reglón pagó regalías por $180,9 mil millones, de los cuales en 2015 fueron $83,2 mil millones, con una disminución del 14 % respecto a 2014.

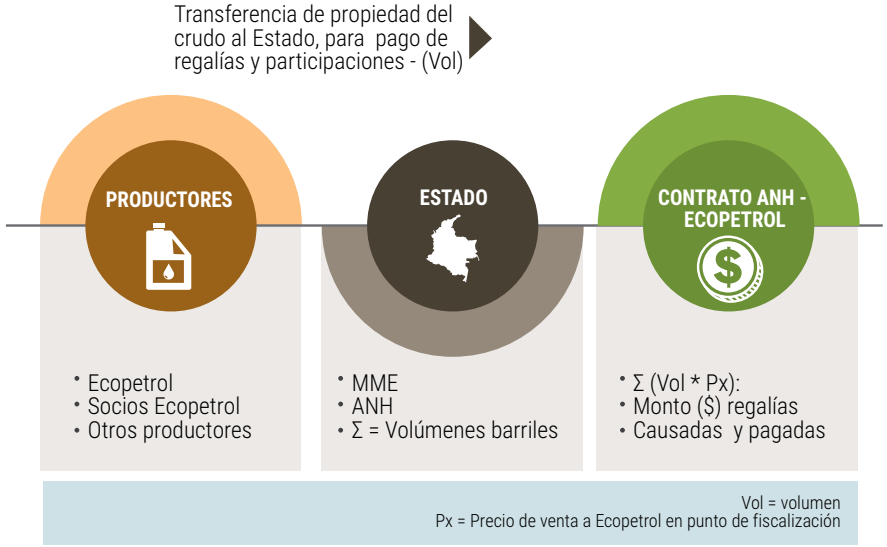
Por la producción de metales preciosos (principalmente oro), las regalías causadas y recaudadas en el año 2014 fueron de $132,4 mil millones y en el año 2015, $173,1 mil millones (aumento del 30 %), representando el 10% del total de las regalías mineras del país, segundo producto de mayor aporte después del carbón, en la actualidad.

4.2.3 Caso especial: proceso de pago de regalías y participaciones de hidrocarburos en especie

La explotación y producción de recursos naturales causarán a favor del Estado colombiano contraprestaciones económicas a título de regalías, que en el caso petrolero pueden ser pagadas en especie o dinero, razón por la cual la ANH[68], como administrador de la participación del Estado en los volúmenes de hidrocarburos producidos, firma un contrato de compraventa con Ecopetrol para monetizar el crudo de propiedad del Estado y el crudo propiedad de la ANH (ambos en especie) a valores económicos, donde a título de venta la ANH (vendedor) entrega a Ecopetrol (comprador), el volumen de crudo fiscalizado (campos productores, anexo 1 del contrato), quien se obliga a recibir y pagar dicho crudo en las condiciones allí especificadas, esto genera a su vez un margen de comercialización por este concepto.

Dentro de las definiciones y efectos de este contrato se tiene que el crudo de propiedad del Estado es el crudo que recibe el Estado a título de regalías en especie (Cap. 2, numeral 2.0.2) y el crudo propiedad de la ANH es el crudo que la ANH recibe en especie por los derechos económicos correspondientes a los contratos de Tello y la Jagua (Cap. 2, numeral 2.0.2).

Ilustración 52. Conversión de las regalías entregadas en especie por los productores a valores económicos



Fuente: Elaboración de los autores

La transferencia de propiedad se hace en punto de entrega (punto de fiscalización), donde ANH entrega el crudo libre de todo gravamen y contribuciones, y se levanta un acta en la que se indica el volumen y la calidad del crudo entregado, es decir que los riesgos por pérdidas, hurto u otros eventos o fenómenos que se puedan presentar durante el transporte o la comercialización son responsabilidad de Ecopetrol.

68. Ley 1530 de 2012, art. 17. Liquidación de regalías y Decreto 4137 de 2011 (numeral 10 del art. 4) Administrar la participación del Estado que corresponde en especie o dinero en los volúmenes de hidrocarburos de los contratos vigentes, incluyendo las regalías) y Decreto 714 de 2012.

Dicho crudo es destinado para el comercio internacional (exportaciones) o para la refinación (consumo interno). En el año 2014 se contaba con dos metodologías para establecer el precio de venta, dependiendo del destino del crudo (exportación o refinación), mientras que para el año 2015 se establece una única metodología que valora el 100% del crudo a paridad, menos las deducciones correspondientes, básicamente para establecer el valor en boca de pozo, como lo prevé la Ley 1530 de 2012[69].

En síntesis, este contrato permite monetizar los barriles de petróleo que recibe el Estado por concepto de pago de regalías en especie, vendiéndolo a Ecopetrol, por lo tanto, el margen de comercialización aplicable para el periodo osciló entre 0,786 y 0,848 USD/B (incluyendo el valor fijo y variable).

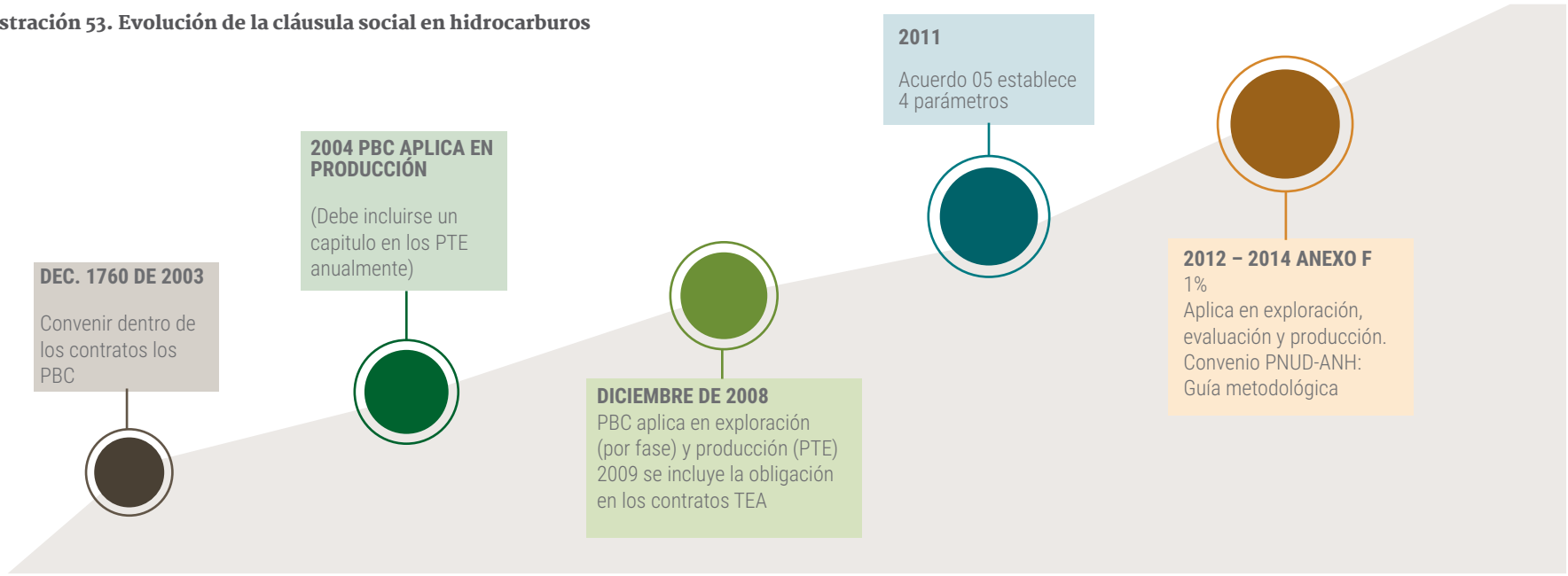
4.2.4 Pagos sociales

Estos pagos hacen referencia a las inversiones de carácter social que realizan algunos operadores en el marco de sus obligaciones contractuales; se habla de "algunos" pues esta exigencia data de cierto tiempo a la fecha. En caso de hidrocarburos, en la Ley 1760 de 2003 se estipuló integrar los Programas en beneficio de las comunidades (PBC), en sus contratos de exploración y explotación. Y en el caso minero, pese a estar contempladas las condiciones del aporte social desde 2001 (Ley 658 de 2001 art. 218), solo fue hasta el año 2013 que estas se hicieron exigibles, con una cláusula en las minutas de contrato que dispone la presentación de un plan de gestión social que incluya Programas en beneficio de las comunidades.

En el sector de hidrocarburos, la labor de seguimiento al cumplimiento de las obligaciones contenidas en los contratos comprende los aspectos sociales derivados de sus cláusulas, que en esta materia consagran compromisos a cargo de las compañías contratistas y, cuando resulta aplicable, los relacionados con los PBC[70], obligación que ha evolucionado desde la creación de la ANH, como se muestra en la siguiente Ilustración.

Vale la pena mencionar que la obligación de los PBC nace en el decreto de creación de la ANH; por lo tanto, no se encuentra contemplada dentro de los contratos de asociación ni

Ilustración 53. Evolución de la cláusula social en hidrocarburos



Fuente: ANH

69. Ver Contrato de Comercialización ANH-Ecopetrol en www.eiti.upme.gov.co

70. El Decreto 1760 de 2003, modificado por el Decreto 4137 de 2011, que a su vez fue modificado por el Decreto 714 de 2012, estableció como función de la ANH, la de "Convenir, en los contratos de exploración y explotación, los términos y condiciones con sujeción a los cuales las compañías contratistas adelantarán programas en beneficio de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los correspondientes contratos". Se entenderán por Programas en Beneficio de las Comunidades, los correspondientes a la inversión social que realizan las empresas dedicadas a la industria del petróleo, como parte de su política de responsabilidad social, en el marco de los contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos y de Evaluación Técnica, suscritos con la ANH, para que en la ejecución de estos se fomente el desarrollo sostenible en las respectivas áreas de influencia, procurando la integración comunitaria. Acuerdo 005 de 2011, art. 1.

las concesiones administradas por Ecopetrol, cláusula que se incorporó en el anexo F [71]: "Parte integral de los contratos sobre PBC, Programa en Beneficio de la Comunidad", de los contratos realizados por la ANH como autoridad encargada de la administración de las reservas y los recursos de hidrocarburos de propiedad de la Nación, con los siguientes tipos de minuta en sus contratos:

Tabla 55. Tipos de minuta y obligaciones PBC– ANH

Tipo de Minuta	Obligaciones PBC	Observaciones
E&P 2004-2008	En producción (Acuerdo 05 de 2011)	**1.** A los contratos a los que les aplica PBC solo en producción, se les aplica la cláusula en el momento en que declaran comercialidad por cada campo; en estos casos el reporte es anual. **2.** En el caso de los contratos a los que les aplica desde exploración, dicha obligación corresponde a un PBC por fase cuya duración estándar es de tres años con posibilidad de extenderse. **3.** La verificación de cumplimiento se realiza a partir de revisión documental que nos allega la compañía y, en los casos que la ANH determine, se realizan visitas de seguimiento. **4.** En el caso de Ecopetrol, los reportes de PBC en la etapa de producción generalmente corresponden a las inversiones que realiza la empresa por región y no de acuerdo a cada contrato.
E&P 2008-2011	En exploración y producción (Acuerdo 05 de 2011)	
Convenios E&P y convenios en explotación	En producción (Acuerdo 05 de 2011)	
TEA´S 2008	No aplica	
TEA´S 2010	En exploración (Acuerdo 05)	
TE&P 2012	En exploración y producción. Mínimo 1% (Anexo F)	
TEA´S 2012	En exploración. Mínimo 1% (Anexo F)	
E&P 2014	En exploración, evaluación y producción. Mínimo 1% (Anexo F)	

Fuente: ANH

Tabla 56. Contratos suscritos con ANH con cláusula de programas en beneficio de las comunidades (PBC)

Tipo de contrato	# Contratos
E&P	229
Convenio de Explotación	56
Exploración y Explotación	8
Convenio E&P	3
TEA	20
Total	**316**

Fuente: ANH

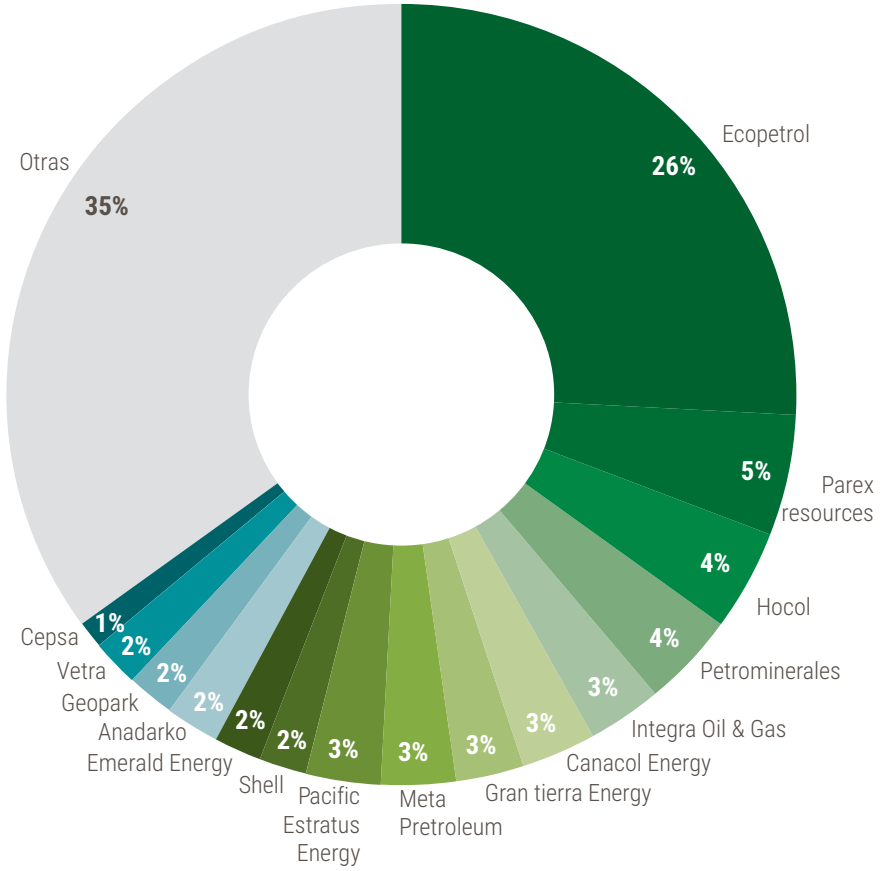
Se tienen 316 contratos con cláusula social, lo que significa que el 70 % de los contratos suscritos con ANH cuentan con dicha obligación; de los cuales el 90 % se concentran en contratos E&P (72 %) y en convenios de explotación (18 %).

Respecto a las compañías, se tiene que de los 316 contratos con PBC, 76 son operados por empresas como: Ecopetrol, con el 26 % de los contratos (65 % en convenio de explotación y 31 % E&P), le sigue Parex Resources con el 5 %, y Petrominerales y Hocol S.A., cada una con el 4 %.

En el sector minero, según el equipo social PIN de la Vicepresidencia de Seguimiento y Con trol de la ANM, no todos los contratos mineros cuentan con cláusulas sociales específicas; sin embargo, a los contratos clasificados como Proyectos de Interés Nacional (PIN), se les han ido incorporado cláusulas relacionadas con la gestión social de los proyectos, en las que se definen planes y programas encaminados a generar beneficios para las comunidades del área de influencia directa de los proyectos, incluso se han logrado determinar obligaciones con montos específicos para inversiones en desarrollo regional.

71. http://www.anh.gov.co/Documents/Documento%20de%20los%20T%C3%A9rminos%20y%20Condiciones%20PBC-Anexo%20F.pdf

Ilustración 54. Contratos PBC firmados según empresas



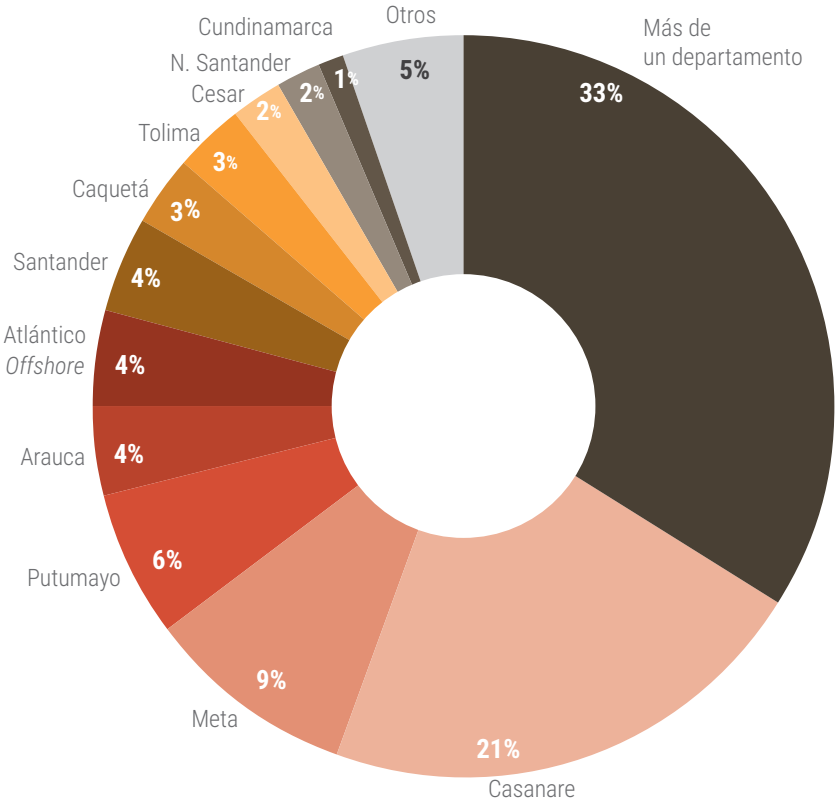
Fuente: Elaboración de los autores sobre la Base de ANH

Los contratos a los que se les incorpora el componente social indican que la "cláusula social es un porcentaje (%) de la utilidad anual antes de impuestos e intereses EBIT y demás disposiciones establecidas en cada minuta contractual". Dichas cláusulas están regidas por los artículos 251 al 256 de la Ley 685 de 2001 (Código de Minas), los cuales contemplan aspectos relacionados con el recurso humano nacional, la utilización de bienes nacionales, la participación de trabajadores nacionales y la transferencia de tecnología, entre otros.

Sin embargo, es importante señalar que la misma fórmula no puede ser generalizada para todos los contratos, pues en Colombia cerca del 90 % de la titulación otorgada tiene más de 15 años y en esos momentos no fueron estipuladas explícitamente dentro de las obligaciones contractuales, por lo cual se está gestionando para que de manera voluntaria los concesionarios y el Estado puedan renegociar una modificación contractual para incluir este componente.

En todos los departamentos donde opera la industria petrolera existen obligaciones relacionadas con programas en beneficio de las comunidades (PBC), siendo en los departamentos de Casanare y Meta donde se registra el mayor número de ellos.

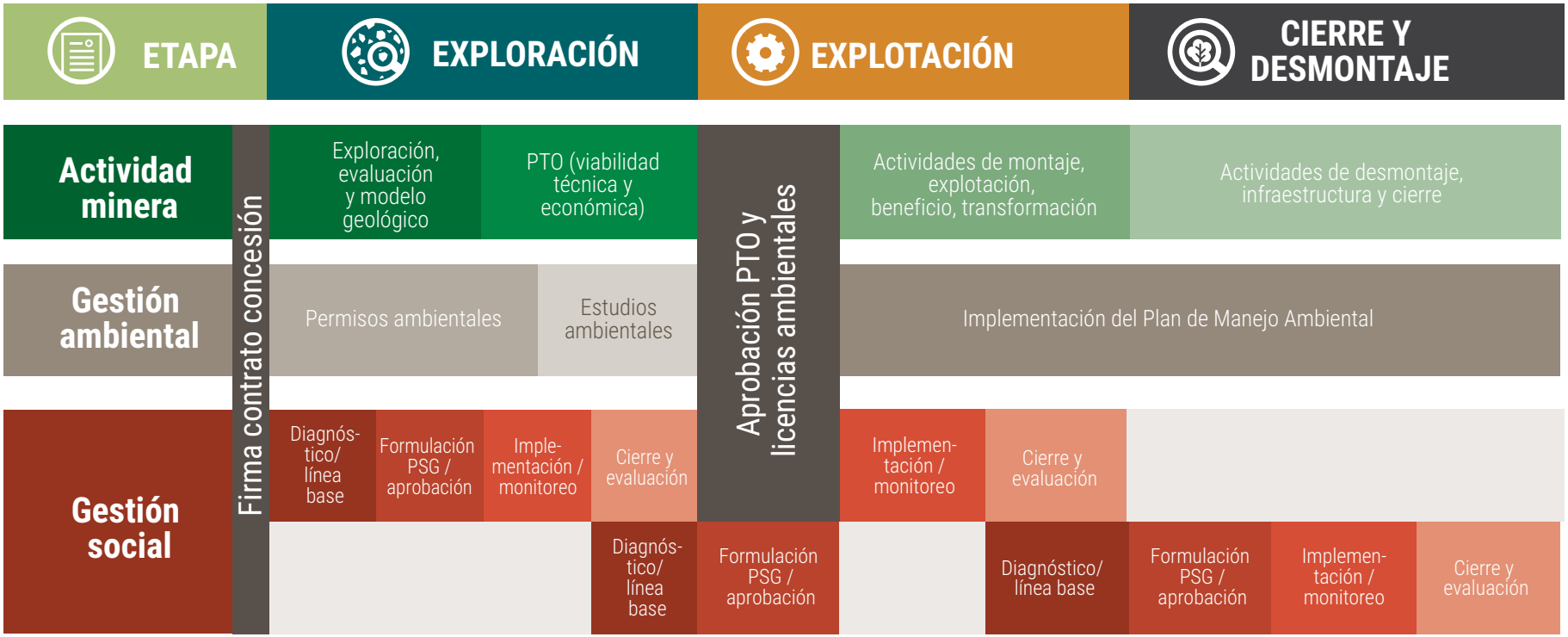
Ilustración 55. Contratos PBC según departamentos



Fuente: Elaboración de los autores sobre la Base de ANH

Para el sector minero, en el año 2015 se tienen 10 contratos firmados con cláusula de inversión social, los cuales, entre los años 2014 y 2015, suman inversiones por $55,14 billones, 36 % de carácter normado y 64 % voluntario. Los proyectos de carbón representan el 72 % de dichas inversiones, mientras que los de hierro y níquel, el 1 % y el 28 %, respectivamente.

Ilustración 56. Temporalidad de los planes de gestión social



Fuente: ANM. Guía para planes de gestión social. https://www.anm.gov.co/sites/default/files/DocumentosAnm/planes-gestion-social_v4.pdf

Tabla 57. Inversiones sociales, 2014–2015

(Millones de pesos)

Sub-sector	# Contratos	Año 2014 (valores)			Año 2015 (valores)		
		Normada	Voluntaria	Total	Normada	Voluntaria	Total
Carbón	7	2.073.705	21.410.238	23.483.943	1.884.182	14.362.356	16.246.539
Níquel	1	7.872.000	0	7.872.000	7.151.029	0	7.151.029
Oro	1	0	0	0	0	0	0
Hierro	1	0	0	0	387.637	0	387.637
Total	10	9.945.705	21.410.238	31.355.943	9.422.849	14.362.356	23.785.205

Fuente: Elaboración de los autores sobre información ANM, Equipo Social PIN, Vicepresidencia de Seguimiento y Control
Nota: los contratos de oro son de las empresas Gran Colombia Gold Y Continental Gold, pero no registran información adicional porque su fiscalización no es competencia de la ANM.

Tabla 58. Empresas, zonas, y comunidades beneficiarias de las inversiones sociales

Producto	# Contratos	Empresas	Municipios beneficiarios	Comunidades beneficiarias
Carbón	7	Carbones del Cerrejón Ltd.; Cerrejón Zona Norte SA.; Comunidad de El Cerrejón ; Drummond; CNR; Operación Integrada La Jagua Carbones El Tesoro, Carbones de la Jagua, Consorcio Minero Unido (CMU); Minas Paz del Río y Prodeco.	Albania, Barrancas, Maicao, Riohacha, Hatonuevo, Distracción, Fonseca. Agustín Codazzi, Becerril, Jagua de Ibirico, Chiriguaná, El Paso, Socotá, Socha, Sativa Norte, Sativa Sur, Samacá, Ráquira, Jericó, Paz del Río y Tasco.	Las comunidades del área de influencia directa.
Níquel	1	Cerro Matoso	Montelíbano, Puerto Libertador, San José de Uré y La Apartada.	Siete cabildos indígenas (Unión Matoso, Puerto Colombia, Boca de Uré, Torno Rojo, Puente Uré, Centro América y Guacarí, La Odisea), un consejo comunitario de comunidades negras (Boca de Uré) y cinco juntas de acción comunal.
Oro	1	Gran Colombia Gold y Continental Gold	ND	ND
Hierro	1	Minas Paz del Río	Paz del Río, Nobsa, Corrales, Ubalá, Nazareth y Chameza.	Las comunidades del área de influencia directa.

Fuente: Elaboración de los autores sobre información ANM, equipo social PIN y Vicepresidencia de Seguimiento y Control.

4.2.5 Pagos ambientales

Durante 2016 se adelantó una consultoría[72] cuyo propósito consistía en determinar la información ambiental disponible que permitiera explorar y concertar una metodología de sistematización de pagos e inversiones ambientales.

Los pagos e inversiones ambientales considerados en el diagnóstico fueron los del Sistema Nacional Ambiental (SINA)[73], sobre: a) Instrumentos económicos en el SINA (tasa retributiva de agua, tasa por utilización de agua y tasa de aprovechamiento forestal); b) los cobros por prestación de servicios ambientales especializados del SINA (cobro por licencias, permisos y autorizaciones, servicio de control y vigilancia, y multas), y c) inversiones directas del proyecto (inversiones del Plan de Manejo Ambiental [PMA], inversiones del 1% del total de los proyectos que involucren uso del agua).

Las tablas 59 y 60 exponen los pagos en materia ambiental que las empresas de la industria extractiva están obligadas a realizar en cada una de las fases, tanto para el sector de hidrocarburos como para el de minería.

De esta manera, se identificó que para la elaboración del informe de pagos e inversiones ambientales, en el marco de un informe EITI, se requiere de la participación de las siguientes entidades:

- Corporaciones autónomas regionales
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
- Ministerio de Minas y Energía (líder iniciativa EITI Colombia)
- Empresas

72. Los pagos e inversiones del Sistema Nacional Ambiental se constituyen como información pública, son de libre acceso y la información reposa en las bases de datos de entidades públicas (corporaciones autónomas regionales y Autoridad Nacional de Licencias Ambientales).

73. Correa O. Santiago. Diagnóstico sobre los pagos e inversiones del sector extractivo. FIIAP- 2016, en www.eiti.upme.gov.co/eiti/

Tabla 59. Pagos e inversiones identificadas al ciclo del sector hidrocarburos

Fase	Actividad	Trámite requerido	Pagos/ inversiones
Exploración	Instalaciones/ campamentos/ casinos.	Concesión aguas domésticas	Tasa de uso del agua
	Exploración sísmica que requieran la construcción de vías para el tránsito vehicular y las actividades de exploración sísmica en las áreas marinas del territorio nacional cuando se realicen en profundidades inferiores a 200 metros.	Licencia ambiental	Inversión 1%
	Adecuación de terrenos con tala de especies forestales.	Permiso de aprovechamiento forestal	Tasa de aprovechamiento forestal
	Perforación de pozos.	Concesión aguas industriales	Tasa de uso del agua
		Permiso vertimientos aguas industriales	
Explotación	Perforación exploratoria por fuera de campos de producción de hidrocarburos existentes, de acuerdo con el área de interés que declare el peticionario.	Licencia ambiental	Inversión 1%
	Explotación de hidrocarburos que incluye la perforación de los pozos de cualquier tipo, la construcción de instalaciones propias de la actividad, las obras complementarias incluidas el transporte interno de fluidos del campo por ductos, el almacenamiento interno, vías internas y demás infraestructuras asociada y conexa.	Licencia ambiental	Inversión 1%
	Instalaciones/ campamentos/casinos.	Instalaciones/ campamentos/casinos.	Tasa de uso del agua
		Permiso vertimientos aguas domésticas	Tasa retributiva
	Perforación de los pozos de cualquier tipo.	Concesión aguas industriales	Tasa de uso del agua
		Permiso vertimientos aguas industriales	Tasa retributiva

Fuente: Correa O. Santiago. Diagnóstico sobre los pagos e inversiones del sector extractivo. FIIAP- 2016

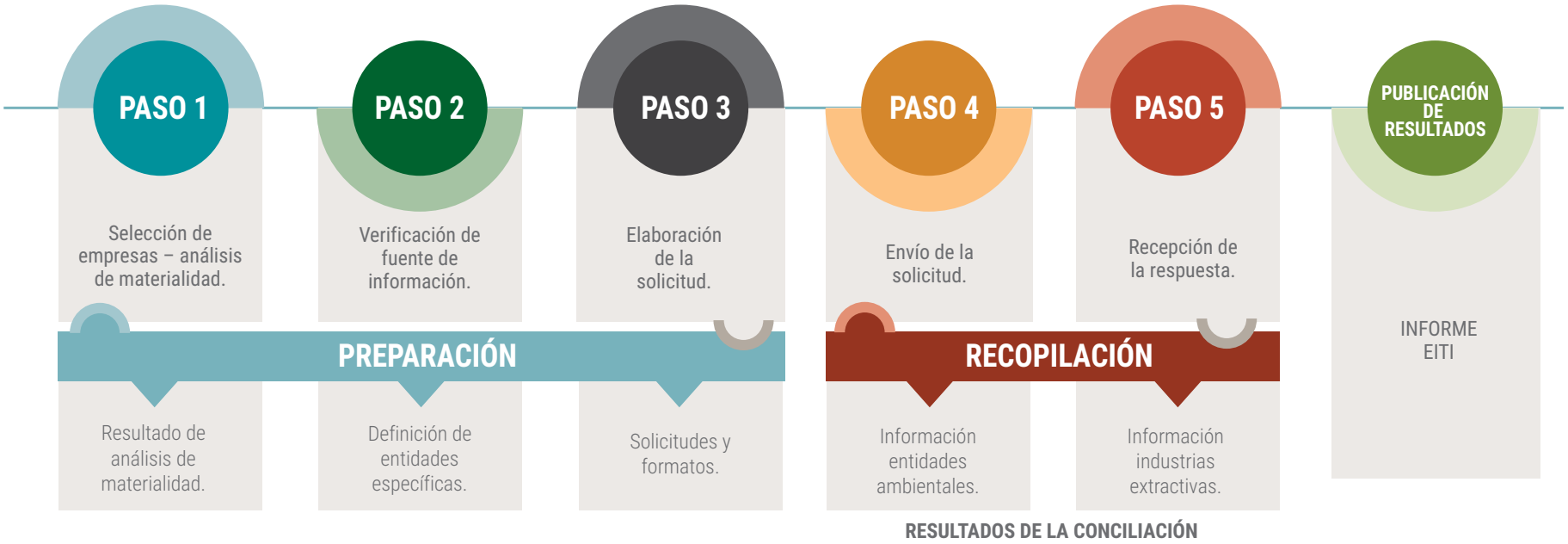
Tabla 60. Pagos e inversiones identificadas para el ciclo del sector minero

Fase	Actividad	Trámite requerido	Pagos/ inversiones
Exploración	Instalaciones/ campamentos/casinos.	Concesión aguas domésticas	Tasa de uso del agua
		Permiso vertimientos aguas domésticas	Tasa retributiva
	Adecuación de terrenos con tala de especies forestales.	Permiso de aprovechamiento forestal	Tasa de aprovechamiento forestal
	Perforación de pozos /galerías exploratorias.	Concesión aguas industriales	Tasa de uso del agua
		Permiso vertimientos aguas industriales	Tasa retributiva
	Sustracción de reserva forestal.	Permiso temporal de sustracción de área	Tarifa por trámite ambiental
Construcción y montaje	Explotación de minerales que incluye la construcción de instala-ciones propias de la actividad y las obras complementarias.	Licencia ambiental	Inversión 1%
	Instalaciones/campamentos/-casinos.	Concesión aguas domésticas	Tasa de uso del agua
		Permiso vertimientos aguas domésticas	Tasa retributiva
	Adecuación de terrenos con tala de especies forestales.	Permiso de aprove-chamiento forestal	Tasa de aprovechami ento forestal
Explotación	Drenajes ácidos de mina o roca.	Permiso vertimientos aguas industriales	Tasa retributiva
	Sustracción de reserva forestal de Ley 2 de 1959.	Permiso permanente de sustracción de área	Tarifa por trámite ambiental
Beneficio	Instalaciones.	Concesión aguas Industriales	Tasa por uso del agua
	Sistemas de almacenamiento cola o relaves y tratamiento de vertimientos.	Permiso vertimientos aguas industriales y domésticas	Tasa retributiva

Fuente: Correa O. Santiago. Diagnóstico sobre los pagos e inversiones del sector extractivo. FIIAP- 2016

En este sentido y con el fin de poder establecer si la información ambiental disponible permitiría realizar un eventual ejercicio de cotejo de pagos ambientales, se adelantó un ejercicio preliminar con una muestra de 17 empresas del sector hidrocarburos y cinco del sector minero, siguiendo los lineamientos expuestos en la siguiente ilustración:

Ilustración 57 . Metodología de preparación, recopilación y conciliación del informe EITI Colombia



Teniendo en cuenta los resultados presentados en la siguiente página, se podrán conciliar únicamente los contratos/convenios que soportan los expedientes de las licencias ambientales en las autoridades ambientales, especialmente en el ANLA donde se encuentra la totalidad de las licencias ambientales del sector hidrocarburos, el respectivo acto administrativo o informe de seguimiento y evaluación que así lo valide, sin embargo no dará cuenta de las inversiones reales realizadas hasta una vez estas no se encuentren debidamente aprobadas por la autoridad ambiental.

Frente a esto, se presentan dos tipos de medidas que permitirían superar dichas brechas y velar por la aplicación efectiva de la Ley 1712 de 2014:

a. Disponibilidad de información para la recopilación y posible conciliación de pagos e inversiones ambientales del sector extractivo: Estas hacen referencia a las grandes brechas de información encontradas durante el estudio, dado que no existen mecanismos tecnológicos o reportes nacionales que permitan una recopilación oportuna, veraz, completa, motivada y actualizada de la información de los pagos e inversiones ambientales del sector extractivo.

b. Acceso y transparencia de la información, tomando como marco la Ley 1712 de 2014 de Transparencia y Acceso a la Información Pública y el CONPES 3654 de rendición de cuentas: Se debe fortalecer institucionalmente a las entidades con el fin de dar trámite a las solicitudes realizadas por los ciudadanos e incluso por las entidades nacionales en el marco de la coordinación armónica del Estado, a través del fortalecimiento institucional del programa de formación en transparencia y rendición de cuentas a todo nivel (directivo, profesional y técnico). Igualmente, crear procedimientos internos en las entidades de la mano de los grupos de participación ciudadana para garantizar el flujo efectivo de las solicitudes de información realizadas oralmente o por escrito mediante correo electrónico en los sistemas que cada entidad tiene dispuestos para estos fines.

A continuación se presenta una serie de recomendaciones y acciones por seguir para el mejoramiento de la producción acceso y difusión de la información de pagos ambientales.

Cuadro 6. Resultados del ejercicio de análisis de disponibilidad y acceso de la información en un eventual ejercicio de cotejo en los temas ambientales

Frente a este ejercicio, se evidenció que:

- Los pagos ambientales sin incluir inversiones del 1%, recaudos por las seis corporaciones de la muestra de materialidad (empresas adheridas) fue de $1.353.730.063 para la vigencia 2013 representando un 0,004% con relación a los impuestos, pagos e inversión industrias extractivas contenidas en el reporte EITI ($33,7 billones).
- La tasa uso del agua y la tasa retributiva se registran en los sistemas contables de las corporaciones autónomas regionales y le son reportadas de manera semestral a la Oficina de Negocios Verdes de Ministerio de Minas y Energía.
- Las diferentes tasas recaudadas por las corporaciones son susceptibles de ser conciliadas, toda vez que en este proceso se generan facturas que los empresarios deben cancelar ante la corporación, en las que registran el ingreso por usuario, es decir, por la razón social de la empresa; sin embargo, esta conciliación implica la validación en expedientes físicos, ya que no se encuentra sistematizada; este sería un proceso muy dispendioso a la hora de pensar en posibles conciliaciones.
- La tasa de uso de agua se registra en las bases de datos de las corporaciones a nivel de usuario (razón social) y de acuerdo con la destinación del recurso hídrico (industrial o doméstico), sin embargo, la clasificación no se presenta por tipo de industria (minería, hidrocarburos y gas).
- A pesar de que se tiene una matriz o formulario denominado "Información relacionada con el cobro de las tasas por utilización del agua y el estado de los recursos hídricos", adoptado mediante Resolución 866 de 2004 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, para que las Corporaciones reporten al ministerio la tasa por uso de las aguas, las autoridades ambientales no lo diligencian en su totalidad ni de manera uniforme, cada autoridad interpreta los ítems a su manera y de la misma forma los diligencia, lo cual dificulta el establecimiento de los usuarios que desarrollan actividades del sector extractivo.
- Para el caso del formato de reporte de tasa retributiva, este presenta una casilla denominada CIIU (clasificación de actividades económicas), el cual en ocasiones no es diligenciado por las corporaciones, lo que impide la búsqueda de los usuarios que se encuentran en el sector extractivo.
- Tanto en la matriz o formulario de reporte de la tasa por uso de las aguas como en el de tasa retributiva, se presenta un ítem correspondiente a total recaudado, que en la mayoría de los reportes no se encuentra diligenciado, lo cual genera incertidumbre sobre si en el momento de presentar el reporte el pago no se había registrado o en realidad el pago no se hizo; por esta razón en el estudio se tomó el valor facturado interpretando este como el valor que el usuario debe pagar por usar el recurso hídrico para abastecimiento de alguno de los procesos de su actividad o descargar a él los vertimientos generados.
- Algunas corporaciones no realizan el reporte anual de las tasas por uso o retributivas al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, lo cual dificulta verificar tanto el cobro como el pago de dichas tasas.
- La CAR tiene tasas diferentes para aprovechamiento forestal, impidiendo que esta pueda ser comparada entre corporaciones, debido a que la base de cálculo es diferente y no todas las corporaciones lo tienen reglamentado.
- La información correspondiente a inversiones del 1 % para las vigencias estudiadas no se tiene sistematizada en medios tecnológicos, por ello es necesaria la evaluación de cada uno de los expedientes, folio por folio, lo cual requiere de altos costos de personal y tiempo. Actualmente las ANLA tiene 537 expedientes de industrias extractivas sujetos a inversión del 1 % que se encuentran en seguimiento.
- En la actualidad no existen mecanismos tecnológicos que soporten las inversiones del 1 % realizadas por las industrias extractivas y, en muchos casos, las inversiones aún están en etapa de aprobación, por lo que no es factible conciliar en un 100 % las inversiones realizadas por cada empresa para una vigencia específica.

4.3 Distribución y ejecución de los ingresos de la industria extractiva

Este aparte describirá específicamente la distribución por concepto de regalías, ya que, como se explicó anteriormente, los ingresos fiscales entran al presupuesto general de la nación y se distribuyen mediante el gasto público, mientras que, para el caso de los ingresos por regalías, se tiene un sistema específico que define su distribución y uso, conocido en el país como el Sistema General de Regalías (SGR).

4.3.1 Sistema general de regalías (SGR)

Este fue creado mediante Acto Legislativo 05 de 2011 y reglamentado con la Ley 1530 de 2012 [74], reforma basada en el principio de descentralización y de autonomía de las entidades territoriales. Con ella se buscó una distribución más equitativa, en la que todos los departamentos y municipios del país empezaron a recibir recursos de regalías a través de SGR. También buscaba fomentar el ahorro como respaldo en épocas de escasez, el desarrollo regional y garantizar el uso de los recursos con eficiencia y probidad, mediante la creación de nuevos fondos y órganos [75] para garantizar la transparencia y el uso efectivo de los recursos de regalías.

En cuanto a las características de los proyectos y su proceso de aprobación, los proyectos de inversión pública constituyen aquellas iniciativas que contemplan actividades limitadas en el tiempo y que utilizan recursos públicos con el fin de crear, ampliar, mejorar o recuperar la capacidad de producción o de provisión de bienes o servicios por parte del Estado, los cuales deben cumplir con las siguientes características (Ley 1530 de 2012, art. 23):

- **Pertenencia:** Oportunidad y convivencia de formular proyectos acordes a las condiciones particulares y necesidades socioculturales, económicas y ambientales.
- **Viabilidad:** Cumplimiento de las condiciones y criterios jurídicos, técnicos, financieros, ambientales y sociales requeridos.
- **Sostenibilidad**: Posibilidad de financiar la operación y el funcionamiento del proyecto con ingresos generados por él, de naturaleza permanente.
- **Impacto:** Contribución efectiva que realice el proyecto al cumplimiento de las metas locales, sectoriales, regionales y los objetivos finales del SGR.
- **Articulación con planes y políticas:** A nivel nacional, territorial, de comunidades afrocolombianas, raizales y palenqueras, de comunidades indígenas y pueblo Rom o gitano.

Cuadro 7. Objetivos del SGR

1. Crear condiciones de equidad en la distribución de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, en orden a generar ahorros para épocas de escasez, promover el carácter contracíclico de la política económica y mantener estable el gasto público.
2. Propiciar la adopción de mecanismos de inversión de los ingresos minero-energéticos que prioricen su distribución hacia la población más pobre y contribuya a la equidad social.
3. Promover el desarrollo y competitividad regional de todos los departamentos, distritos y municipios; dado el reconocimiento de los recursos del subsuelo como propiedad del Estado.
4. Fomentar la estructuración de proyectos que promuevan el desarrollo de la producción minero-energética, en particular la minería pequeña, mediana y artesanal.
5. Fortalecer la equidad regional en la distribución de los ingresos minero-energéticos, a través de la integración de las entidades territoriales en proyectos comunes que promuevan la coordinación y planeación de la inversión de los recursos y priorización de grandes proyectos de desarrollo.
6. Propiciar mecanismos y prácticas de buen gobierno.
7. Propiciar la inclusión, equidad, participación y desarrollo integral de las comunidades afrocolombianas, raizales y palenqueras, del pueblo Rom o gitano y de los pueblos y comunidades indígenas, de acuerdo con sus planes de etnodesarrollo y planes de vida.
8. Incentivar o propiciar la inversión en la restauración social y económica de los territorios donde se desarrollen actividades de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, así como en la protección y recuperación ambiental, sin perjuicio de la responsabilidad ambiental que les asiste a las empresas que adelanten dichas actividades, en virtud de la cual deben adelantar acciones de conservación y recuperación.

Fuente: Elaboración de los autores sobre la base de la Ley 1530 de 2012, art. 2.

74. Para mayor información ver http://www.dnp.gov.co/programas/inversiones-y-finanzas-publicas/Paginas/marco-legal.aspx

75. Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación, Fondo de Desarrollo Regional (FDR), Fondo de Compensación Regional (FCR), Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE), Fondo de Ahorro Pensional Territorial (FONPET). Comisión Rectora, Órganos Colegiados de Administración y Decisión (OCAD).

Los recursos del SGR no se asignan mediante cupos específicos (salvo las asignaciones directas y las regalías específicas que corresponden a un 40 % del Fondo de Compensación Regional [FCR]) se destinan a la financiación de proyectos de inversión que pueden combinar recursos de las diferentes fuentes para su financiación. Así mismo, pueden financiarse las fases de operación y mantenimiento, siempre y cuando estén definidas en los mismos horizontes de realización, sin que puedan financiar gastos recurrentes, es decir, gastos que perduran luego de la terminación del proyecto[76].

Ilustración 58. Proceso de aprobación de los proyectos financiados por el SGR (5 momentos)

1. Formulación y presentación

Con la Metodología General Ajustada una persona natural o jurídica, pública o privada y las comunidades étnicas minoritarias podrán formular proyectos susceptibles de financiación por parte del SGR. La presentación se debe realizar por los alcaldes, gobernadores o el gobierno nacional, a excepción de: a) proyectos con enfoque diferencial, pueden ser presentados por los representantes de las comunidades étnicas. b) Proyectos Fondo de Ciencia Tecnología e Innovación, pueden presentarlos entidades públicas del orden nacional, universidades y centros de investigación públicos y c) Proyectos con recursos del SGR de los que son beneficiarias las corporaciones autónomas regionales que son presentados por sus representantes legales.

2. Inscripción del proyecto en el SUIFP-SGR

La Secretaría Técnica inscribirá en el Banco de Programas y Proyectos del SGR (aplicativo SUIFP-SGR), se genera un código BPIN que corresponde al código de identificación del proyecto en el SGR.
www.sgr.gov.co/SMSCE/CargueyReportedeInformaci%C3%B3n.aspx

3. Verificación de requisitos y concepto de Comité Consultivo

Para la verificación de requisitos se debe tener en cuenta el Acuerdo de la comisión rectora vigente al momento de presentación del proyecto y se lleva a cabo teniendo en cuenta el tipo de recurso del SGR que financia el proyecto, así:

- DNP, proyectos financiados con recursos de los Fondos de Compensación Regional (60%) y del Fondo de Desarrollo Regional.
- Colciencias, proyectos financiados con recursos del Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación.
- Sec. Planeación Entidad Territorial, proyectos financiados con recursos de Asignaciones Directas y Asignaciones Específicas (40% FCR).

4. Concepto de Comité Consultivo

Concepto sobre conveniencia, oportunidad, solidez técnica, financiera y ambiental del proyecto, emitido por el comité consultivo definido por el OCAD. (Si a los 5 días hábiles de recibido el proyecto, no existe pronunciamiento, se entiende surtido tal requisito.

5. Viabilización, priorización y aprobación de proyectos SGR por los OCAD

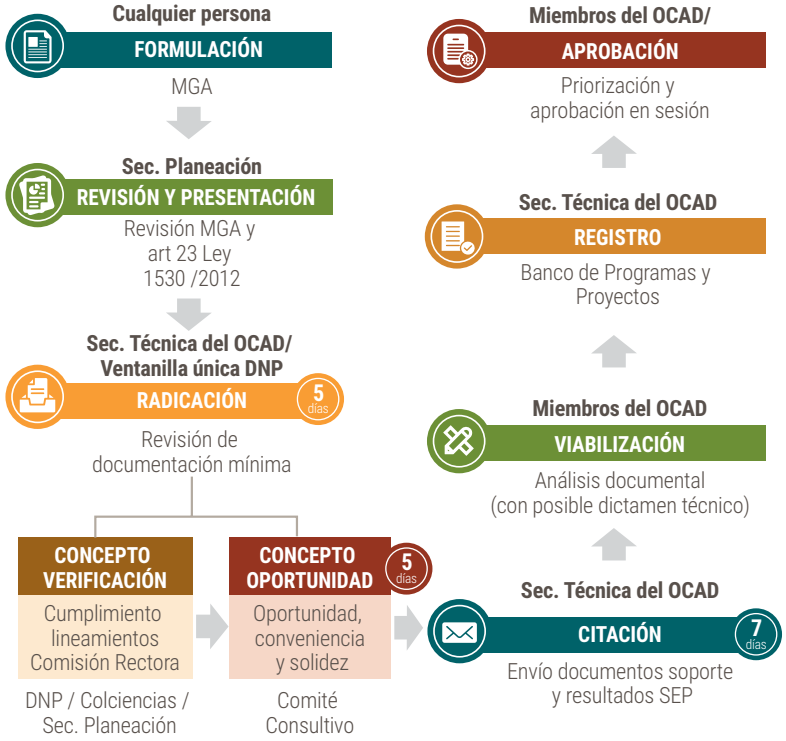
Con el certificado de que el proyecto cumple con los requisitos necesarios para su aprobación y se reciba el concepto del Comité Consultivo, la Secretaría realiza la calificación del proyecto a través del Sistema de Evaluación por Puntajes y convoca a sesión del OCAD.

Para las decisiones del OCAD, cada nivel de gobierno contará con un voto. Estas decisiones se adoptan por mayoría calificada de 2 de los 3 votos. Los proyectos que se financien con recursos del SGR deben haber sido aprobados por el OCAD respectivo de manera previa a su ejecución. Sólo pueden designarse como ejecutores de un proyecto a entidades públicas.

Finalmente, el OCAD decide acerca de la viabilidad, priorización y aprobación del proyecto sometido a su consideración, así como de la designación de la entidad pública que será responsable de su ejecución y la que contratará la interventoría de la obra.

Fuente: Elaboración de los autores.

Ilustración 59. Ciclo de un proyecto en el SGR



Fuente: Elaboración de los autores, sobre la base DNP.

76. Mayor información de los principales lineamientos en la gestión de proyectos en el SGR, así como la explicación del alcance del SMSC, en: https://www.youtube.com/watch?v=g05ASDON-SQ. Generalidades del Sistema de monitoreo, seguimiento, control y evaluación: https://www.youtube.com/watch?v=EuAKr165cnU

4.3.2 Asignación y ejecución de los recursos de regalías

Las regalías presupuestadas para los años 2014 y 2015 sumaron $17,2 billones. Estas registraron un leve aumento del 1,23 % durante el 2015, mientras que su distribución, que sumó en este periodo $16,4 billones, refleja una disminución de 25,08 % en el año 2015, pues la tasa de distribución de los ingresos presupuestados en 2015 fue del 80 %, como se puede apreciar en la siguiente tabla.

Tabla 61. Regalías presupuestadas y distribuidas efectivamente, 2014-2015

(Millones de pesos)

Concepto	Componente SGR	2014* Presupuesto total	% Presupuesto SGR	2015* Presupuesto total	% Presupuesto SGR	2014* Ingresos distribuidos	% Distrib. SGR	2015* Ingresos distribuidos	% Distrib. SGR
Funcionamineto	Fiscalización, yacimientos y cartografía	171.718,4	2 %	173.837,1	2 %	187.688,3	2 %	140.730,4	2 %
	Sistema monitoreo	85.859,2	1 %	86.918,5	1 %	93.784,4	1 %	69.963,2	1 %
	Funcionamiento SGR	171.718,4	2 %	173.837,1	2 %	187.548,9	2 %	139.792,3	2 %
	Total funcionamiento	429.295,9	5 %	434.592,7	5 %	469.021,7	5 %	350.486,0	5 %
Ahorro	Fondo Ahorro pensional	811.369,2	9 %	821.380,2	9 %	886.847,3	9 %	665.085,3	9 %
	*Estabilización regional	1.476.785,4	17 %	1.897.413,8	22 %	1.637.887,3	17 %	1.466.199,4	21%
	Total ahorro	2.288.154,6	27 %	2.718.793,9	31 %	2.524.734,5	27 %	2.131.284,7	30 %
Inversión	Fondo de Ciencia, Tecnología & Innovación	811.369,2	9 %	821.380,2	10 %	886.847,3	9 %	665.085,3	9 %
	Recursos de inversión								
	Entidades territoriales directas	1.530.439,4	18 %	934.725,5	11 %	1.764.465,6	21 %	901.824,6	13 %
	-Regalías directas a municipios	573.405,3	7 %	350.966,4	4 %	643.874,4	7 %	346.199,8	5 %
	-Regalías directas a departamentos	957.034,0	11 %	583.759,2	7 %	1.120.591,2	12 %	555.624,8	8 %
	Fondos:	3.483.729,0	41 %	3.738.902,1	43 %	3.692.037,6	39 %	2.946.182,4	42 %
	Fondo de desarrollo regional	1.393.491,6	17 %	1.495.560,9	17 %	1.476.582,3	16 %	1.176.907,0	17 %
	Fondo de compensación regional	2.090.237,4	26 %	2.243.341,3	26 %	2.215.455,3	24 %	1.769.275,4	25 %
	Mpios. Río Grande del Magdalena y Canal	42.929,6	1%	43.459,3	0 %	46.922,1	1 %	35.182,6	1 %
	Total inversión	5.868.467,2	68 %	5.538.467,1	64 %	6.390.272,6	68 %	4.548.275,0	65 %
	Gran total	8.585.917,7	100 %	8.691.853,7	100 %	9.384.028,8	100 %	7.030.045,7	100 %

Fuente: DNP.

Tabla 62. Proyectos aprobados por el SGR, 2014-2015

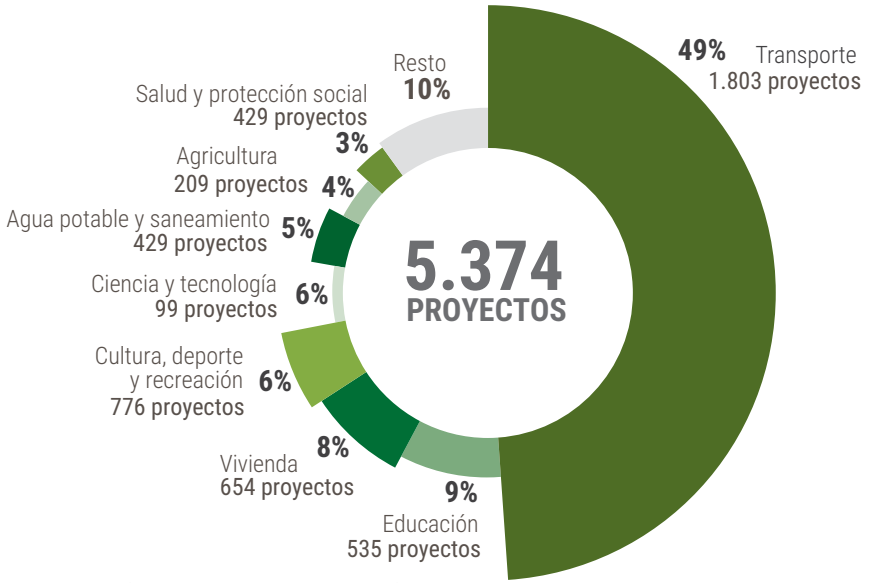
(Millones de pesos)

Estado de los proyectos	N.° Proyectos		Valor financiado SGR		Valor total	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015
Sin contratar	22	254	45.113	434.730	61.757	544.070
En proceso de contratación	13	88	17.240	124.051	24.595	143.217
Contratado sin acta de inicio	9	71	30.896	151.059	64.621	172.685
Contratado en ejecución	668	1.428	2.747.442	4.523.098	6.966.726	5.790.339
Para cierre	106	75	120.081	54.985	134.939	56.777
Cerrado	494	253	269.251	116.067	287.512	123.800
Terminado	991	902	1.230.200	960.277	1.394.298	1.061.241
Total general	2.303	3.071	4.460.223	6.364.266	8.934.448	7.892.128
Var % anual	33,3		42,7		-11,7	

Fuente: DNP

Los proyectos aprobados por el SGR, en el 2015 fueron 3.071, por valor de $6,3 billones, lo que representa un aumento del 33,3 % respecto al 2014. Entre ellos, el 73 % son proyectos en ejecución, así:

Ilustración 60.
Monto de proyectos aprobados por el SGR, 2014 y 2015



Fuente: Elaboración de los autores sobre la información de DNP

El valor financiado de los proyectos por el SGR aumenta en $1,9 billones, mientras que su valor total disminuye en 1 billón, lo que significa que las regalías han pasado de financiar el 50% al 80% del valor total de los proyectos.

Durante la vigencia 2014-2015, se han aprobado 5.374 proyectos de los cuales 34 % se han orientado a transporte; 14 % a cultura, deporte y recreación; 12 % a vivienda y 10 % a educación; sin embargo, en cuanto al valor, tenemos que en transporte se invierte el 49 %; en educación 9 % y en vivienda el 8 %.

Con base en la información de los proyectos aprobados por el SGR (2014-2015), se evidencia que en promedio cada proyecto se aprobó por un valor unitario $3.131 millones; los de ciencia y tecnología fueron los de mayor valor unitario aprobados en $9.577 millones en

promedio cada uno; seguidos por los proyectos de comercio, industria y turismo, por $7.341 millones, y los de comunicaciones por $5.127 millones.

Por último, las asignaciones definitivas durante la vigencia 2015-2016 sumaron $19,3 billones, de los cuales el 52 % se destinan a tres fondos: el fondo de desarrollo regional (19 %), el fondo de compensación regional (16 %) y el fondo de ahorro y estabilización (16 %), como se puede apreciar en la siguiente tabla:

Tabla 63. Asignaciones definitivas del SGR

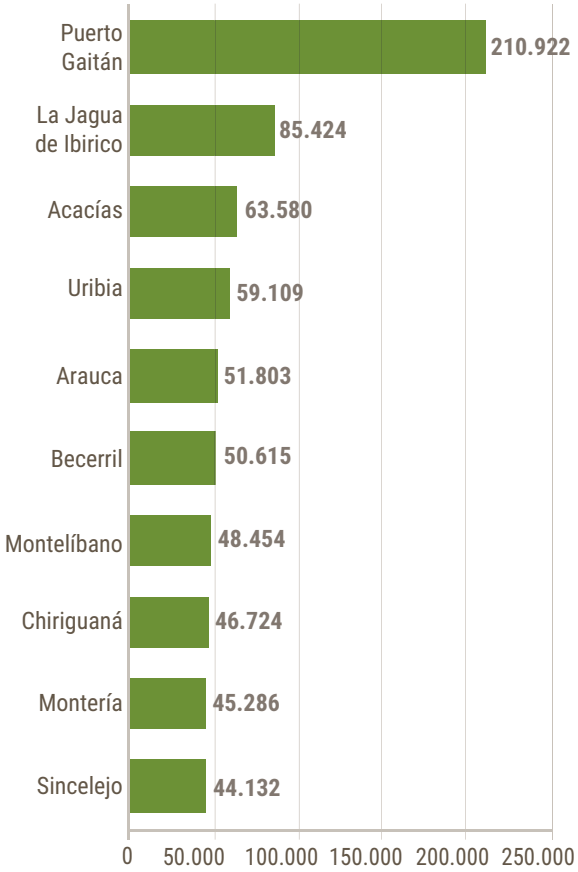
(Millones de pesos)

Concepto	2013 - 2014 *	2015 - 2016 *	Var %
Asignaciones directas	3.966.952,35	2.821.124,63	-28,8
Fondo de ahorro y estabilización	3.130.988,92	3.130.975,80	0,0
Fondo de compensación regional (proyectos locales)-específicas 40%	1.838.160,13	1.349.232,99	-26,6
Fondo de compensación regional (proyectos regionales) 60%	2.687.277,82	3.163.821,19	17,7
Fondo de ciencia, tecnología e innovación	2.344.827,41	2.489.854,11	6,1
Fondo de desarrollo regional	2.565.779,94	3.725.457,00	45,2
Fondo de pensiones territoriales	1.636.830,93	1.369.974,41	-16,3
Funcionamiento	942.148,26	1.168.836,33	24,0
Municipios ribereños	132.101,34	91.930,96	-30,4
Total asignaciones	19.245.067,11	19.311.207,42	0,3 %

Fuente: DNP*/ El Decreto 722 de 2015, establece el cierre del SGR para la vigencia 2013-2014, sin hacer distinción para cada uno de los años. */ El Decreto 722 de 2015, establece la apropiación ajustada de la vigencia 2015-2016, sin hacer distinción para cada uno de los años. A la apropiación ajustada dada por el Decreto 722 de 2015, se resta el aplazamiento de Ley, contenido en el Decreto 1540 de 2015)

Ilustración 61. Presupuesto inicial SGR según municipios (top 10), 2014 y 2015

(Millones de pesos)



Fuente: DNP. Para mayor información y detalle ir a https://www.sgr.gov.co/Distribuci%C3%B3n/ConsultadeDistribucionesSGR.aspx

4.3.3 *Zoom* regional

En cuanto a la distribución regional de presupuestos aprobados por el SGR, se evidencia que 36 % de los recursos se concentran en cinco departamentos: Meta (14 %), Casanare (7 %), Cesar (5 %), Córdoba (6 %) y Santander (5 %), que coinciden con los territorios de actividades petroleras y mineras.

De otra parte, se presentarán las regalías distribuidas y ejecutadas por los principales municipios petroleros y mineros del país y el monto de los proyectos aprobados. Esta muestra se basa en los municipios seleccionados por el CTN para el estudio de pagos subnacionales[77].

77. El Comité Tripartita Nacional seleccionó una muestra de diez (10) municipios piloto teniendo en cuenta variables como: porcentajes de producción frente a otros municipios del país, diversidad en minerales, cobertura en diferentes regiones del país. Los municipios son: Aguazul, Tauramena, Puerto Gaitán, Mocoa, Orito, Montelíbano, El Bagre, Barrancas, La Jagua de Ibirico, Barrancabermeja. El estudio completo se podrá consultar en la página web: www.eiti.upme.gov.co/eiti/

Tabla 64. Regalías distribuidas en municipios petroleros y mineros

(Millones de pesos)

Municipio	2014				2015			
	Asignaciones directas	Fondo de pensiones territorial	Fondo de compensac. regional	Total	Asignaciones directas	Fondo de pensiones territ.	Fondo de compensac. regional	Total
Aguazul	15.126	341	1.071	16.537	7.073	237	854	8.164
Bagre	1.405	560	2.280	4.245	7.094	407	0	7.501
Barrancas	5.701	500	1.563	7.764	5.454	348	1.261	7.063
Barrancabermeja	17.013	590	0	17.603	1.523	387	1.813	3.724
Jagua de Ibirico	19.448	431	1.031	20.910	20.739	298	816	21.852
Mocoa	1.470	364	1.158	2.993	821	253	918	1.991
Montelíbano	3.672	631	3.673	7.976	2.138	439	2.962	5.539
Orito	2.760	572	2.377	5.708	1.276	397	1.915	3.589
Puerto Gaitán	83.426	440	854	84.720	37.201	305	679	38.185
Tauramena	11.634	314	842	12.790	6.019	219	671	6.909
Total	**161.656**	**4.742**	**14.848**	**181.246**	**89.337**	**3.290**	**11.889**	**104.516**

Fuente: DNP

Como se observa en la tabla anterior, las regalías distribuidas en estos 10 municipios sumaron $181.246 millones en 2014, y pasaron a $104.516 millones en 2015; lo que representa una caída del 42 %.

Dichos montos representan en promedio el 3 % del total de distribuido en el país. Por otra parte, el 57 % de las regalías distribuidas en dichos municipios se concentran en Puerto Gaitán (37 %) y La Jagua de Ibirico (21 %).

Tabla 65. Regalías ejecutadas en municipios petroleros y mineros

(Millones de pesos)

Municipio	2014		2015	
	# Proyectos	Valor SGR	# Proyectos	Valor SGR
Aguazul	5	15.891	11	26.567
Bagre	2	3.604	7	4.057
Barrancas	16	15.033	10	14.197
Barrancabermeja	1	466	13	20.295
Jagua de Ibirico	10	27.684	22	57.740
Mocoa	3	1.504	5	2.308
Montelíbano	12	32.095	10	16.359
Orito	16	7.609	7	7.434
Puerto Gaitán	14	146.854	1	64.068
Tauramena	5	9.599	5	28.660
Total	**84**	**260.340**	**91**	**241.686**

Fuente: DNP

Los proyectos aumentaron un 8 %; sin embargo, los montos ejecutados se reducen 7 % pasando de $260.340 millones en 2014 a $241.686 en 2015.Un aspecto bastante interesante es que el municipio de Puerto Gaitán, aunque ejecuta el 42 % de los recursos de los municipios descritos en los años 2014 y 2015, solo lo hace sobre el 9 % del total de los proyectos.

4.3.4 Seguimiento y trazabilidad en la ejecución pública de recursos

El Gobierno nacional realiza múltiples esfuerzos y acciones orientadas a una mayor transparencia, compromiso que se materializa con la reestructuración del Departamento Administrativo de la Presidencia de la República, que otorga funciones a la Secretaría de Transparencia [78] para que realice el diseño de estrategias y políticas públicas en materia de transparencia y lucha contra la corrupción, y defina mecanismos adecuados para el fortalecimiento institucional, la participación ciudadana, el control social, la rendición de cuentas y el acceso a la información y la transparencia, entre otras.

Sumado a lo anterior, el país cuenta con mecanismos e instituciones públicas que ejercen las funciones de seguimiento, control y transparencia de los recursos públicos, tanto en materia financiera como administrativa; entre los más relevantes tenemos:

Mecanismos de seguimiento y monitoreo a la ejecución del PGN

Urna de cristal. Principal plataforma del gobierno colombiano para la participación ciudadana y la transparencia gubernamental. El objetivo de la iniciativa es transformar la relación entre los ciudadanos y el Estado colombiano, generando confianza entre las partes.
www.urnadecristal.gov.co/

Sistema Integrado de Información Financiera (SIIF). Constituye una iniciativa del Ministerio de Hacienda y Crédito Público que permite a la Nación consolidar la información financiera de las entidades que conforman el Presupuesto General de la Nación y ejercer el control de la ejecución presupuestal y financiera de las entidades pertenecientes a la administración central nacional y sus subunidades descentralizadas, con el fin de propiciar una mayor eficiencia en el uso de los recursos de la Nación y brindar información oportuna y confiable.
www.minhacienda.gov.co

78. Decreto 1649 de 2014

Mecanismos de estabilidad macroeconómica

Regla Fiscal. Teniendo en cuenta la importancia de la industria extractiva para los ingresos del Gobierno, gran parte de los proyectos sociales que generan desarrollo son financiados con estos recursos. No obstante, en momentos de recesión de esta industria, la Nación se ve obligada a implementar medidas de choque que le permitan afrontar la caída de los recaudos fiscales y la disminución de los recursos para su distribución general y a través del SGR, razón por la cual se crea la regla fiscal, como una alternativa para ahorrar en momentos de auge y definir una política fiscal que le ayude al Gobierno a afrontar la disminución de los recursos en los momentos en que haya lugar (Ley 1473 de 2014).
www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/pdfs/borra607.pdf

Entidades de control fiscal y administrativo

Contraloría General de la República. Es la entidad estatal que tiene la función de control fiscal, es decir que vigila la gestión fiscal de la administración y de los particulares o entidades que manejen fondos o bienes de la Nación. De otro lado, según lo establecido en la Ley 1530 de 2012 también tiene la función de vigilancia y control fiscal sobre el sistema general de regalías.
www.contraloriagen.gov.co / www.contraloriagen.gov.co/web/regalias

Procuraduría General de la Nación. Denominado en la Constitución Política como el Ministerio Público, tiene como funciones las de vigilar el cumplimiento de la Constitución, las leyes, las decisiones judiciales y los actos administrativos; proteger los Derechos Humanos y asegurar su efectividad; defender los intereses colectivos, en especial el ambiente; velar por el ejercicio diligente y eficiente de las funciones administrativas; ejercer vigilancia superior de la conducta oficial de quienes desempeñen funciones públicas; ejercer preferentemente el poder disciplinario y adelantar las investigaciones correspondientes, e imponer las respectivas sanciones conforme a la ley.
www.procuraduria.gov.co/

En cuanto al seguimiento específico a los recursos de regalías, se tienen:

Seguimiento y control a las regalías, DNP

Sistema de Monitoreo, Seguimiento, Control y Evaluación (SMSCE). Sistema conformado por un conjunto de actores, normas, procedimientos y actividades que tienen como finalidad velar por el uso eficiente y eficaz de los recursos del Sistema General de Regalías, de manera que se fortalezca la transparencia, la participación ciudadana y el buen gobierno. Este sistema se sustenta en los siguientes principios: i) las actividades realizadas son de naturaleza administrativa, selectiva y con énfasis en el control preventivo, ii) no es una auditoría o instancia de control fiscal, disciplinario o de investigación, acusación y juzgamiento de carácter penal, iii) no sustituye el deber de autocontrol y seguimiento que le corresponde a la entidad ejecutora a través del control interno, la supervisión y/o interventoría contractual y iv) no reemplaza la autonomía constitucional de las entidades territoriales.
https://www.sgr.gov.co/SMSCE/MonitoreoSGR.aspx

Dentro de este sistema opera el Sistema de gestión y monitoreo a la ejecución de proyectos GESPROY-SGR; herramienta tecnológica para que el ente ejecutor reporte y presente seguimiento de la ejecución de sus proyectos financiados con recursos del SGR. La información por reportar es la correspondiente a la programación, contratación y ejecución de las actividades de los proyectos.
http://drspr.sgr.gov.co/spr/SMSCE/estado/ReporteNacionalEjecucionGesproy.html

Auditorías Visibles. Es un mecanismo de participación ciudadana, donde realizan foros de las diferentes etapas de un proyecto, para que la ciudadanía pueda hacer veeduría a las inversiones públicas financiadas con recursos de regalías; estos operan como un mecanismo de control social. Allí se pueden consultar los proyectos auditados, conocer la agenda de las auditorias y sus informes.
https://www.sgr.gov.co/SMSCE/MonitoreoSGR/ControlSocial.aspx

Mapa Regalías. Es una plataforma virtual que proporciona información en detalle sobre el desarrollo de proyectos en territorio, los recursos otorgados por concepto de regalías, los niveles de producción y las actividades de fiscalización que realizan las autoridades en los proyectos, toda esta información a nivel de proyecto y sus municipios asociados.
http://maparegalias.sgr.gov.co/#/

Sistemas públicos de información

A continuación, se describen los sistemas de información y monitoreo que el Estado colombiano tiene a disposición pública para el seguimiento y control de los recursos de regalías invertidos.

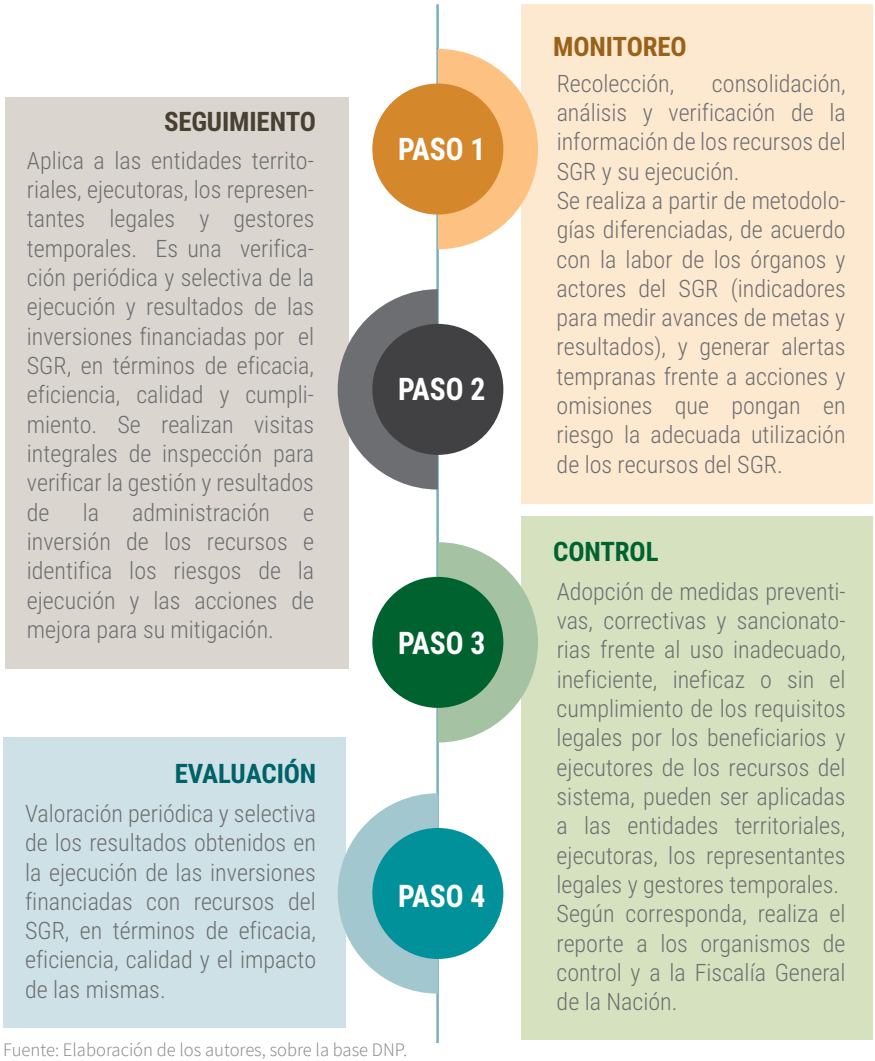
a. Sistema de Monitoreo, Seguimiento, Control y Evaluación (SMSCE)

Dentro del Sistema General de Regalías (SGR), se tiene el SMSCE, administrado por el Departamento Nacional de Planeación (DNP), de naturaleza administrativa[79], cuyo objetivo es velar por el uso eficiente y eficaz de los recursos del Sistema General de Regalías (SGR) y fortalecer la transparencia, la participación ciudadana y el buen gobierno[80]. Se compone de actores, normas, procedimientos y actividades necesarias para realizar control administrativo a los recursos del SGR[81].

En desarrollo del SMSCE el DNP realiza procesos de recolección, consolidación, verificación, análisis y retroalimentación de información a las entidades territoriales beneficiarias y ejecutoras respecto a la gestión que estas realizan a los recursos e inversiones del SGR. Así mismo, el SMSCE promueve el fortalecimiento de las capacidades locales de los territorios a través de:

- Un conjunto de sistemas de información en línea que permite la gestión de información de los proyectos aprobados (GESPROY – SGR) y manejo de cuentas (Cuentas SGR), con visualización al público en general, a través de: http://maparegalias.sgr.gov.co/#/
- Un reporte trimestral de alertas tempranas frente a los riesgos en la gestión y ejecución de los recursos del SGR.
- Medición trimestral la gestión de los proyectos de las entidades ejecutoras a través de un índice en términos de transparencia, eficacia, eficiencia y medidas de control, cuyos resultados son de conocimiento público.
- Acompañamiento permanente y asistencia técnica integral (presencial o virtual).
- Realización de visitas integrales de manera articulada con los gobiernos territoriales, con el fin de conocer *in situ* y de primera mano el estado de los proyectos y las dinámicas de la gestión pública territorial frente al SGR. Así mismo, en el marco de la labor preventiva del SMSCE, estas visitas permiten identificar oportunidades para la superación de las dificultades o alertas evidenciadas, a través de la suscripción de un plan de mejora.

Ilustración 62. Proceso de monitoreo, control y seguimiento del SMSCE



Fuente: Elaboración de los autores, sobre la base DNP.
Nota. El monitoreo se soporta de acuerdo con la labor de los órganos y actores del SGR. Son órganos y actores sujetos del SMSCE: La comisión rectora, los Órganos Colegiados de Administración y Decisión (OCAD), las secretarías técnicas de los OCAD, la secretaría técnica de la comisión rectora, el Banco de la República, el administrador del ahorro pensional territorial, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Ministerio de Minas, la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería, el Departamento Nacional de Planeación, Colciencias, entidades beneficiaras, ejecutoras, representantes legales y gestores temporales. , de manera periódica, en un sistema de información web que permite la oportuna gestión y transparencia de la información a la opinión pública cuya plataforma es: http://maparegalias.sgr.gov.co/#/

79. Constitución Política, art. 361 parágrafo tercero.
80. Ley 1530 de 2012. Por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías, que determina la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, uso eficiente y destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, precisando las condiciones de participación de sus beneficiarios.
81. Reglamentado mediante el Decreto 1082 de 2015.

- Promoción del control social y la participación ciudadana en todo el ciclo de proyectos de inversión.
- Identificación de buenas prácticas en la inversión de recursos del SGR.

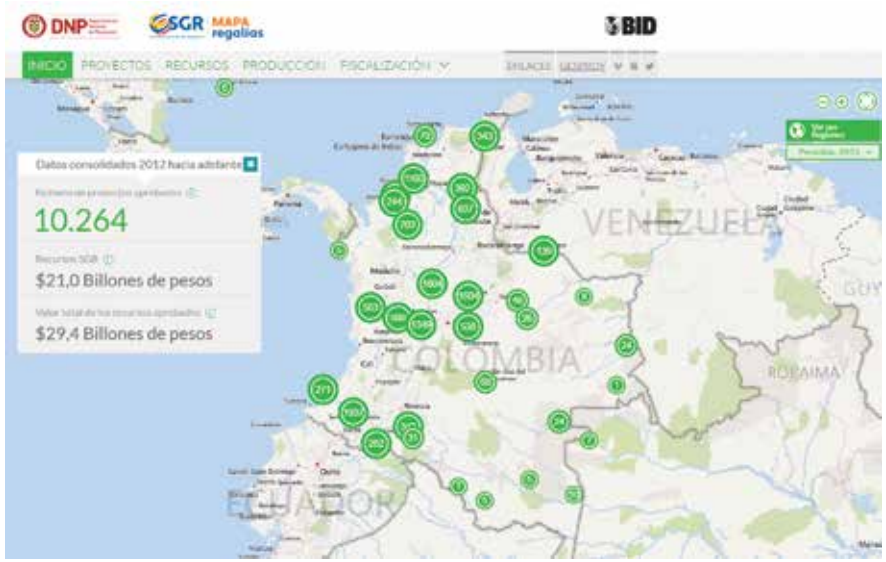
Adicionalmente, se propician espacios de control social en los que los ciudadanos organizados o individualmente vigilan la gestión y los resultados. Para ello, se propicia espacios donde el ejecutor, contratista e interventor o supervisor, informe e interactúe con la sociedad civil sobre el alcance y ejecución de un proyecto de inversión.

Por otra parte, los instrumentos y herramientas del SMSCE son aplicativos basados en la premisa de que las entidades ejecutoras son responsables de suministrar la información de forma veraz, oportuna e idónea, para el desarrollo del SMSCE y así identificar situaciones que afecten la correcta utilización de los recursos y sus inmediatas acciones de mejora.

Ilustración 63. Instrumentos y herramientas del SMSCE

Fuente: Elaboración de los autores, sobre la base DNP.

Ilustración 64. Mapa Regalías



Fuente: http://maparegalias.sgr.gov.co/#/proyectos

Es importante resaltar que los aplicativos del SGR están en línea, lo cual permite el acceso y registro permanente de información por parte de los ejecutores, se puede acceder a ellos en: www.sgr.gov.co[82].

b. Mapa regalías

El portal Mapa regalías es un canal de información virtual del DNP donde se pueden consultar el estado de los recursos y proyectos a nivel regional tanto de minería como de hidrocarburos.

Si se realiza la búsqueda por departamento y municipio de interés, se pueden conocer puntualmente sus indicadores de producción, las actividades de fiscalización, el presupuesto de regalías, el monto de las inversiones aprobadas y la información básica de todos los proyectos aprobados por el SGR.

En la actualidad, esta plataforma junto con el SMSCE se consolida como una de las principales herramientas de transparencia y buen gobierno al alcance de cualquier ciudadano en materia de trazabilidad de actividades y recursos asociados a la industria extractiva.

82. Adicionalmente, se puede descargar la base completa de proyectos por entidad territorial en: https://www.sgr.gov.co/SMSCE/MonitoreoSGR/AvancesOCAD.aspx y el reporte de inversiones por sectores en: https://www.sgr.gov.co/SMSCE/MonitoreoSGR/Reportesdeavances.aspx

5.

Pagos e ingresos nacionales, reportados y cotejados

El presente aparte expone los resultados del proceso de recopilación y cotejo de los pagos realizados por la Industria Extractiva para los años fiscales 2014 y 2015, recolectados y cotejados a través del Administrador Independiente-EY.

5.1. Flujos e ingresos nacionales, reportados y cotejados

A continuación, se presentan los rubros considerados en el informe. La información detallada de cada rubro se puede ver anexo en www.eiti.upme.gov.co

5.2. Metodología del cotejo

Para el Informe EITI Colombia 2014/2015, se acordó una metodología para la preparación y ejecución de la etapa de cotejo, basado en las lecciones aprendidas y las recomendaciones compartidas en el informe EITI Colombia 2013. Las novedades claves fueron:

- Considerar varios ciclos de recopilación y cotejo
- Considerar espacios para el cotejo en reuniones presenciales con cada una de las empresas participantes
- Uso de una herramienta de software para el reporte de información.

5.2.1 Premisas metodológicas

La metodología para 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.

Tabla: Rubros incluidos en el proceso de recolección de Información

Rubros	Rubros	Rubros
Impuesto de renta	DIAN	Hidrocarburos/Minería
Impuesto sobre la renta para la equidad (CREE)	DIAN	Hidrocarburos/Minería
Impuesto al patrimonio	DIAN	Hidrocarburos/Minería
Impuestos a la riqueza	DIAN	Hidrocarburos/Minería
Impuesto al oro, plata y platino (OPP)	MHCP	Minería
Regalías pagadas en dinero	ANH/ANM	Hidrocarburos/Minería
Comercialización de regalías en especie	ANH	Hidrocarburos
Derechos económicos	ANH	Hidrocarburos
Dividendos Ecopetrol S.A.	MHCP	Hidrocarburos
Programas en beneficio de las comunidades (PBC)	No cotejable	Hidrocarburos
Compensaciones económicas	ANM	Minería
Canon superficiario [83]	ANM	Minería
Pagos e inversiones sociales	No cotejable	Minería
Impuesto de Industria y Comercio (ICA) (información voluntaria)	No cotejable	Hidrocarburos/ Minería
Impuesto predial (información voluntaria)	No cotejable	Hidrocarburos/ Minería
Contribución por valorización (información voluntaria)	No cotejable	Hidrocarburos/Minería
Impuesto de registro (información voluntaria)	No cotejable	Hidrocarburos/Minería
Impuesto de alumbrado público (información voluntaria)	No cotejable	Hidrocarburos/Minería
Pagos sociales voluntarios (información voluntaria)	No cotejable	Hidrocarburos/Minería
Empleo directo (información voluntaria)	No cotejable	Hidrocarburos/ Minería
Empleo indirecto (información voluntaria)	No cotejable	Hidrocarburos/Minería

83. La información de pagos por concepto de canon superficiario corresponde a la ejecución de actividades en etapa de exploración, de conformidad con la legislación minera vigente.

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 realizará actividades de indagación enfocadas en identificar la causa raíz de las diferencias y para analizar la correcta aplicación d e las premisas establecidas para el reporte de datos de cada rubro.

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 y entidades del gobierno.

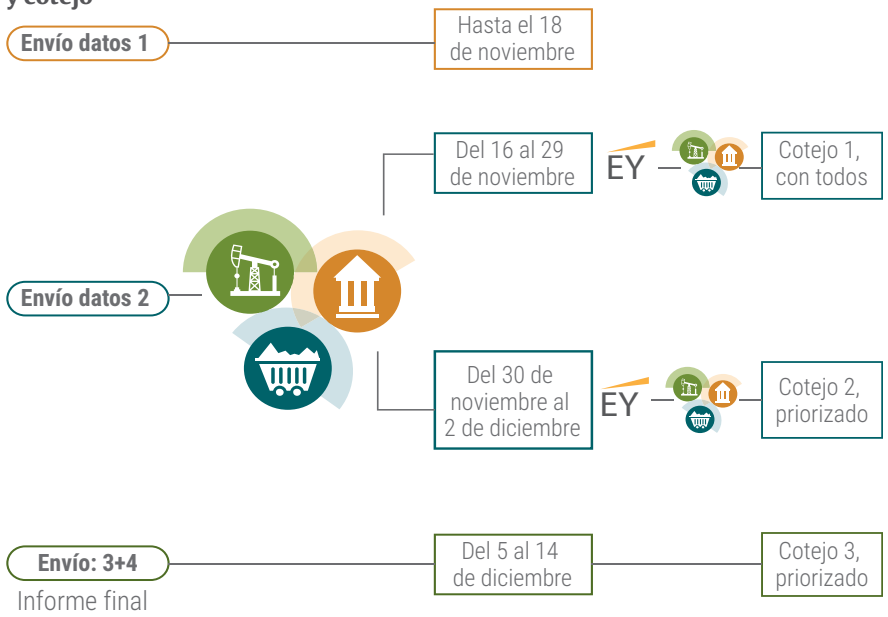
5. Las empresas entregan los datos, a través de una carta de representación. Solamente los datos entregados por cada empresa serán objeto del trabajo. EY no tiene como tarea auditar esta información, confirmar su veracidad, ni interpretarla.

6. Cada empresa adherida a la iniciativa firma una carta, autorizando a EY para poder recopilar información tributaria (declaraciones de impuestos) de la DIAN.

5.2.2 Pasos de la metodología

La recopilación y cotejo de los datos relacionados con el Informe EITI Colombia 2014/2015, tuvo en cuenta las siguientes consideraciones. La etapa de cotejo se realiza a través de ciclos de recopilación de datos y de comparación y cotejo de los datos recopilados:

Ilustración 65. Metodología y fechas previstas para el proceso de recopilación y cotejo



La metodología de trabajo fue acordada previamente con la Secretaría Técnica y el Comité Tripartita Nacional, explicada a las empresas y entidades del Gobierno durante las reuniones de capacitación y otras actividades del proceso, entre éstas, la reunión de lanzamiento de la iniciativa. El diseño y la ejecución de la metodología se resumen en los siguientes pasos:

1. El Administrador Independiente prepara y configura una herramienta de software para la captura de información de todos los participantes.

2. La configuración de esta herramienta de software corresponde y refleja las definiciones funcionales de la iniciativa EITI Colombia en cuanto a: Rubros, entidades participantes, metodología de recopilación y mecanismos de aseguramiento de calidad de información.

3. Desarrollo de una prueba piloto con la empresa Ecopetrol para confirmar el adecuado funcionamiento de la herramienta de software, el 2 y 4 de noviembre de 2016.

4. El Administrador Independiente presenta y explica el funcionamiento de la herramienta de software en las capacitaciones acordadas:

    - Entidades del Gobierno Nacional: Capacitaciones realizadas con cada entidad, entre el 8 y 15 de noviembre de 2016,
    - Empresas del sector de hidrocarburos: Capacitación realizada en la Asociación Colombiana de Petróleo (ACP) el 11 de noviembre de 2016,
    - Empresas del sector de minería: Capacitación realizada en la Asociación Colombiana de Minería (ACM) el 10 de noviembre de 2016.

5. Las empresas y Entidades del Gobierno adheridas a la iniciativa EITI obtuvieron un usuario único para acceder a la herramienta de software y a los formularios web definidos para la captura de información de cada entidad legal y para cada una de las dos vigencias.

6. Las empresas envían los formularios diligenciados por medio de la herramienta de software dispuesta en la url: http://eiti.azurewebsites.net/.

7. Se realiza un análisis de los datos reportados para validar, 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, informe EITI Colombia 2013, etc.).

8. Con los datos recibidos, se construye una base de datos para facilitar el proceso de cotejo.

9. Se realiza el proceso de cotejo, así:

- Se generan los reportes de información correspondientes al cargue de datos. Este reporte se envía a las empresas y a las Entidades del Gobierno.
- A través de estos reportes, se identifican las diferencias.
- En un primer ciclo de cotejo, el Administrador Independiente revisa las diferencias presentadas de manera presencial y/o mediante teleconferencias con cada uno de los actores participantes utilizando los reportes de información.
- Para los siguientes ciclos del cotejo las 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 analizan las posibles causas de las diferencias y se solicita documentación adicional de soporte a las empresas según se considere necesario.
- En el caso en que los datos remitidos inicialmente no cumplan con las premisas establecidas (caja o causación/declaración, unidades de medición, período 2014, período 2015 entre otros) se solicita a la empresa o entidad ajustar los datos y repetir el envío en la herramienta de software.
- Después de que las empresas o entidades realizan los siguientes envíos de datos con la información ajustada y definitiva, se deshabilita el cargue de información en la herramienta de software y ningún dato puede ser modificado.

Con la versión final de la base de datos se prepara la presentación de resultados para el Grupo de Apoyo Técnico (GAT), Comité Tripartita Nacional (CTN) y el presente informe.

Comparación con el informe anterior

Tabla 66. Comparación resultados reportados por entidades del Gobierno 2013, 2014 y 2015

*cifras en millones de pesos

Rubro	Resultados 2013	Resultados 2014	Resultados 2015
Hidrocarburos			
Impuesto de renta	$ 7.011.310	$ 4.746.423	$ 1.027.478
Impuesto sobre la Renta para la Equidad CREE	$ 2.574.171	$ 1.772.004	$ 646.234
Impuesto al patrimonio	$ 607.828	$ 611.928	-
Impuesto a la riqueza	-	-	$ 612.096
Regalías pagadas en dinero	$ 7.554.328	$ 665.137	$ 836.293
Comercialización de regalías en especie		$ 7.109.401	$ 4.333.766
Derechos económicos	$ 569.846	$ 731.773	$ 263.739
Dividendos Ecopetrol	$ 13.193.557	$ 10.769.896	$ 4.149.000
Total Hidrocarburos	$ 31.511.040	$ 26.406.562	$ 11.868.606
Petróleo WTI Precio Promedio / Barril	USD 98	USD 93	USD 49
Minería			
Impuesto de renta	445.688	260.626	332.479
Impuesto sobre la Renta para la Equidad CREE	200.333	110.628	187.843
Impuesto al patrimonio	127.636	127.636	-
Impuesto a la riqueza	-	-	114.837
Impuesto al Oro, Plata y Platino –OPP	8.836	8.026	9.645
Regalías pagadas en dinero	1.126.219	1.173.154	1.257.695
Compensaciones económicas	245.195	181.658	228.159
Canon superficiario	8.101	3.194	3.186
Total Minería	2.162.008	1.864.922	2.133.844
Precio promedio de carbón / Tonelada	USD 50	USD 75,15	USD 61,6
Precio promedio de níquel / Tonelada	USD 15.015	USD 16.893,38	USD 11.863
Total empresas hidrocarburos y minería	$ 33.673.048	$ 28.271.484	$ 14.002.450

5.3 Resultados del cotejo de cifras

Los resultados del cotejo de cifras se presentan por cada rubro definido en el alcance del Informe EITI 2014-2015, relacionando las cifras reportadas por las empresas adheridas a la iniciativa y las entidades del Gobierno, y los resultados finales de su cotejo [86].

Tabla 67. Resultados generales por rubro 2014

(* Millones de pesos)

Rubros	Empresa	Gobierno	Diferencia	%
Hidrocarburos				
Impuesto de Renta	$ 4.746.423	$ 4.746.423	$ -	-
Impuesto sobre la Renta para la Equidad (CREE)	$ 1.772.004	$ 1.772.004	-	-
Impuesto al Patrimonio	$ 615.679	$ 611.928$	$ (3.751)	(0,6) %
Regalías pagadas en dinero	$ 749.941	$ 665.137	$ (84.804)	(12,7) %
Comercialización de regalías en especie	$ 7.109.401	$ 7.109.401	-	-
Derechos Económicos	$ 732.135	$ 731.773	$ (362)	(0,0) %
Dividendos Ecopetrol S.A.	$ 10.769.896	$ 10.769.896	-	-
Total Hidrocarburos	$ 26.495.479	$ 26.406.562	$ (88.917)	(0,3) %
Minería				
Impuesto de Renta	$ 260.626	$ 260.626	-	-
Impuesto sobre la Renta para la Equidad CREE	$ 110.628	$ 110.628	-	-
Impuesto al Patrimonio	$ 127.636	$ 127.636	-	-
Impuesto al oro, plata y platino (OPP)	$ 8.026	$ 8.026	-	-
Regalías pagadas en dinero	$ 1.173.066	$ 1.173.154	$ 88	0,0 %
Compensaciones Económicas	$ 181.638	$ 181.658	$ 20	0,0 %
Canon Superficiario	$ 3.331	$ 3.194	$ (137)	(4,3) %
Total Minería	$ 1.864.951	$ 1.864.922	$ (29)	(0,0) %
Total Empresas Hidrocarburos y Minería	$ 28.360.430	$ 28.271.484	$ (88.946)	(0,3) %
Rubros	**Empresa***	**Gobierno***	**Diferencia***	**%**
Hidrocarburos				
Total de barriles liquidados por concepto de regalías – en KBPDC = Kilo Barriles Por Día Calendario	119,84	119,66	(0,18)	(0,1) %

86. Las cifras indicadas a continuación 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 alto que el reportado por las entidades del Gobierno.Para efectos de presentación de las cifras y para compensar diferencias por redondeo en decimales, las cifras fueron aproximadas a unidades de millón de pesos.

Tabla 68. Resultados generales por rubro 2015

(* Millones de pesos)

Rubros	Empresa	Gobierno	Diferencia	%
Hidrocarburos				
Impuesto de Renta	$ 1.027.478	$ 1.027.478	$ -	-
Impuesto sobre la Renta para la Equidad (CREE)	$ 646.234	$ 646.234	-	-
Impuesto a la Riqueza	$ 612.096	$ 612.096	-	-
Regalías pagadas en dinero	$ 835.125	$ 836.293	$ 1.168	0,1 %
Comercialización de regalías en especie	$ 4.333.766	$ 4.333.766	-	-
Derechos Económicos	$ 266.691	$ 263.739	$ (2.952)	(1,1) %
Dividendos Ecopetrol S.A.	$ 4.149.000	$ 4.149.000	-	-
Total Hidrocarburos	$ 11.870.390	$ 11.868.606	$ (1.784)	(0,0) %
Minería				
Impuesto de Renta	$ 332.479	$ 332.479	-	-
Impuesto sobre la Renta para la Equidad (CREE)	$ 187.843	$ 187.843	-	-
Impuesto al Patrimonio	$ 114.837	$ 114.837	-	-
Impuesto al oro, plata y platino (OPP)	$ 9.645	$ 9.645	-	-
Regalías pagadas en dinero	$ 1.254.670	$ 1.257.695	$ 3.025	0,2 %
Compensaciones Económicas	$ 227.477	$ 228.159	$ 682	0,3 %
Canon Superficiario	$ 3.260	$ 3.186	$ (74)	(2,3) %
Total Minería	$ 2.130.211	$ 2.133.844	$ 3.633	0,2 %
Total Empresas Hidrocarburos y Minería	$ 14.000.601	$ 14.002.450	$ 1.849	0,0 %

Rubros	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Hidrocarburos				
Total de barriles liquidados por concepto de regalías – en KBPDC = Kilo Barriles Por Día Calendario	117,29	120,95	3,66	3,0 %

Tabla 69. Rubros reportados no cotejables 2014

(* Millones de pesos)

Rubros	Empresa*
Programas en beneficio de la comunidad (PBC)	$ 57.184
Pagos Sociales Normados	$ 10.613
Pagos Sociales Voluntarios	$ 369.506
Impuesto de Industria y Comercio (ICA)	$ 212.148
Impuesto Predial	$ 35.937
Contribución por Valorización	$ 96
Impuesto de Registro	$ 134
Impuesto de Alumbrado Público	$ 32.754

Tabla 70. Rubros reportados no cotejables 2015

(* Millones de pesos)

Rubros	Empresa*
Programas en beneficio de la comunidad (PBC)	$ 36.039
Pagos Sociales Normados	$ 10.563
Pagos Sociales Voluntarios	$ 116.567
Impuesto de Industria y Comercio (ICA)	$ 177.257
Impuesto Predial	$ 36.709
Contribución por Valorización	$ 224
Impuesto de Registro	$ 12.012
Impuesto de Alumbrado Público	$ 32.415

A continuación se explican los resultados finales del cotejo para cada rubro definido en el alcance del Informe EITI 2014/2015, relacionando las cifras reportadas por las empresas adheridas a la iniciativa y las entidades del Gobierno y los resultados finales de su cotejo.

5.3.1 Hidrocarburos

5.3.1.1 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 de hidrocarburos.

Tabla 71. Resultado del cotejo: Impuesto de renta – 2014

(* Millones de pesos))

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Canacol	$ 7.131	$ 7.131	-	-
Cepsa Colombia	$ 45.067	$ 45.067	-	-
Chevron	$71.742	$ 71.742	-	-
Ecopetrol	$ 3.580.436	$ 3.580.436	-	-
Equion Energía Limited	$ 128.608	$ 128.608	-	-
Gran Tierra	$ 117.640	$ 117.640	-	-
Hocol	$ 68.986	$ 68.986	-	-
Mansarovar	$ 111.317	$ 111.317	-	-
Occidental	$ 310.218	$ 310.218	-	-
Pacific	$ 251.052	$ 251.052	-	-
Parex	$ 14.724	$ 14.724	-	-
Perenco	$ 39.502	$ 39.502	-	-
Total	$ 4.746.423	$ 4.746.423	-	-

Tabla 72. Resultado del cotejo: Impuesto de renta – 2015

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Canacol	$ 15.442	$ 15.442	-	-
Cepsa Colombia	$ 0	$ 0	-	-
Chevron	$ 79.840	$ 79.840	-	-
Ecopetrol	$ 558.855	$ 558.855	-	-
Equion Energía Limited	$ 40.745	$ 40.745	-	-
Gran Tierra	$ 45.305	$ 45.305	-	-
Hocol	$ 27.429	$ 27.429	-	-
Mansarovar	$ 11.134	$ 11.134	-	-
Occidental	$ 167.900	$167.900	-	-
Pacific	$ 61.425	$ 61.425	-	-
Parex	$ 3.095	$ 3.095	-	-
Perenco	$ 16.308	$ 16.308	-	-
Total	$ 1.027.478	$ 1.027.478	-	-

5.3.1.2 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 cotejada para las empresas adheridas del sector de hidrocarburos.

Tabla 73. Resultado del cotejo: Impuesto CREE – 2014

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Canacol	$ 3.280	$ 3.280	-	-
Cepsa Colombia	$15.243	$15.243	-	-
Chevron	$25.687	$25.687	-	-
Ecopetrol	$1.341.510	$1.341.510	-	-
Equion Energía Limited	$48.477	$48.477	-	-
Gran Tierra	$42.351	$42.351	-	-
Hocol	$24.818	$24.818	-	-
Mansarovar	$40.690	$40.690	-	-
Occidental	$112.151	$112.151	-	-
Pacific	$98.196	$98.196	-	-
Parex	$5.301	$5.301	-	-
Perenco	$14.300	$14.300	-	-
Total	$ 1.772.004	$ 1.772.004	-	-

Tabla 74. Resultado del cotejo Impuesto CREE – 2015

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Canacol	$ 8.528	$ 8.528	-	-
Cepsa Colombia	$0	$0	-	-
Chevron	$44.675	$44.675	-	-
Ecopetrol	$380.879	$380.879	-	-
Equion Energía Limited	$25.531	$25.531	-	-
Gran Tierra	$25.364	$25.364	-	-
Hocol	$15.518	$15.518	-	-
Mansarovar	$6.528	$6.528	-	-
Occidental	$94.455	$94.455	-	-
Pacific	$34.318	$34.318	-	-
Parex	$1.693	$1.693	-	-
Perenco	$8.745	$8.745	-	-
Total	$ 646.234	$ 646.234	-	-

5.3.1.3 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 de hidrocarburos.

Tabla 75. Resultado del cotejo Impuesto al patrimonio – 2014

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Canacol	$ 566	$ 566	-	-
Cepsa Colombia	$ 16.958	$ 16.958	-	-
Chevron	$ 626	$ 626	-	-
Ecopetrol	$ 476.494	$ 476.494	-	-
Equion Energía Limited	$ 8.395	$ 8.395	-	-
Gran Tierra	$ 6.298	$ 4.727	$ (1.571)	(33,2) %
Hocol	$ 14.600	$ 14.600	-	-
Mansarovar	$ 14.560	$ 14.560	-	-
Occidental	$ 14.342	$ 14.342	-	-
Pacific	$ 56.478	$ 54.298	$ (2.180)	(4,0) %
Parex	$ 1.194	$ 1.194	-	-
Perenco	$ 5.168	$ 5.168	-	-
Total	$ 615.679	$ 611.928	$ (3.751)	(0,6) %

5.3.1.4 Impuesto a la riqueza

En la siguiente tabla se presenta la información correspondiente al rubro de impuesto a la riqueza cotejado para las empresas adheridas del sector de hidrocarburos

Tabla 76. Resultado del cotejo: Impuesto a la riqueza – 2015

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Canacol	$ 1.698	$ 1.698	-	-
Cepsa Colombia	$ 0	$ 0	-	-
Chevron	$ 1.320	$ 1.320	-	-
Ecopetrol	$ 417.115	$ 417.115	-	-
Equion Energía Limited	$ 14.740	$ 14.740	-	-
Gran Tierra	$ 9.017	$ 9.017	-	-
Hocol	$ 18.499	$ 18.499	-	-
Mansarovar	$ 17.948	$ 17.948	-	-
Occidental	$ 22.877	$ 22.877	-	-
Pacific	$ 95.874	$ 95.874	-	-
Parex	$ 5.142	$ 5.142	-	-
Perenco	$ 7.866	$ 7.866	-	-
Total	$ 612.096	$ 612.096	-	-

5.3.1.5 Regalías pagadas en dinero

En la siguiente tabla se presenta la información correspondiente al pago de regalías, cotejada para las empresas adheridas del sector de hidrocarburos.

Tabla 77. Resultado del cotejo: Regalías pagadas en dinero – 2014

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Canacol	$ 4.434	$ 4.102	$ (332)	(8,1) %
Cepsa Colombia	$ 16.009	$ 16.009	-	-
Chevron	$ 164.614	$ 164.352	$ (262)	(0,2) %
Ecopetrol	$ 452.951	$ 368.960	$ (83.991)	(22,8) %
Equion Energía Limited	$ 66.101	$ 66.101	-	-
Gran Tierra	$ 555	$ 582	$ 27	4,6 %
Hocol	$ 210	$ 222	$ 12	5,4 %
Mansarovar	-	-	-	-
Occidental	$ 286	$ 286	-	-
Pacific	$ 40.435	$ 40.156	$ (279)	(0,7) %
Parex	$ 3.885	$ 3.791	$ (94)	(2,5) %
Perenco	$ 461	$ 576	$115	20,0 %
Total	$ 749.941	$ 665.137	$ (84.804)	(12,7) %

* Para los meses de abril, mayo y julio de 2014, los datos reportados incluyen pagos efectuados por la compañía Santiago Oil Company, propiedad del Grupo Equion.

Tabla 78. Resultado del cotejo: Regalías pagadas en dinero – 2015

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Canacol	$ 13.482	$ 11.417	$ (2.065)	(18,1) %
Cepsa Colombia	$11.533	$11.533	-	-
Chevron	$187.005	$187.007	$2	0,0 %
Ecopetrol	$462.017	$461.943	$(74)	(0,0) %
Equion Energía Limited	$73.603	$73.603	-	-
Gran Tierra	$1.391	$1.421	$30	2,1 %
Hocol	$445	$445	-	0,0 %
Mansarovar	$148	$148	-	0,0 %
Occidental	$1.569	$1.569	-	0,0 %
Pacific	$71.010	$70.649	$(361)	(0,5) %
Parex	$11.474	$15.110	$3.636	24,1 %
Perenco	$1.448	$1.448	-	-
Total	$ 835.125	$836.293	$ 1.168	0,1 %

5.3.1.6 Regalías entregadas en especie

En la siguiente tabla se presenta la información correspondiente al rubro de regalías que fueron pagadas en especie y entregadas al comercializadores (Ecopetrol), cotejada para las empresas adheridas del sector petróleo y gas.

Tabla 79. Resultado del cotejo: Regalías pagadas en especie – 2014

Grupo	Empresa (KBPDC)	Gobierno (KBPDC)	Diferencia (KBPDC)	%
Canacol	0,50	0,49	(0,01)	(2,0) %
Cepsa Colombia	1,95	1,91	(0,04)	(2,1) %
Chevron	-	-	-	-
Ecopetrol	43,55	43,23	(0,32)	(0,7) %
Equion Energía Limited	8,02	7,97	(0,05)	(0,6) %
Gran Tierra	2,18	2,15	(0,03)	(1,4) %
Hocol	2,05	1,67	(0,38)	(22,8) %
Mansarovar	3,19	3,19	-	-
Occidental	7,38	7,38	-	-
Pacific	45,38	45,40	0,02	0,0 %
Parex	1,10	1,66	0,56	33,7 %
Perenco	4,54	4,61	0,07	1,5 %
Total	119,84	119,66	0,18	(0,2) %

Tabla 80. Resultado del cotejo: Regalías pagadas en especie – 2015

Grupo	Empresa (KBPDC)	Gobierno (KBPDC)	Diferencia (KBPDC)	%
Canacol	0,25	0,33	0,08	24,24 %
Cepsa Colombia	1,55	1,84	0,29	15,8 %
Chevron	-	-	-	-
Ecopetrol	46,98	47,18	0,20	0,4 %
Equion Energía Limited	9,34	9,30	(0,04)	(0,4) %
Gran Tierra	1,90	1,90	0,00	0,0 %
Hocol	2,06	2,01	(0,05)	(2,5) %
Mansarovar	3,19	3,47	0,28	8,1 %
Occidental	7,49	7,49	0,00	0,0 %
Pacific	40,08	42,64	2,56	6,0 %
Parex	0,55	0,91	0,36	39,6 %
Perenco	3,90	3,88	(0,02)	(0,5) %
Total	117,29	120,95	(3,66)	3,0 %

5.3.1.7 Comercialización de Regalías

En la siguiente tabla se presenta la información correspondiente al rubro de comercialización de regalías, cotejado para Ecopetrol S.A. y la ANH.

Tabla 81. Resultado del cotejo: Comercialización de Regalías, (total barriles liquidados al comercializador) 2014

Grupo	Empresa (KBPDC)	Gobierno (KBPDC)	Diferencia (KBPDC)	%
Ecopetrol S.A.	123,80	123,65	(0,15)	(0,1) %
Total	123,80	123,65	(0,15)	(0,1) %

Tabla 82. Resultado del cotejo: Comercialización de Regalías, (pagos realizados a la ANH por comercialización de crudo) 2014

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Ecopetrol S.A.	$ 7.109.401	$ 7.109.401	-	-
Total	$ 7.109.401	$ 7.109.401	-	-

Tabla 83. Resultado del cotejo Comercialización de Regalías, (total barriles liquidados al comercializador) 2015

(Pagos realizados a la ANH por compra de crudo) - (* Millones de pesos)

Grupo	Empresa (KBPDC)	Gobierno (KBPDC)	Diferencia (KBPDC)	%
Ecopetrol S.A.	123,48	128,92	5,44	4,2 %
Total	123,48	128,92	5,44	4,2 %

Tabla 84. Resultado del cotejo Comercialización de Regalías, (pagos realizados a la ANH por comercialización de crudo) 2015

(Pagos realizados a la ANH por compra de crudo) - (* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Ecopetrol S.A.	$ 4.333.766	$ 4.333.766	-	-
Total	$ 4.333.766	$ 4.333.766	-	-

5.3.1.8 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 85. Resultado del cotejo: Derechos económicos – 2014

(Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Canacol	$ 1.067	$ 1.067	-	0,0 %
Cepsa Colombia	$ 1.926	$ 1.513	$ (413)	(27,3) %
Chevron	-	-	-	-
Ecopetrol	$ 238.312	$ 238.196	$ (116)	0,0 %
Equion Energía Limited	-	-	-	-
Gran Tierra	$ 162.286	$ 162.218	$ (68)	0,0 %
Hocol	$ 163.993	$ 163.999	$ 6	0,0 %
Mansarovar	-	-	-	-
Occidental	-	-	-	-
Pacific	$ 88.608	$ 88.359	$ (249)	(0,3) %
Parex	$ 75.833	$ 76.246	$ 413	0,5 %
Perenco	$ 110	$ 175	$ 65	37,1 %
Total	$ 732.135	$ 731.773	$ (362)	0,0 %

Tabla 86. Resultado del cotejo: Derechos económicos – 2015

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Canacol	$ 8.847	$ 8.847	-	-
Cepsa Colombia	$ 1.392	$ 1.392	-	-
Chevron	-	-	-	-
Ecopetrol	$ 103.454	$ 100.859	$ (2.595)	(2,6) %
Equion Energía Limited	-	-	-	-
Gran Tierra	$ 62.112	$ 62.112	-	-
Hocol	$ 48.742	$ 48.745	$ 3	0,0 %
Mansarovar	-	-	-	-
Occidental	-	-	-	-
Pacific	$ 27.904	$ 27.882	$ (22)	(0,1) %
Parex	$ 14.050	$ 13.692	$ (358)	(2,6) %
Perenco	$ 190	$ 210	$ 20	9,4 %
Total	$ 266.691	$ 263.739	$ (2.952)	(1,1) %

Tabla 87. Resultado del cotejo: Dividendos Ecopetrol S.A. – 2014

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Ecopetrol S.A.	$ 10.769.896	$ 10.769.896	-	-
Total	$ 10.769.896	$ 10.769.896	-	-

Tabla 88. Resultado del cotejo: Dividendos Ecopetrol S.A. – 2015

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Ecopetrol S.A.	$ 4.149.000	$ 4.149.000	-	-
Total	$ 4.149.000	$ 4.149.000	-	-

5.3.2 Minería

5.3.2.1 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 89. Resultado del Cotejo: Impuesto de renta – 2014

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Cerrejón	$ 165.171	$ 165.171	-	-
Cerro Matoso S.A.	$ 33.542	$ 33.542	-	-
Drummond	$ 20.501	$ 20.501	-	-
Grupo Prodeco (Glencore)	$ 21.169	$ 21.169	-	-
Paz del Rio	$ 0	$ 0	-	-
Mineros	$ 20.243	$ 20.243	-	-
Total	$ 260.626	$ 260.626	-	-

Tabla 90. Resultado del Cotejo: Impuesto de renta – 2015

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Cerrejón	$ 251.073	$ 251.073	-	-
Cerro Matoso S.A.	$ 0	$ 0	-	-
Drummond	$ 19.124	$ 19.124	-	-
Grupo Prodeco (Glencore)	$ 48.179	$ 48.179	-	-
Paz del Rio	$ 0	$ 0	-	-
Mineros	$ 14.103	$ 14.103	-	-
Total	$ 332.479	$ 332.479	-	-

5.3.2.2 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 cotejada para las empresas adheridas del sector minero.

Tabla 91. Resultado del Cotejo: CREE – 2014

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Cerrejón	$ 73.374	$ 73.374	-	-
Cerro Matoso S.A.	$ 12.994	$ 12.994	-	-
Drummond	$ 7.980	$ 7.980	-	-
Grupo Prodeco (Glencore)	$ 9.062	$ 9.062	-	-
Paz del Rio	-	-	-	-
Mineros	$ 7.218	$ 7.218	-	-
Total	$ 110.628	$ 110.628	-	-

Tabla 92. Resultado del Cotejo: CREE – 2015

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Cerrejón	$ 144.589	$ 144.589	-	-
Cerro Matoso S.A.	-	-	-	-
Drummond	$14.652	$14.652	-	-
Grupo Prodeco (Glencore)	$20.331	$20.331	-	-
Paz del Rio	-	-	-	-
Mineros	$8.271	$8.271	-	-
Total	$ 187.843	$ 187.843	-	-

5.3.2.3 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 93. Resultado del Cotejo Impuesto al patrimonio – 2014

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Cerrejón	$ 45.012	$ 45.012	-	-
Cerro Matoso S.A.	$ 20.107	$ 20.107	-	-
Drummond	$ 46.729	$ 46.729	-	-
Grupo Prodeco (Glencore)	$ 9.768	$ 9.768	-	-
Paz del Rio	$ 1.450	$ 1.450	-	-
Mineros	$ 4.570	$ 4.570	-	-
Total	$ 127.636	$ 127.636	-	-

5.3.2.4 Impuesto a la riqueza

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

Tabla 94. Resultado del Cotejo Impuesto a la riqueza – 2015

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Cerrejón	$ 45.089	$ 45.089	-	-
Cerro Matoso S.A.	$ 15.240	$ 15.240	-	-
Drummond	$ 44.812	$ 44.812	-	-
Grupo Prodeco (Glencore)	$ 3.963	$ 3.963	-	-
Paz del Rio	$ 687	$ 687	-	-
Mineros	$ 5.046	$ 5.046	-	-
Total	$ 114.837	$ 114.837	-	-

5.3.2.5 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 95. Resultado del Cotejo: Impuesto al oro, plata y platino – 2014

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Mineros	$ 8.026	$ 8.026	-	-
Total	$ 8.026	$ 8.026	-	-

Tabla 96. Resultado del Cotejo: Impuesto al oro, plata y platino – 2015

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Mineros	$ 9.645	$ 9.645	-	-
Total	$ 9.645	$ 9.645	-	-

5.3.2.6 Regalías

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

Tabla 97. Resultado del Cotejo: Regalías – 2014

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Cerrejón	$ 426.798	$ 426.905	$ 107	0,0 %
Cerro Matoso S.A.	4 90.218	$ 90.218	-	-
Drummond	$ 327.945	$ 327.945	-	-
Grupo Prodeco (Glencore)	$ 325.212	$ 325.193	$(19)	(0,0) %
Paz del Rio	$ 738	$ 738	-	-
Mineros	$ 2.155	$ 2.155	-	-
Total	$ 1.173.066	$ 1.173.154	$ 88	0,0 %

Tabla 98. Resultado del Cotejo: Regalías – 2015

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Cerrejón	$ 431.939	$ 434.964	$ 3.025	0,7 %
Cerro Matoso S.A.	$ 76.845	$ 76.845	-	-
Drummond	$ 450.044	$ 450.044	-	-
Grupo Prodeco (Glencore)	$ 292.745	$ 292.745	-	-
Paz del Rio	$ 1.170	$ 1.170	-	-
Mineros	$ 1.927	$ 1.927	-	-
Total	$ 1.254.670	$ 1.257.695	$ 3.025	0,2 %

5.3.2.7 Compensaciones económicas

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

Tabla 99. Resultado del Cotejo: Compensaciones económicas – 2014

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Cerrejón	$ 22.902	$ 22.902	-	-
Cerro Matoso S.A.	$ 7.518	$ 7.518	-	-
Drummond	$ 130.436	$ 130.436	-	-
Grupo Prodeco (Glencore)	$ 20.242	$ 20.262	$ 20	0,1 %
Paz del Rio	$ 540	$ 540	-	-
Mineros	-	-	-	-
Total	$ 181.638	$ 181.658	$ 20	0,0 %

Tabla 100. Resultado del Cotejo: Compensaciones económicas – 2015

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Cerrejón	$ 23.252	$ 22.996	$ (256)	(1,1) %
Cerro Matoso S.A.	$ 6.404	$ 6.404	-	-
Drummond	$ 180.605	$ 180.605	-	-
Grupo Prodeco (Glencore)	$ 16.275	$ 17.213	$ 938	5,4 %
Paz del Rio	$ 941	$ 941	-	-
Mineros	-	-	-	-
Total	$ 227.477	$ 228.159	$ 682	0,3 %

5.3.2.8 Canon Superficiario

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

Tabla 101. Resultado del Cotejo: Canon Superficiario – 2014

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Cerrejón	-	-	-	-
Cerro Matoso S.A.	**$ 805**	**$ 805**	-	-
Drummond	-	-	-	-
Grupo Prodeco (Glencore)	-	-	-	-
Paz del Rio	**$ 1.765**	**$ 1.765**	-	-
Mineros	**$ 761**	**$ 624**	**$ (137)**	**(22,0) %**
Total	**$ 3.331**	**$ 3.194**	**$ (137)**	**(4,3) %**

Tabla 102. Resultado del Cotejo: Canon Superficiario – 2015

(* Millones de pesos)

Grupo	Empresa*	Gobierno*	Diferencia*	%
Cerrejón	-	-	-	-
Cerro Matoso S.A.	**$ 2.229**	**$ 2.229**	-	-
Drummond	-	-	-	-
Grupo Prodeco (Glencore)	-	-	-	-
Paz del Rio	**$ 943**	**$ 912**	**(31)**	**(3,4) %**
Mineros	**$ 88**	**$ 45**	**(43)**	**(95,6) %**
Total	**$ 3.260**	**$ 3.186**	**$ (74)**	**(2,3) %**

5.4 Recomendaciones del Administrador Independiente

5.4.1 Recomendaciones del informe 2014/2015

Como parte del trabajo de EY en su rol de Administrador Independiente, 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 desarrollado por el Administrador Independiente:

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 2014 y 2015 reportados, durante la etapa de recopilación de información (diciembre de 2016), por las empresas y entidades participantes.

Tabla 103. Recomendaciones del proceso de cotejo

No.	Tipo	Observación	Recomendación	Responsable Sugerido
1	Proceso de revisión de pagos	Los informes EITI 2013, 2014 y 2015, los cuales incluyen el estudio de cotejo nacional sobre los pagos realizados por las empresas del sector extractivo al Gobierno Nacional presentan diferencias en cada uno de los años reportados en rubros como Regalías, Derechos Económicos, Compensaciones, Canon Superficiario. Considerando que el Gobierno Nacional de Colombia está buscando aumentar la transparencia sobre el ciclo de inversión pública, se identifica que hay oportunidades de mejora en el monitoreo a los pagos recibidos por parte del sector extractivo.	Definir e implementar un procedimiento continuo de revisión de pagos recibidos por el Gobierno Nacional y sus entidades de las empresas de hidrocarburos y minería, el cual incluya entre otros: • Establecer claridad de conceptos entre las dos partes y documentarlos. • Redactar y acordar manuales de cómo aplicar estos conceptos entre los actores del sector • Capacitaciones y socializaciones como medios de divulgación y confirmación de estos conceptos. • Definición de un plan de revisión voluntario, previo al trabajo del Administrador Independiente. Lo anterior permite realizar un seguimiento oportuno a los pagos y recaudos, a definir planes de acción y correctivos, así como a incrementar la confiabilidad del sistema de manejo y monitoreo de pagos al Gobierno Nacional.	Ministerio de Minas y Energía
2	Documentación de procesos	Durante el proceso de cotejo, las agencias del Gobierno Nacional presentaron cambios de personal, como consecuencia de las "convocatorias a concurso abierto de méritos para proveer empleo". Eso generó dificultades para recopilar y reportar información en los tiempos definidos por el Administrador Independiente. Es probable que lo anterior se debe a que los procesos, procedimiento y reglas de negocio no estaban completamente y sistemáticamente documentos debido a: La alteración o interpretación del proceso dependiendo de quién lo esté desarrollando. Falta de gestión de conocimiento: Si el personal que conoce la gestión del proceso deja la entidad, se puede perder conocimiento por falta de documentación.	Documentar y actualizar los procedimientos internos de las agencias con el fin de mantener un entendimiento único y claro que le permitan: • Personal: Aplicar las reglas de negocio de manera sistemática y estandarizada en el tiempo. • Entidad: Evitar reprocesos de información por cambios de personal • Clientes de la Agencia: Contar con continuidad en la interacción con las agencias, sin depender de la persona encargada de estas interacciones.	Agencias Nacionales del Gobierno

Tabla 103. Recomendaciones del proceso de cotejo (continuación)

No.	Tipo	Observación	Recomendación	Responsable Sugerido
3	Sistemas integrados de información	Los resultados del cotejo para la emisión de los informes EITI han reportado diferencias entre los datos de pagos informados por las empresas del sector extractivo y los datos de las entidades del Gobierno. Lo anterior puede ser ocasionado por no contar con un sistema integrado de información entre los actores involucrados en la cadena de valor.	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: • 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.	Agencias Nacionales del Gobierno
4	Preparación reporte EITI	Durante el proceso de cotejo se presentaron demoras frente a las fechas establecidas para el reporte de información y entrega de documentación (acuerdos de confidencialidad o cartas de levantamiento de reserva legal) por parte de algunas empresas adheridas y entidades del Gobierno Lo anterior generó retrasos en el proceso de cotejo.	Para el siguiente informe, se recomienda realizar una etapa inicial de preparación del reporte en el primer semestre del año 2017 que permita: · Anticipar la gestión documental con los participantes del EITI en cuanto a la preparación y divulgación de los formatos que deben ser emitidos y firmados por las empresas adheridas. Lo anterior con el objetivo de contar con la totalidad de la documentación requerida para la etapa del cotejo antes del inicio previsto de esta etapa. · Confirmar los rubros en alcance y definición de premisas para permitir el ajuste oportuno de los formatos de recopilación en la herramienta de software. Además, se sugiere aprovechar esta etapa para revisar la materialidad de los rubros en el año 2016, como base para gestionar la cubertura del próximo informe en cuanto a empresas adheridas y/o de los minerales cubiertos.	Secretaría Técnica EITI
5	Proceso de cotejo	El proceso de cotejo para la emisión del Informe EITI Colombia 2014/2015 presentó los siguientes situaciones que afectaron el calendario inicialmente planeado: •Retrasos en el reporte de información en cada uno de los ciclos de recopilación. •A pesar que se realizaron capacitaciones de apertura del proyecto donde se explicaron las premisas de reporte, se identificaron diferencias en los primeros envíos de información causadas por incorrecta aplicación de premisas.	Las recomendaciones para el siguiente informe son: · Mantener la sistemática de contar con diferentes ciclos de cotejo durante el proceso de recopilación y comparación de información. Sugerimos incluir tiempos de contingencia entre los ciclos de cotejo para poder reaccionar frente a imprevistos sin atrasar las fechas e hitos de la planeación general. · Publicar las premisas de reporte de información en la herramienta de software habilitada para el cargue de datos.	Secretaría Técnica EITI

5.4.2 Seguimiento a recomendaciones del informe 2013: Avance de la implementación

El Informe EITI Colombia 2013, incluyó recomendaciones del Administrador Independiente sobre el proceso de cotejo y sobre aspectos del contexto de este proyecto en general.

El presente capítulo presenta los avances sobre la implementación de las recomendaciones identificadas por el Administrador Independiente en el proceso de elaboración del Informe EITI Colombia 2013. En reuniones con la Secretaría Técnica se confirmaron los niveles de avance del cumplimiento de cada una de estas actividades, siendo estos resultados soportados con evidencias obtenidas por el Administrador Independiente durante el proceso de preparación del Informe EITI Colombia 2014/2015.

A continuación se presenta el detalle de las recomendaciones y las actividades ejecutadas a la fecha.

5.4.2.1 Estrategia de Comunicación

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.	Para aprovechar los resultados generados en este proyecto EITI Colombia 2013: 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.

Avance de la implementación:

En esta entrevista con la Secretaría Técnica, el Administrador Independiente fue informado que se ejecutaron varias sesiones de comunicación y explicación de los resultados obtenidos en el informe EITI Colombia 2013, durante el año 2016. La Secretaría Técnica resaltó las siguientes actividades:

- Taller de comunicaciones con las empresas adheridas a la EITI – 5 de febrero de 2016,
- Evento de lanzamiento del primer reporte EITI Colombia, el mismo contó con los miembros representantes del CTN, las empresas adheridas a la EITI, entidades del Gobierno y los miembros representantes de la mesa de la Sociedad Civil por la Transparencia de las Industrias Extractivas - 15 de marzo de 2016,
- Visitas de socialización del primer reporte EITI en donde participaron todos los miembros del Comité Tripartita Nacional con el fin de dar mayor explicación y alcance a los usos y beneficios del reporte. Estas visitas se realizaron a los municipios de Aguazul en Casanare y La Jagua de Ibirico en César– 4 y 25 de mayo de 2016,
- En el marco del Módulo presencial del Programa de Formación Virtual sobre la cadena de valor de la industria extractiva según el estándar EITI, se llevaron a cabo 10 visitas a 10 municipios del País (El Bagre, Antioquia; Aguazul y Tauramena, Casanare; La Jagua de Ibirico, Cesar; Montelíbano, Córdoba, Barrancas, Guajira; Puerto Gaitán, Meta; Mocoa y Orito, Putumayo y Barrancabermeja, Santander), en donde se dio a conocer a todos los asistentes (496), los usos y beneficios del reporte EITI Colombia, así como los resultados del primero reporte EITI 2013.

Sugerimos a la Secretaría Técnica utilizar la página web de la iniciativa EITI para comunicar y documentar los logros y avances en materia de comunicación como parte del Plan de Acción Nacional de Colombia.

5.4.2.2 Planeación del cotejo

No.	Tipo	Conclusión	Recomendación
2	Planeación Proyecto EITI 2014	La elaboración del Informe EITI Colombia 2013 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.	Se recomienda para la planeación de los próximos estudios, contemplar un plazo mayor al considerado para la preparación del Informe EITI Colombia 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.

Avance de la implementación:

El proceso de contratación del Administrador Independiente inició en octubre del 2016. En la planeación de la etapa de cotejo del Informe Colombia EITI 2014/2015, se consideró la recomendación del año pasado y para la etapa del cotejo se previó un tiempo de 3 semanas, del 14 de noviembre de 2016 al 7 de diciembre de 2016, estructurado en tres ciclos de recopilación de información y de dos ciclos de cotejo. Durante la ejecución del proyecto, se ampliaron estos tiempos y se cerró el cotejo después de una iteración adicional el día 14 de diciembre. Con estas dos decisiones se logró realizar por lo menos una sesión de cotejo con cada uno de los actores participantes de la iniciativa.

5.4.2.3 Capacitación sobre rubros del informe

No.	Tipo	Conclusión	Recomendación
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.	Se recomienda para la planeación de los próximos estudios: **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. Lo anterior procurando disminuir las diferencias identificadas por una inadecuada interpretación de los conceptos.

Avance de la implementación:

En la preparación de la etapa de cotejo, el Administrador Independiente, según lo acordado con la Secretaría Técnica EITI, realizó presentaciones de inicio con los distintos actores involucrados con el fin de sensibilizarlos sobre la importancia del entendimiento de los flujos de información de cada rubro y las premisas de reporte.

Adicionalmente, de acuerdo con lo solicitado por la Secretaría Técnica, el Administrador Independiente adelantó capacitaciones a los responsables del diligenciamiento de información de cada actor participante del Informe EITI Colombia 2014/2015. Tales capacitaciones tuvieron énfasis en las premisas propias de cada rubro y concepto de reporte. Además incluyeron ejercicios de cargue de información de datos para cotejo de información y la entrega de instrucciones para el uso de la herramienta de *software*. Las sesiones realizadas se detallan a continuación:

- Ecopetrol – 2 y 4 de noviembre de 2016.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), 8 de noviembre de 2016.
- Agencia Nacional de Minería (ANM), 9 de noviembre de 2016.
- Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales de Colombia (DIAN), 8 de noviembre de 2016.
- Empresas del sector de minería, en la Asociación Colombiana de Minería (ACM), 10 de noviembre de 2016.
- Empresas del sector de hidrocarburos, en la Asociación Colombiana de Petróleo (ACP), 11 de noviembre de 2016.
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP), 15 de noviembre de 2016.

5.4.2.4 Recopilación de datos vía herramienta de *software*

No.	Tipo	Conclusión	Recomendación
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.	Se recomienda para la planeación de los próximos estudios: **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). Lo anterior, buscando agilizar el proceso de cotejo, evitando o detectando rápidamente problemas de calidad de los datos.

Avance de la implementación:

La Secretaría Técnica y el CTN solicitaron en los términos de referencia el uso de una herramienta tecnológica para la recopilación y cotejos de datos del Informe EITI 2014/2015. El Administrador Independiente puso en funcionamiento una herramienta de software en la cual se crearon los formularios de reporte web. Esto permitió la automatización de la entrega de datos, asignar un único usuario a cada empresa y entidad del gobierno, así como incluir ayudas informativas que ampliaban la información sobre las características y premisas de cada uno de los conceptos y rubros de reporte.

Con el propósito de sensibilizar a los usuarios e instruirlos en el uso de la herramienta de software el Administrador Independiente desarrolló las capacitaciones mencionadas en el punto anterior.

5.4.2.5 Modelo integral de información sectorial

No.	Tipo	Conclusión	Recomendación
5	Modelo integral de información sectorial	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: • 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). 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. 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.	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: • 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.

Avance de la implementación:

Según acuerdos con la Secretaría Técnica, la revisión del Administrador Independiente para esta recomendación se limitó a una entrevista con la Secretaría Técnica y con las dos agencias nacionales, de los cuales no se pudo realizar la entrevista con la ANH.

En esta entrevista con la Secretaría Técnica, el Administrador Independiente fue informado que:

"De acuerdo con lo establecido en el Plan de Acción Nacional 2014 – 2016, durante el año 2016 se llevó a cabo la consultoría para el fortalecimiento de capacidades institucionales de cuatro entidades del Estado que hacen parte del reporte EITI Colombia. Esta consultoría fue desarrollada por la Fundación Creamos y contó con dos productos principales, el primero de ellos estaba relacionado con la elaboración de un diagnóstico para determinar las brechas que podrían existir para obtener la información requerido al interior de los reportes EITI y el segundo producto está relacionado con las estrategias y planes de acción a ser desarrollados por cada entidad".

Si bien la consultoría no da respuesta exacta a los sistemas de información de cada entidad, se propone dentro de sus planes de acción un cronograma para que las entidades a partir de 2017, inicien procesos de mejoramiento en este aspecto."

Con los resultados de la consultoría los cuáles fueron entregados en su totalidad el 2 de diciembre de 2016, La ST y las entidades deberán fijarse una meta para la implementación de los planes de mejora propuestos.

Adicionalmente a lo informado por parte de la Secretaría Técnica, el Administrador Independiente pudo confirmar en la reunión con la ANM y a través de sus actividades de cotejo, que en ambas agencias, ANM y ANH, persiste el reto de diseñar, construir, poner en producción y operar unos sistemas completamente integrados de información que soportan las actividades misionales de las agencias.

5.4.2.6 Mapa de "Pagos Sociales"

No.	Tipo	Conclusión	Recomendación
6	Mapa de "Pagos Sociales"	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: • Cuánta riqueza fue generada con la extracción de recursos naturales. • Dónde y cómo se utilizaron tales recursos dentro del Sistema General de Regalías. Los pagos sociales del sector extractivo no hacen parte de este sistema, dado que el beneficiario no es el Gobierno, sino las comunidades.	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). 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.

Avance de la implementación:

No fueron reportados avances al Administrador Independiente en relación con esta recomendación.

5.4.2.7 Rol formal: (facilitador o coordinador EITI)

No.	Tipo	Conclusión	Recomendación
7	Rol formal de Facilitador EITI en las entidades participantes	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. Las actividades asociados a la preparación del informe requieren una inversión de tiempo y disponibilidad de los funcionarios de estas entidades.	Con esta perspectiva a largo plazo, sería importante: **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 Coordinador EITI" al interior de las entidades públicas y, entre otros, formalizarlo a través del manual de funciones de las entidades.

Avance de la implementación:

Según lo definido en los términos de referencia, para la etapa de cotejo, el Administrador Independiente en conjunto con la Secretaría Técnica, realizaron actividades de sensibilización a las entidades del Gobierno sobre la importancia de su rol dentro de la preparación del Informe EITI Colombia 2014/2015 mediante las reuniones de inicio y evento de lanzamiento. Estas reuniones tuvieron como objetivo aclarar las responsabilidades para cumplir con las actividades requeridas para la emisión del informe. Las sesiones realizadas se detallan a continuación:

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), 21 de octubre de 2016.
- Agencia Nacional de Minería (ANM), 24 de octubre de 2016.
- Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales de Colombia (DIAN), 26 de octubre de 2016.
- Todos los actores participantes en reunión de lanzamiento, 03 de noviembre de 2016.

Cada una de las empresas y entidades del estado definieron formalmente un "Facilitador o Coordinador EITI". Estos Facilitadores tuvieron como responsabilidades:

- Gestionar la documentación requerida por el administrador independiente y entidades del gobierno como la DIAN para el reporte de información, (Carta de confidencialidad, carta del levantamiento de reserva legal, cartas de representación de la gerencia).
- Coordinar internamente las diferentes etapas de envío de información.
- Asignar el usuario para el cargue de información.
- Asistir a las sesiones de trabajo de aclaración de diferencias con el Administrador Independiente.

5.4.2.8 Definición compartida e única para registrar pagos

No.	Tipo	Conclusión	Recomendación
8	Proceso futuro de cotejo: regalías, derechos económicos y compensaciones	Las conclusiones sobre la etapa de cotejo para el Informe EITI Colombia 2013 que resultaron en esta recomendación del Administrador Independiente del año pasado, aún persisten en el 2016 y fueron observados en la etapa de cotejo para el Informe EITI Colombia 2014/2015.Las conclusiones sobre la etapa de cotejo para el Informe EITI Colombia 2013 que resultaron en esta recomendación del Administrador Independiente del año pasado, aún persisten en el 2016 y fueron observados en la etapa de cotejo para el Informe EITI Colombia 2014/2015.	En cuanto la recopilación de cifras sobre regalías, derechos económicos y compensaciones, se recomienda que: **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. Lo anterior para evitar posibles confusiones y diferencias en la clasificación de regalías y compensaciones entre las empresas y las entidades del Gobierno.

5.4.2.9 Excepciones en el pago de regalías

No.	Tipo	Conclusión	Recomendación
9	Proceso futuro de cotejo: Regalías	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. Estas oportunidades corresponden a las lecciones aprendidas de este primer ejercicio de cotejo en cuanto a los rubros de regalías. (Ver observaciones detalladas en el capítulo 3.4 del presente documento)	En cuanto a la recopilación de datos de regalías, se recomienda que: **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.

Avance de la implementación:

Según lo definido en los términos de referencia para la etapa de cotejo, el Administrador Independiente en conjunto con la Secretaría Técnica, realizaron actividades de sensibilización a las entidades del gobierno sobre la importancia de identificar posibles excepciones en los flujos de ingresos. Las sesiones realizadas se detallan a continuación:

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), 21 de octubre de 2016.
- Agencia Nacional de Minería (ANM), 24 de octubre de 2016.
- Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales de Colombia (DIAN), 26 de octubre de 2016.
- Todos los actores participantes en reunión de lanzamiento, 03 de noviembre de 2016.

En estas sesiones no se identificaron excepciones en los flujos de ingresos.

5.4.2.10 Registro de transacciones del sector

No.	Tipo	Conclusión	Recomendación
10	Proceso futuro de cotejo: Regalías y derechos económicos	Asumiendo que Colombia sigue con su vinculación a la iniciativa EITI, se identifican oportunidades para disminuir las brechas que resultan de la recopilación inicial. Estas oportunidades corresponden a las lecciones aprendidas de este primer ejercicio de cotejo en cuanto a los rubros de regalías y derechos económicos.	En cuanto la recopilación de cifras sobre regalías y derechos económicos, se recomienda que: 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. 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.

Avance de la implementación:

En la preparación de la etapa de cotejo, el Administrador Independiente, en conjunto con la Secretaría Técnica, sensibilizó a las entidades del gobierno sobre la importancia de identificar transacciones entre las empresas que pudieran impactar la etapa de cotejo. En estas sesiones (ver lista del punto anterior) no se identificaron transacciones u otros movimientos del sector. Luego, en la etapa de cotejo, las empresas informaron las cesiones de contratos que tuvieron durante el periodo cubierto por el informe EITI 2014/2015, las cuales podían generar diferencias con la información reportada por las entidades del gobierno.

ANEXO EXPLICATIVO: CONSIDERACIONES A LOS RESULTADOS DE COTEJO INFORME EITI VIGENCIAS FISCALES 2014 Y 2015

A. Hidrocarburos

1. REGALÍAS:

Las diferencias encontradas en cuanto a los pagos de regalías de crudo y gas reportados por las compañías vs las cifras de recaudo reportadas por la ANH, la Agencia Nacional de Hidrocarburos da a conocer las posibles causas en las diferencias identificadas por el Administrador Independiente[1].

Vigencia 2014: A continuación, se describen y explican de manera detallada para la vigencia 2014, las diferencias de pagos reportados por las compañías vs el reporte de recaudo realizado por la ANH.

* Millones de COP

Grupo	DIFERENCIA EN REGALÍAS PAGADAS EN DINERO POR GRUPO EMPRESARIAL *vs.* REPORTE DE RECAUDO ANH AÑO 2014			
	Empresa (Millones de COP)	Gobierno (Millones de COP)	Diferencia (Millones de COP)	%
Canacol	4.434	4.102	-332	-8,10%
Cepsa Colombia	16.009	16.009	-	-
Chevron	164.614	164.352	-262	-0,20%
Ecopetrol	452.951	368.960	-83.991	-22,80%
Equión Energía Limited*	66.101	66.101	-	-
Gran Tierra	555	582	27	4,70%
Hocol	210	222	12	5,40%
Mansarovar	-	-	-	-
Occidental	286	286	-	-
Pacific	40.435	40.156	-279	-0,70%
Parex	3.885	3.791	-94	-2,50%
Perenco	461	576	115	20,00%
Total	**749.941**	**665.137**	**-84.804**	**-12,80%**

Fuente: Administrador Independiente- EY 2016.

GRUPO CANACOL

• **CNE OIL & GAS SAS:** Las diferencias con la compañía en el pago de regalías de crudo se presentan en el mes de diciembre de 2014. La compañía reportó pagos de regalías en el mes diciembre por valor de $1.637 Millones y la ANH por $1.762,96 Millones.

De acuerdo a la revisión realizada, se identificaron pagos realizados por la compañía Canacol Energy Colombia la cual, aunque hace parte del grupo empresarial al que también pertenece CNE Oil & Gas, no se encuentra incluida en el reporte EITI.

Así las cosas, se identificaron pagos por valor $1.762,96 Millones el día 19 de diciembre de 2014. Es válido mencionar que, para el periodo de reporte, la compañía CNE O&G no realizaba pagos de regalías, por lo cual resulta posible que tanto la compañía como la ANH tomaran información de pagos realizados por Canacol Energy para el reporte.

Frente a las diferencias en el pago de regalías de gas, la compañía CNE O&G reportó pagos por $2 Millones en el mes de diciembre y la ANH no reportó pagos. De acuerdo a la revisión realizada, se reitera el dato de la ANH toda vez que la compañía para ese periodo no realizaba pagos de regalías.

• **GEOPRODUCTION OIL & GAS COMPANY OF COLOMBIA:** Las diferencias con la compañía en el pago de regalías de crudo se presentan en los meses de abril y junio de 2014. La compañía reportó pagos en el mes abril por valor de $1,70 Millones y la ANH reportó $1,07 Millones.

De acuerdo a la revisión realizada, se encontró que la ANH recibió un pago de $0,68 Millones, de los cuales $0,62 Millones fueron reconocidos como pagos de regalías de crudo, mientras el saldo se reconoció como regalías de gas. Teniendo en cuenta lo anterior, los pagos totales en abril reconocidos por la ANH son $1,70 Millones, lo cual concuerda con la información reportada por la compañía, por lo cual la brecha desaparece.

Para el mes de junio, la compañía reportó pagos de regalías de crudo por valor de $1,89 Millones mientras que la ANH reportó $0,92 Millones. De acuerdo a la revisión realizada, se identificaron pagos de regalías por valor $0,92 Millones. Teniendo en cuenta lo anterior, se confirman las cifras de la ANH.

En cuanto a las diferencias con la compañía por pago de regalías de gas, estas se presentan en los meses de enero, febrero, abril, mayo y junio de 2014. Para enero, la compañía reportó $338,49 Millones y la ANH $329,65 Millones; para febrero la compañía reportó $269,80 Millones y la ANH $331,80 Millones; para abril, la compañía reportó $447,92 Millones y la ANH

1. Es importante mencionar que, aunque la clasificación se realiza por grupo empresarial, para cada caso de los descritos a continuación, se realiza la desagregación de las compañías que componen los distintos grupos empresariales vinculados a la iniciativa EITI.

$1,08 Millones; para mayo, la compañía reportó $25,71 Millones y la ANH $205,92 Millones y para junio, la compañía reportó $358,26 Millones y la ANH $116,89 Millones.

De acuerdo a la revisión realizada, se identificó un pago por valor de $331,80 Millones, correspondiente al acuerdo de comercialización de gas vigente hasta 2013, el cual, aunque fue incluido contablemente en febrero por la ANH, correspondía a pagos realizados en el mes de enero. Este valor, junto al pago de regalías por valor de $12,9 Millones, correspondió al pago total de la compañía, por valor de $351,48 Millones.

Para el mes de febrero, se identificaron pagos por valor de $248,5 Millones, correspondientes al cobro de regalías de gas. Para el mes de abril, se identificaron pagos por $268,7 Millones y $180,2 Millones, resultando en un pago total para ese periodo de $447 Millones.

Para el mes de mayo, se identificaron pagos por $205,9 Millones, los cuales la ANH relacionó en su totalidad en ese periodo, pero que fueron cubiertos, con el pago de $180,2 Millones en el mes anterior y un pago en mayo por valor de $25,7 Millones. Teniendo en cuenta lo anterior, la brecha desaparece.

Para el mes de junio se identificaron pagos por $116,89 Millones, los cuales la ANH incluyó en ese periodo. No obstante, la compañía realizó un pago adelantado de gas en el mismo periodo, por valor $241,06 Millones, generando un pago total de $357,9 Millones. Esto puede ratificarse en tanto que ni la compañía ni la ANH realizaron reportes de pago en el mes julio, dado que dichos pagos fueron incluidos en el periodo anterior.

Así las cosas, el valor total pagado fue de $357,9 Millones. Este valor total difiere del reportado por la compañía en $0,92 Millones, toda vez que está incluyendo en su reporte, pagos realizados por concepto de crudo en ese periodo, los cuales ya están relacionados anteriormente en el apartado de diferencias de crudo. Teniendo en cuenta lo anterior, la brecha desaparece.

CHEVRON

Las diferencias con la compañía en 2014, se presentan en el pago de regalías de gas, toda vez que no realiza pagos por concepto de regalías de crudo. Estas diferencias son del orden de $262 Millones.

La compañía reportó pagos de regalías de gas para el mes de marzo, por valor de $34.514 Millones y la ANH por $34.236 Millones. Las cifras de la ANH concuerdan con el pago reportado por el área financiera, con fecha 28/03/2014.

Para el otro periodo donde existen diferencias, la compañía reportó pagos de regalías de gas para el mes de noviembre por valor de $11.929 Millones y la ANH por $11.945 Millones. La diferencia radica en que el valor cobrado a la compañía por parte de la ANH fue $11.944 Millones, de los cuales la compañía realizó un primer pago de $11.929 Millones el día 18/11/2014 (los cuales reporta en la plataforma EITI) y adicionalmente realizó un segundo pago de $15,5 Millones el día 27/11/2014, el cual no está incluyendo en su reporte. Teniendo en cuenta lo anterior, se confirman las cifras de la ANH.

Las demás diferencias radican en que la compañía ingresó información para cada periodo, con 0 decimales, mientras que la ANH ingreso información con 2 decimales, acorde a las indicaciones del administrador independiente EITI. Al redondear las cifras sin decimales, la brecha desaparece.

ECOPETROL

Frente a las diferencias reportadas en 2014 por concepto de regalías de gas con la compañía, estas se presentan en los meses enero, febrero, marzo, abril, junio, agosto y diciembre.

Frente a las diferencias con la compañía, estas se presentan en los meses enero, febrero, marzo, abril, junio, agosto y diciembre para la vigencia 2014 para gas.

Para enero, Ecopetrol reportó pagos por concepto de regalías de gas por valor de $48.699 Millones, mientras la ANH lo hizo por $37.370. Para febrero, Ecopetrol reportó $51.575 Millones y la ANH $37.835 Millones. Para marzo, Ecopetrol reportó $5.896 Millones y la ANH $5.863 Millones y, para abril reportó $52.316, mientras la ANH reportó $33.879 Millones.

Para el mes de junio, la compañía reporta $61.800 Millones y la ANH $27.127 Millones. Para agosto Ecopetrol reporta $33.458 Millones y la ANH $32.343 Millones. Finalmente, para diciembre, la compañía reporta $38.072 Millones y la ANH $33.046 Millones.

De acuerdo a la revisión realizada, se identificó que la compañía en el reporte de pagos reporto doble los montos por $10.969 Millones en enero, $13.739 Millones en febrero, $32.432 Millones en marzo y $27.127 Millones en junio. Con esta validación, la brecha se reduce en $51.869 Millones.

Para el mes de abril, la compañía reportó $52.316 Millones, de los cuales $18.436 corresponden a pagos realizados a la compañía Chevron. El cual por no tratarse de una consignación de regalías de gas directamente a la ANH, sino el pago de Chevron en su calidad de operador, genero una diferencia.

Para junio, de los $61.800 Millones reportados por la compañía, $7 .544 corresponden a pagos a Equion. El cual por no tratarse de una consignación de regalías de gas directamente a la ANH, sino el pago de Equion en su calidad de operador, genero una diferencia.

Para agosto, de los $33.458 Millones reportados por la compañía, $1.114 corresponden a pagos realizados a Chevron. el cual por no tratarse de una consignación de regalías de gas directamente a la ANH, sino el pago de Chevron en su calidad de operador, genero una diferencia.

Descontando los valores anteriormente mencionados, para abril, mayo, julio, agosto, septiembre, octubre y noviembre, las cifras concuerdan con las reportadas por la ANH. De otro lado, para el mes de diciembre, existe un valor de $5.025 Millones, el cual la compañía reportó como pago de gas y la ANH como recaudo de crudo. Teniendo en cuenta lo anterior, la brecha con la compañía desaparece".

GRAN TIERRA:

• **GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD.:** se presentan diferencias frente al pago de regalías de crudo para los meses junio y noviembre de 2014. La compañía reportó pagos en junio por $15,59 Millones y la ANH por $31,19 Millones. Para noviembre, la compañía reportó pagos por $13,58 Millones y la ANH por $ 27,36 Millones.

De acuerdo a la revisión realizada, se identificó un pago valor de $31,19 Millones realizado el día 20 de junio de 2014. Para el mes de noviembre, se identificó un pago por valor de $27,36 Millones el día 20 de noviembre de 2014. Teniendo en cuenta lo anterior, se confirman las cifras de la ANH.

• **PETROLIFERA PETROLEUM (COLOMBIA) LIMITED:** Con la compañía se presentan diferencias en el pago de regalías de crudo para los meses abril, junio, agosto y septiembre. Para abril la compañía reportó pagos por $3,12 Millones y la ANH $0,55 Millones. Para junio, la compañía reportó pagos por $1,69 Millones, y la ANH reportó $0. Para agosto, la compañía reportó pagos por $0,87 Millones y la ANH $0,65 Millones. Finalmente, para el mes de septiembre, la compañía reportó $0 y la ANH $0,26 Millones.

De acuerdo a la revisión realizada, se identificó un pago por valor de $0,55 Millones, el 30 de abril de 2014. Para el mes de junio se identificó un pago por valor de $1,69 Millones, realizado el 27 de junio de 2014, confirmando los datos de la compañía.

Para el mes de agosto se identificó un pago por valor de $0,65 Millones, realizado el 22 de agosto de 2014 y, para el mes de septiembre se identificó un pago por valor de $0,26 Millones, realizado el 17 de septiembre de 2014. Teniendo en cuenta lo anterior, se confirman los datos de la ANH.

En cuanto a las diferencias en el pago de regalías de gas, estas se presentan en los meses de abril, junio, julio y agosto de 2014. Para abril, la compañía reportó $0,55 Millones y la ANH $3,12 Millones. Para el mes de junio, la compañía reportó $5,71 Millones y la ANH reporta $0. Para el mes de julio la compañía reportó $12,06 Millones y la ANH $17,77 Millones. Finalmente, para el mes de agosto, la compañía reportó $4,32 Millones y la ANH $4,27 Millones.

De acuerdo a la revisión realizada, se identificó en el mes de abril un pago por $3,12 Millones, realizado el día 30 de abril de 2014. Esta diferencia en gas se cruza con la diferencia en el pago de crudo para el mismo periodo, por lo cual la brecha desaparece.

Para el mes de junio, se encontraron pagos por valor de $5,71 Millones, realizados el 27 de junio de 2014, lo que confirma las cifras de la compañía, por lo cual para este periodo se eliminan las diferencias con la compañía.

Para el mes de julio, se identificaron pagos por valor de $7,75 Millones y $1,99 Millones, pagados el 17 y 29 de julio de 2014 respectivamente. Esto resulta en un pago total de $9,74 Millones en julio. Finalmente, para el mes de agosto se identificaron pagos por valor de $4,27 Millones realizados el 22 de agosto de 2014. Teniendo en cuenta lo anterior, se confirman las cifras de la ANH.

HOCOL: Las diferencias con la compañía en 2014, se presentan en el pago de regalías de gas de los meses enero, febrero, marzo, abril, junio, julio y agosto. Estas diferencias son de $12 Millones de pesos.

La compañía reportó pagos en enero por $5,34 Millones y la ANH por $6,03 Millones. Para febrero, la compañía reportó pagos por valor de $4,87 Millones y la ANH por $5,34 Millones. Para marzo, la compañía reportó pagos por $4,82 Millones y la ANH por $5,42 Millones.

Para abril la compañía reportó pagos por $2,73 Millones y la ANH por $12,96 Millones. Para el mes de junio, la compañía reportó $21,83 Millones y la ANH $7,33 Millones. Para julio la compañía reportó $0 y la ANH $28,92 Millones. Finalmente, para agosto, la compañía reportó $28,80 Millones y la ANH $14,37 Millones.

De acuerdo a la revisión realizada, se identificaron pagos en enero por valor de $6,03 Millones, correspondientes a los acuerdos de comercialización de gas. Así mismo, se identificaron pagos por valor de $5,33 Millones en el mismo mes de enero. Esto representa un pago total de $11,36 Millones. Para el mes de febrero, se identificaron pagos por valor de $4,64 Millones, correspondientes al acuerdo de gas, y para el mes de marzo, no se tienen pagos por parte de la ANH.

Para el mes de abril se identificaron pagos por $7,54 Millones. Para junio se identificaron pagos por $7,33 Millones, y para el mes de julio, se identificaron dos pagos; uno realizado el 3 de julio de 2014 por valor de $14,5 Millones y otro realizado el 30 de julio por valor de $14,42 Millones. La suma de estos pagos da como resultado $28,92 Millones, el cual es el valor reportado por la ANH para ese periodo.

Finalmente, para el mes de agosto se identificó un pago por valor de $14,37 Millones, lo cual corrobora las cifras de la ANH.

PACIFIC E&P

Frente las compañías de Pacific E&P las diferencias con la ANH son por valor de $279 Millones de pesos. A continuación, se expone la justificación cada una de estas diferencias:

• **GRUPO C&C ENERGÍA BARBADOS:** Con la compañía existen diferencias en el pago de regalías de crudo. Para el mes de enero de 2014 la compañía reportó 0$ y la ANH $38,24 Millones. Para el mes de febrero la compañía reportó $3 Millones y la ANH $36,80 Millones.

De acuerdo a la revisión realizada, para el mes de enero se tiene un pago por parte de la compañía por valor de $38,24 Millones, efectuado el día 27 de enero de 2014. Para el mes de febrero, se tiene un pago por valor de $36,80 Millones, realizado el 21 de febrero de 2014. Este pago se compone de un pago por valor de $2,73 Millones y otro de $34,07 Millones realizado por la compañía Platino Energy. Es posible que la ANH esté tomando pagos hechos por el Campo Llanos 19, el cual a partir de 2013 paso a ser operado por Pacific Stratus Energy.

Para el caso del pago de regalías de gas, existen diferencias en diciembre de 2014, toda vez que la compañía reportó $0 y la ANH $3,42 Millones. De acuerdo a la revisión realizada, se identificaron pagos por $0,67 Millones, efectuados el día 23 de diciembre de 2014, lo que corrobora los datos de la compañía. Es válido mencionar que la compañía no produce gas, por lo cual este pago puede estar relacionado con algún concepto excepcional de menor valor.

• **META PETROLEUM CORP:** La compañía presentó cifras 0 decimales y la ANH las presentó con 2 decimales. Al redondear las cifras sin decimales, la brecha desaparece.

• **PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP:** Con la compañía existen diferencias en el pago de regalías de crudo. Para el mes de enero reportó $515 Millones y la ANH $197,82 Millones. Para el mes de febrero la compañía reportó pagos por $506 Millones y la ANH por $233,94 Millones.

Para el mes de marzo la compañía reportó $532 Millones y la ANH $244 Millones. Para el mes de abril la compañía reportó $470 Millones y la ANH 237,84 Millones. Para el mes de mayo la compañía reportó $475 Millones y la ANH $463,23 Millones.

Para junio, la compañía reportó $380 Millones y la ANH $394,41 Millones. Para el mes de julio la compañía reportó $429 Millones y la ANH $438,37 Millones. Para el mes de septiembre la compañía reportó $351 Millones y la ANH $360,1 Millones. Para octubre, la compañía reportó $280 Millones y la ANH $287,89 Millones. Finalmente, para diciembre la compañía reportó $258 Millones y la ANH $247 Millones.

De acuerdo a la revisión realizada, se identificó un pago correspondiente al mes de enero por valor de $197,82 Millones, efectuado el 24 de enero de 2014. Para el mes de febrero se identificó un pago por valor $233,94 Millones, efectuado el 21 de febrero de 2014. Para el mes de marzo se identificó un pago por valor de $244,05 Millones, realizado el 27 de marzo de 2014.

Para el mes de abril se identificó un pago por valor de $237,83 Millones, efectuado el día 28 de abril de 2014. Para el mes de mayo se identificó un pago por valor de $463,23 Millones, efectuado el día 22 de mayo de 2014. Para el mes de junio se identificó un pago por valor de $394,41 Millones, realizado el día 19 de junio de 2014.

Para el mes de julio, se identificaron 2 pagos; uno por valor de $428,36 Millones, realizado el 17 de julio de 2014, muy similar al reportado por la compañía, y otro pago por $10,0 Millones, lo cual resulta en un pago total de $438,37 Millones. Hasta este punto los valores concuerdan con los reportados por la ANH.

Para el mes de septiembre, se identificaron pagos por valor de $360,1 Millones, pagados el 17 de septiembre de 2014. Para el mes de octubre, se identificaron pagos por valor de $287,89 Millones, pagados el 10 de octubre de 2014. Finalmente, para el mes de diciembre, se identificaron pagos por valor de $247,58 Millones, pagados el día 19 de diciembre de 2014.

En cuanto a las diferencias en el pago de regalías de gas, estas se presentan en los meses de enero, febrero, mayo, junio, julio, octubre y diciembre de 2014. Para enero, la compañía reportó pagos por $1.234 Millones y la ANH por $1.319,69 Millones. Para febrero, la compañía reportó $538 Millones y la ANH $1.199,61 Millones.

Para mayo, la compañía reportó $1.182 Millones y la ANH $1.193,68 Millones. Para junio la compañía reportó $1.446 Millones y la ANH $1.431,64 Millones. Para julio la ANH reportó $1.326 Millones y la ANH $1.316 Millones.

Para octubre, la compañía reportó $1.243 Millones y la ANH $1.234 ,65 Millones. Finalmente, para diciembre, la compañía reportó $1.171 Millones y la ANH $1.178,04 Millones. Teniendo en cuenta lo anterior, se ratifican las cifras de la ANH, por lo cual la brecha con la compañía se mantiene.

• **PETROMINERALES COLOMBIA CORP:** Con la compañía existen diferencias en el pago de regalías de crudo, toda vez que reportó $3.392 Millones, mientras que la ANH reportó pagos recibidos por $3.405 Millones, generando una brecha de $13 Millones de pesos.

De acuerdo a la revisión realizada, se identificaron pagos por $3.392 Millones, como lo reporta la compañía. La diferencia radica en que la ANH está incluyendo pagos de regalías de crudo por $13,11 Millones. Teniendo en cuenta lo anterior, la brecha desaparece.

En cuanto a las diferencia en el pago de regalías de gas, las cuales son de $1,76 Millones, se identificó que como ocurrió con Metapetroleum, la compañía presentó cifras sin decimales y la ANH presentó las cifras con dos decimales. Al redondear las cifras sin decimales como las presenta la compañía, la brecha desaparece.

PAREX: Con la compañía se presentan diferencias en el pago de regalías de crudo en los meses enero, febrero y marzo. Para el mes de enero la compañía reportó $448,80 Millones y la ANH $410,55. Para el mes de febrero la compañía reportó $531,96 Millones y la ANH $518,89 Millones. Finalmente, para el mes de marzo, la compañía reportó $161,46 Millones y la ANH $157,44 Millones.

De acuerdo a la revisión realizada, se identificaron pagos en el mes de enero por valor de $410,55 Millones, realizados el día 27 de enero de 2014. Para febrero, se identificaron pagos por $497,88 Millones, realizados el 21 de febrero de 2014. La diferencia frente al reporte inicial radica en que el valor reportado por la ANH está incluyendo pagos de regalías de gas por valor de $20,99 Millones. En cuanto a marzo, se identificaron pagos por $157,43 Millones, realizados el 31 de marzo de 2014.

Frente a las diferencias con la compañía por el pago de regalías de gas, estas se presentan en enero, febrero, septiembre, octubre, noviembre y diciembre.

La compañía reportó para enero $12,14 Millones y la ANH $0. Para febrero la compañía reportó $21 Millones y la ANH $0. Para septiembre, la compañía reportó $9,48 Millones y la ANH $9,01 Millones. Para octubre la compañía reportó $8,13 Millones y la ANH $8,01 Millones. Para noviembre, la compañía reportó $14,46 Millones y la ANH $14,34 Millones. Finalmente, para el mes de diciembre, la compañía reportó $19,10 Millones y la ANH $13,89 Millones.

De acuerdo con la revisión realizada, para el mes de enero no se encuentran pagos por concepto de regalías de gas por parte de la compañía. Para el mes de febrero, se identificaron pagos por valor de $21,00 Millones, corroborando la cifra reportada por la compañía. Este valor cruza con el pago adicional reportado por la ANH en el mismo periodo para crudo, por lo cual la brecha desaparece.

Para el mes de septiembre se identificaron pagos por valor de $9,01 Millones, realizados el 18 de septiembre de 2014. La diferencia con el reporte de la compañía, por valor de $0,47 Millones, hace referencia a que la misma está incluyendo pagos realizados a nombre de Sorgenia Parex, correspondiente a la liquidación de julio.

Para octubre, se identificaron pagos por valor de $8,01 Millones, realizados el 21 de octubre de 2014. La diferencia con el reporte de la compañía, por $0,12 Millones, hace referencia a que la misma está incluyendo pagos realizados a nombre de Sorgenia Parex, correspondientes a la liquidación de agosto.

Para el mes de noviembre, se identificaron pagos por $14,34 Millones, realizados el 21 de noviembre de 2014. Al igual que en los dos periodos anteriores, la compañía está incluyendo pagos a nombre de la compañía Sorgenia Parex, correspondientes a la liquidación de septiembre.

Finalmente, para diciembre, se identificaron pagos por valor de $13,89 Millones, pagados el 23 de diciembre de 2014. La diferencia con la compañía por valor de $5,21 Millones, hace referencia a que la compañía está reportando pagos a nombre de Sorgenia Parex por la liquidación de octubre. Teniendo en cuenta lo anterior, la brecha con la compañía desaparece.

PERENCO

En cuanto a las diferencias por el pago de regalías, estas de explican a continuación:

• **PERENCO COLOMBIA LIMITED:** Las diferencias se presentan en los meses de septiembre y noviembre en relación a los pagos de regalías de crudo así, la ANH reportó para septiembre pagos por $42,03 Millones y para noviembre, pagos por $4,59 Millones, mientras que para ambos meses la compañía reporta $0.

De acuerdo a la revisión realizada, se identificaron pagos para el mes de septiembre por valor de $42,03 Millones, efectuados el 17 de septiembre de 2014. Para el mes de noviembre, se identificaron pagos por $4,59 Millones, efectuados el 19 de noviembre de 2014. Teniendo en cuenta lo anterior, se ratifican las cifras de la ANH.

En cuanto a las diferencias por el pago de regalías de gas, estas se presentan en el mes de marzo 2014. La compañía reporta $0 y la ANH reporta $115,36 Millones.

De acuerdo a la revisión realizada, se identificaron pagos por $115,36 Millones, corroborando la información reportada por la ANH. No obstante, es válido mencionar que dicho pago fue realizado por Ecopetrol, debido a ajustes de saldos a favor entre las compañías y la ANH, por lo cual no fue reportado por la compañía. Teniendo en cuenta lo anterior, la brecha desaparece.

• **PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED**: Para el caso de Perenco Oil And Gas Colombia Limited, se tienen diferencias en el pago de regalías de gas, en los meses septiembre y noviembre. Para septiembre la compañía reportó pagos por $75,68 Millones y la ANH por $33,66 Millones, generando una diferencia para este mes de $42,03 Millones. En cuanto a noviembre, la compañía reportó pagos por valor de $42,33 Millones y la ANH por valor de $37,74 Millones, generando una diferencia de $4,59 Millones.

Al identificar estas diferencias se observa que ambas son las que la ANH reporta como pagos de regalías de crudo realizados por la compañía Perenco Colombia Limited en el mismo periodo. Esto se genera debido a que en ocasiones los distintos Grupos Empresariales realizan pagos globales de la totalidad de la liquidación de sus compañías filiales, o bien porque la ANH identificó el pago como si este hubiera sido realizado por otra compañía del grupo. Teniendo en cuenta lo anterior, la brecha desaparece.

Vigencia 2015

A continuación, se describen y explican de manera detallada para la vigencia 2015, las diferencias de pagos reportados por las compañías vs el reporte de recaudo realizado por la ANH.

* Millones de COP

Grupo	DIFERENCIA EN REGALÍAS PAGADAS EN DINERO POR GRUPO EMPRESARIAL VS REPORTE DE RECAUDO ANH AÑO 2014			
	Empresa (Millones de COP)	Gobierno (Millones de COP)	Diferencia (Millones de COP)	%
Canacol	13.482	11.417	-2.065	-18,10%
Cepsa Colombia	11.533	11.533	-	-
Chevron	187.005	187.007	2	0,00%
Ecopetrol	462.017	461.943	-74	0,00%
Equión Energía Limited*	73.603	73.603	-	-
Gran Tierra	1.391	1.421	30	2,10%
Hocol	445	445	-	0,00%
Mansarovar	148	148	-	-0,10%
Occidental	1.569	1.569	-	0,00%
Pacific	71.010	70.649	-361	-0,50%
Parex	11.474	15.110	3.636	24,10%
Perenco	1.448	1.448	-	-
Total	**835.125**	**836.293**	**1.168**	**0,10%**

GRUPO CANACOL

Se presentan diferencias con las compañías CNE Oil & Gas SAS y Geoproduction Oil & Gas Company of Colombia, las cuales son del orden de $2.065 Millones de pesos. Para 2015, estas diferencias se explican a continuación:

• **CNE OIL & GAS SAS:** Las diferencias con la compañía se presentan en los meses enero y febrero de 2015. Para enero la compañía reportó $1.133 Millones y para febrero $928 Millones. Así mismo, para cada uno de estos meses, la ANH no reportó pagos, por lo cual el valor cargado fue $0.

De acuerdo a la revisión realizada, se encuentra que los pagos reportados por la compañía en enero y febrero corresponden a las regalías del contrato Llanos 23, pagadas por Canacol Energy, otra compañía del grupo Canacol, la cual no hace parte de la materialidad para la iniciativa EITI.

Es válido mencionar que a finales de 2014 este contrato paso de Canacol Energy a CNE Oíl & Gas, lo que podría explicar por qué la compañía realiza el reporte y la ANH no lo hace.

En cuanto a la diferencias en el pago de regalías de gas, estas se presentan en los meses enero y febrero de 2015, donde la compañía reportó pagos por $2,12 Millones y $1,26 Millones respectivamente. De acuerdo con la revisión realizada, no se tienen identificados estos pagos por parte de CNE O&G SAS, por lo que, al igual que en crudo, las cifras pueden corresponder a la compañía Canacol Energy, miembro del Grupo Canacol, pero que no se encuentra adherida a la iniciativa EITI.

• **GEOPRODUCTION OIL & GAS COMPANY OF COLOMBIA:** Las diferencias con la compañía se presentan en el pago de regalías de gas en enero de 2015. La compañía reportó pagos por $381,47 Millones y la ANH por $381,57 Millones, lo que representa una diferencia de $0,10 Millones. De acuerdo a la revisión efectuada, se tienen pagos por $381,57 Millones, realizados el 27 de enero de 2015, lo que confirma las cifras de la ANH.

CHEVRON

Las diferencias con la compañía en 2015 se presentan en el pago de regalías de gas. Dichas diferencias se generaron debido a que la compañía reportó cifras sin decimales, mientras que la ANH realizó el reporte con dos cifras decimales. Al redondear las cifras a cero decimales, la brecha desaparece.

ECOPETROL

Las diferencias con la compañía se presentan en el pago de regalías de gas para el mes de diciembre 2015. La compañía reportó pagos por $40.168,39 Millones y la ANH reportó pagos por $40.095,13 Millones.

De acuerdo a la revisión realizada, se identificaron pagos por valor de $40.168,39 Millones, realizados el 28 de diciembre de 2015, lo que corrobora las cifras reportadas de la compañía. Teniendo en cuenta lo anterior, la brecha desaparece.

GRAN TIERRA

Para el periodo 2015 se presentan diferencias con Gran Tierra Energy, las cuales suman $30 Millones de pesos. Estas diferencias se explican a continuación:

• **GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD:** Con la compañía se presentan diferencias en el pago de regalías de crudo para los meses enero, marzo, abril y junio de 2015. En enero la compañía reportó pagos por $27,23 Millones y la ANH por $54,45 Millones. En marzo la compañía reportó $0 y la ANH $22,84 Millones. En abril la compañía reportó $2,61 Millones y la ANH $5,22 Millones, y en junio, la compañía reportó $0,43 Millones y la ANH $0,86 Millones.

De acuerdo a la revisión realizada, se identificaron pagos realizados el 23 de enero de 2015 por valor de $54,45 Millones. Para marzo, se tienen pagos por $22,84 Millones, realizados el 31 de marzo de 2015. Para abril, se identificaron pagos por valor de $5,22 Millones, realizados el 21 de abril de 2014. Finalmente, para junio se identificaron pagos por valor de $0,86 Millones. Teniendo en cuenta lo anterior, se ratifican las cifras de la ANH.

En cuanto a las diferencias en el pago de regalías de gas, estas se presentan en el mes de marzo y diciembre. Para marzo la compañía reportó $124,04 Millones y la ANH $101,19 Millones. La diferencia de $22,84 Millones, cruza con el valor reportado por la ANH en el mismo periodo, por concepto de pago de regalías de crudo.

Para diciembre la compañía reportó $164,98 Millones y la ANH $164,84. De acuerdo con la revisión realizada, se encontraron pagos por valor de $164,98 Millones, realizados en 22 de diciembre, lo que ratifica las cifras de la compañía. Teniendo en cuenta lo anterior, la brecha desaparece.

MANSAROVAR

La diferencia con la compañía se presenta en el pago de regalías de gas, toda vez que reporta datos sin decimales y la ANH reporta datos con 2 decimales. Una vez se redondean las cifras sin decimales, la brecha desaparece.

PACIFIC E&P

Para el periodo 2015, las diferencias globales son de $361 Millones de pesos. Estas diferencias se explican a continuación:

• **GRUPO C&C ENERGÍA BARBADOS:** Con la compañía existen diferencias en el pago de regalías de crudo en enero, marzo y abril. Para el mes de enero de 2015 la compañía reportó 0$ y la ANH $0,15 Millones. Para el mes de marzo la compañía reportó $0 y la ANH $29,190 Millones. Finalmente, para el mes de abril, la compañía reportó $0 y la ANH $28,30 Millones.

De acuerdo a la revisión realizada, se identificaron pagos por $0,15 Millones, realizados el 23 de enero de 2015. Para el mes de marzo, se identificaron pagos por $29,190 Millones, realizados el 25 de marzo de 2015. Para el mes de abril, no se encuentran pagos, corroborando las cifras de la compañía. Teniendo en cuenta lo anterior, la brecha se mantiene.

La diferencia puede estar explicada en que la ANH esté tomando pagos realizados por C&C en 2015, cuando estos pudieron haber sido efectuados por Pacific Stratus Energy.

• **META PETROLEUM CORP:** La compañía presentó cifras sin decimales y la ANH presentó las cifras con 2 decimales. Al redondear las cifras sin decimales como las presenta la compañía, la brecha desaparece.

• **PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP:** Con la compañía existen diferencias en el pago de regalías de crudo para los meses febrero, marzo, abril, mayo, junio, septiembre y diciembre. Para febrero, la compañía reportó pagos por $381 Millones y la ANH por $388,04 Millones. Para el mes de marzo, la compañía reportó pagos por $558 Millones y la ANH por $386,56 Millones.

Para abril, la compañía reportó pagos por $392 Millones y la ANH por $363,51 Millones. Para mayo la compañía reportó pagos por $479 Millones y la ANH por $478,31 Millones. Para junio, la compañía reportó $674 Millones y la ANH $665,88 Millones.

Para septiembre la compañía reportó pagos por $2.168 Millones y la ANH por $1.967,63 Millones, mientras que, para diciembre, la compañía reportó $230 Millones y la ANH $227,92 Millones.

De acuerdo a la revisión realizada, para febrero se identificaron pagos por $388,04 Millones. Para marzo se identificaron pagos por valor de $531,7 Millones, reduciendo la brecha a 26 Millones para este periodo. Para abril, se identificaron pagos por $363,51 Millones y para mayo se tienen reportes por valor de $478,3 Millones. Tenido en cuenta lo anterior, la brecha a favor con de la ANH con la compañía C&C Energía, podría cerrarse con la brecha a favor de Pacific Stratus Energy para los mismos periodos.

Para junio, se identificaron pagos por $665,8 Millones y, para septiembre, se identificaron pagos por valor de $1.884 Millones. Parte de la diferencia en este mes, puede corres-

ponder a pagos por campos del Bloque Llanos 19. Finalmente, para diciembre, se identificaron pagos por $228,07 Millones. Teniendo en cuenta lo anterior, la brecha con la compañía se mantiene, aunque se ve reducida de manera considerable.

En cuanto a las diferencias relacionadas con el pago de regalías de gas, se presentan diferencias en enero, febrero y marzo de 2015. Para enero la compañía reporta $1.120 Millones y la ANH $1.117,28 Millones. Para febrero, la compañía reporta $1.308 Millones y la ANH $1.300,68 Millones, mientras que para marzo la compañía reporta $1.245 Millones y la ANH $1.238,92 Millones.

De acuerdo a la revisión realizada, se identificaron pagos por $1.117,28 Millones en el mes de enero. Respecto de febrero, se identificaron pagos por valor de $1.300 Millones. Así mismo para marzo, se identificaron pagos por valor de $1.238 Millones. Teniendo en cuenta lo anterior, se corroboran las cifras de la ANH y la brecha se mantiene.

• **PETROMINERALES COLOMBIA CORP:** La compañía presentó cifras sin decimales tanto para los pagos de crudo como de gas, mientras que la ANH presentó las cifras con 2 decimales. Al redondear las cifras sin decimales, tal y como las presenta la compañía, la brecha desaparece.

PAREX:

Con la compañía se presentan diferencias en el pago de regalías de crudo en los meses de marzo y junio de 2015. Para el mes de marzo la compañía reportó $492,54 Millones y la ANH $2.093,24 Millones. Para el mes de junio la compañía reportó $1.021,87 Millones y la ANH $3.104,30 Millones. Derivado de la revisión realizada, tanto para el mes de marzo como para junio, se confirman las cifras de la ANH. Estas diferencias pueden existir debido a que podrían estarse tomando pagos de Sorgenia Parex (compañía filial de Parex), dentro de los pagos relacionados en el reporte.

En cuanto a las diferencias en el pago de regalías de gas, estas se presentan en los meses de enero, febrero, junio, septiembre, octubre y diciembre. Para enero la compañía reportó $21,30 Millones y la ANH $20,88 Millones. Para febrero, la compañía reportó $12,69 Millones y la ANH $12,06 Millones. Para septiembre, la compañía reportó $27,63 Millones y la ANH $6,89 Millones. Para octubre la compañía reportó $24,01 Millones y la ANH $16,70 Millones, mientras que para diciembre la compañía reportó $25,12 Millones y la ANH $7,58 Millones.

Derivado de la revisión realizada, se confirma el pago reportado por la ANH para el mes de enero, por valor de $20,88 Millones. En cuanto al mes de febrero, se identificó que la compañía incluyó pagos realizados por la compañía Parex en el mes de febrero, por valor de $12,06 Millones (los cuales fueron reportados por la ANH), y pagos realizados a nombre de la filial Sorgenia Parex, por valor de $0,64 Millones.

Para el mes de junio, ocurrió la misma situación del mes anterior, pues la compañía estaría incluyendo pagos por valor de $0,02, correspondientes a la compañía Sorgenia Parex. Teniendo en cuenta lo anterior, la brecha desaparece. Para el mes de septiembre, se identificaron pagos por valor de $6,89 Millones. Para octubre por $16,70 Millones y para diciembre por $7,58 Millones, lo que confirma los datos reportados por la ANH.

2. IMPUESTOS

Frente a las diferencias en el tema de impuestos, solo una empresa presentó razones por las cuales se pudo presentar brecha.

GRAN TIERRA:

La DIAN omitió el reporte de un pago de Solana Resources, empresa que se fusionó con

Petrolifera Petroleum y se cuenta con los soportes correspondientes lo que reduciría la diferencia porcentual de 33 %.

B. Minería

REGALÍAS:

las diferencias encontradas en cuanto a los pagos de regalías de crudo y gas reportados por las compañías vs las cifras de recaudo reportadas por la ANM, la Agencia Nacional de Mínería da a conocer las posibles causas en las diferencias identificadas por el Administrador Independiente. A continuación, se describe y explica de manera detallada para la vigencia 2015, las diferencias de pagos reportados por las compañías vs el reporte de recaudo realizado por la ANM.

GRUPO PRODECO:

La información reportada por el grupo Prodeco para las compensaciones del año 2015 presenta una brecha frente a los datos reportados por la ANM de 938 millones de pesos; 16.275 millones de pesos de Prodeco frente a 17.213 millones de pesos de la ANM, lo que resulta en una diferencia del 5,4 %. Esta diferencia se explica por un pago que realizó la empresa en el primer semestre de 2015 el cual pasó a ser un saldo a favor de la misma para la cancelación de la compensación del mes de agosto del mismo año. El reporte enviado por la ANM contempló dicho saldo a favor como un nuevo pago en agosto y por esta razón quedó reportado de más. El valor reportado doblemente fue de $936.675.012.

CERREJÓN- CARBONES DEL CERREJÓN LIMITED:

La información reportada por el grupo Cerrejón para las regalías del año 2015 presenta una brecha frente a los datos reportados por la ANM de 3.025 millones de pesos; 431.939 millones de pesos de Cerrejón frente a 434.964 millones de pesos de la ANM, lo que resulta en una diferencia del 0.7 % la cual podría ser explicada por diferencias cambiarias derivadas del hecho que Cerrejón lleva a cabo pagos en dólares los cuales deben ser monetizados por la ANM.